Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf

Projektsteckbriefe Onshore

Projektsteckbriefe Offshore

Inhaltsverzeichnis

Einführende Bemerkungen **275**

Projektsteckbriefe Onshore-Netz **277**

50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung) 278
50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin) 281
50HzT-035: Netzausbau: 380-kV-Netzanschlussanlage PSW Leutenberg 284
50HzT-P34: Netzverstärkung: Güstrow – Wolmirstedt 286
50HzT-P36: Netzverstärkung: Bertikow – Pasewalk 289
50HzT-P37: Netzverstärkung: Vieselbach – Mecklar 291
50HzT-P38: Netzverstärkung: Pulgar – Vieselbach 294
50HzT-P39: Netzverstärkung: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf 297
50HzT-P128: Netzausbau: 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden 299
50HzT-P150: Netzverstärkung: Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach 302
50HzT-P180: Netzverstärkung: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (380-kV-Kabeldiagonale Berlin) 306
50HzT-P215: Netzausbau: Netzkuppeltransformator Bentwisch 309
50HzT-P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB) 311
50HzT-P252: Netzausbau: Umspannwerk Berlin/Südost 314
50HzT-P345: Netzausbau: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Hamburg/Ost (Ad-hoc-Maßnahme) 317
50HzT-P357: Netzausbau: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Güstrow (Ad-hoc-Maßnahme) 319
50HzT-P358: Netzausbau: Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida 321
50HzT-P360: Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz 323
AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe 328
AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein 330
AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen 332
AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland 335
AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem 338
AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg 340
AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland 343
AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation 345
AMP-P21: Netzausbau zwischen dem Landkreis Cloppenburg und Merzen 347
AMP-P41: Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier 349
AMP-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe 351
AMP-P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe 353
AMP-P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg 355
AMP-P154: Netzausbau in Siegburg 357
AMP-P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF 359
AMP-P310: Netzverstärkung Bürstadt – Kühmoos 361
AMP-P346: Phasenschiebertransformatoren (PST) in Hanekenfähr 363
AMP-P347: Phasenschiebertransformatoren in Oberzier 365
AMP-P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion 367
AMP-P460: Netzerweiterung in der Region Büscherhof 370

TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar (Wahle – Mecklar) . . . 372
TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen) (Dörpen/West – Niederrhein) . . . 374
TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe (Ganderkesee – St. Hülfe) . . . 376
TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen . . . 378
TTG-019: Netzverstärkung: Umspannwerk Unterweser . . . 381
TTG-021: Ad hoc-Maßnahme zur Netzoptimierung in der TenneT-Regelzone . . . 383
TTG-P21: Netzverstärkung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg (Conneforde – Cloppenburg – Merzen) . . . 385
TTG-P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen (Stade-Landesbergen) . . . 388
TTG-P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins (Westküstenleitung) . . . 391
TTG-P33: Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt . . . 393
TTG-P37: Netzverstärkung Grenze TH/HE – Mecklar . . . 395
TTG-P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring) . . . 397
TTG-P48: Netzverstärkung zwischen Bayern und Baden-Württemberg . . . 399
TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich (Altheim – St. Peter) . . . 401
TTG-P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins (Ostküstenleitung) . . . 403
TTG-P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar . . . 406
TTG-P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal . . . 408
TTG-P157: Netzausbau: Umspannwerk Conneforde . . . 410
TTG-P371: Bestätigte Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der TenneT-Regelzone . . . 412
TNG-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe . . . 416
TNG-P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern . . . 418
TNG-P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene . . . 420
TNG-P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb . . . 422
TNG-P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz . . . 424
TNG-P90: Sammelprojekt für Blindleistungskompensationsanlagen in der TransnetBW-Regelzone . . . 426
TNG-P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich . . . 428
TNG-P350: Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen . . . 430
TNG-P428: Netzverstärkung 380-kV-Schaltanlage Kühmoos . . . 432
TNG-P430: Netzbooster Pilotanlage Kupferzell . . . 434
DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord) . . . 436
DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet) . . . 438
DC3/DC4: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern (SuedLink) . . . 440
DC5: HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (SuedOstLink) . . . 443
DC20: HGÜ-Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern (SuedOstLink+) . . . 447
DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B) . . . 453
DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B) . . . 457
DC31/DC32: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink) . . . 461
DC34/DC35: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link) . . . 467
DC40: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Sachsen . . . 472
DC41: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Baden-Württemberg . . . 477
DC42: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg . . . 481
P22: Netzverstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee . . . 485
P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West (Elbe-Weser-Leitung) . . . 488
P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel und Stade/West (Netzverstärkung NordElbe) . . . 491
P27: Netzverstärkung zwischen Punkt Lemförde und Ohlensehlen . . . 494
P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Salzgitter . . . 497
P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergrheinfeld/West (Fulda-Main-Leitung) . . . 500

P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb . . . 503
P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum . . . 506
P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg . . . 509
P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West und Altheim (Juraleitung) . . . 512
P71: Netzverstärkung und -ausbau Audorf/Süd – Kiel/neu – Trent – Göhl/West . . . 515
P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben . . . 518
P84: Netzverstärkung und -ausbau: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Ämter Büchen/Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land . . . 522
P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW . . . 525
P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter (Pirach - Pleinting) . . . 529
P113: Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen . . . 532
P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt (Elbe-Lippe-Leitung (Nord)) . . . 536
P119: Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum . . . 539
P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt - Schwanebeck/Huy - Klostermansfeld - Schraplau/Obhausen - Lauchstädt . . . 543
P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord . . . 546
P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen (Elbe-Lippe-Leitung (Süd)) . . . 548
P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt . . . 550
P170: Netzverstärkung zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 553
P171: Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 556
P175: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde . . . 559
P200: Punkt Blatzheim - Oberzier . . . 562
P203: Netzverstärkung Suchraum Drensteinfurt – Gersteinwerk . . . 565
P204: Netzverstärkung Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH) . . . 568
P206: Hochrhein . . . 571
P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben . . . 574
P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken . . . 577
P214: Netzverstärkung: Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin . . . 580
P215: Netzverstärkung: Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow . . . 583
P216: Netzverstärkung: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk . . . 587
P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II) . . . 591
P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (Oberbachern – Ottenhofen) . . . 594
P223: Netzverstärkung: Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel . . . 597
P224: Netzverstärkung: Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Güstrow . . . 600
P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar mit Kreuzung Adlkofen (Isar – Altheim) . . . 603
P227: Netzausbau: Lübeck/West – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land . . . 606
P228: Netzverstärkung zwischen Landesbergen, Mehrum/Nord und Salzgitter . . . 609
P230: Netzverstärkung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg . . . 613
P231: Netzverstärkung zwischen Mecklar, Philippsthal und Dipperz . . . 616
P252: Netzverstärkung: Marzahn – Wuhlheide . . . 619
P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt . . . 623
P303: Netzverstärkung Heilbronn (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 626
P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg (Ad-hoc-Maßnahme) (Ostring) . . . 629
P305: Netzverstärkung Ostalb (Ostring) . . . 632
P309: Netzverstärkung Bürstadt – Rheinau – Hoheneck (Ad hoc-Maßnahme) . . . 635
P311: Netzverstärkung Weißenthurm – Bürstadt . . . 638

P313: Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien . . . 641
P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy . . . 644
P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau . . . 647
P328: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect) . . . 650
P329: Errichtung eines zweiten DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (Tarchon) . . . 652
P353: Querregeltransformatoren (PST) am Abzweig Waldeck (ehemals Twistetal) (Ad hoc-Maßnahme) . . . 655
P359: Netzverstärkung und -ausbau: Stendal/West – Wolmirstedt . . . 658
P360: Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz . . . 661
P365: Netzbooster TenneT (Pilotanlage Netzbooster TenneT) . . . 670
P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt . . . 674
P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden . . . 678
P400: Q-Kompensation TenneT . . . 681
P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk . . . 688
P403: Netzverstärkung Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal) . . . 691
P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange . . . 694
P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet (Ad hoc-Maßnahme) . . . 697
P410: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen . . . 700
P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion . . . 703
P420: Netzverstärkung Reicheneck – Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme) (Stuttgart Ostumfahrung) . . . 707
P421: Netzverstärkung Trossingen . . . 710
P426: Lastflusssteuernde Maßnahme Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 712
P450: Netzverstärkung: Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West . . . 715
P462: Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide . . . 718
P464: Netzerweiterung im Saarland . . . 722
P470: Netzausbau Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West . . . 725
P471: Netzausbau Großkrotzenburg2 – Fechenheim – Frankfurt/Südwest . . . 728
P472: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Regensburg . . . 731
P473: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Pleinting . . . 734
P474: Netzausbau zwischen Pirach, Burghausen und Simbach . . . 737
P475: Netzausbau zwischen Frankfurt/Südwest und Schwanheim . . . 740
P476: Netzausbau zwischen Heide und Pöschendorf . . . 742
P477: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Ohlensehlen . . . 745
P478: Netzausbau zwischen Suchraum Pöschendorf, Hemmoor und Alfstedt . . . 747
P480: Ad hoc-Maßnahmen in der TenneT-Regelzone . . . 750
P481: Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg2, Trennfeld, Wallmersbach und Raitersaich . . . 753
P482: Netzverstärkung zwischen Ludersheim/West und Schwandorf . . . 756
P483: Querregeltransformatoren (PST) im Suchraum Nüttermoor . . . 759
P484: Querregeltransformatoren (PST) und Umspannwerk Suchraum Gambach . . . 761
P485: Netzverstärkung und -ausbau: Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen . . . 763
P486: Netzverstärkung und -ausbau Großkrotzenburg2 – Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim . . . 766
P487: Netzverstärkung zwischen Raitersaich, Ingolstadt, Vohburg und Sittling . . . 769
P488: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Marienberg . . . 772
P489: Netzverstärkung Raum Wilhelmshaven . . . 775
P490: Netzausbau zwischen Suchraum Petersgmünd und Goldshöfe . . . 778
P500: Netzverstärkung und -ausbau Aschaffenburg – Urberach einschließlich Punktmaßnahmen Aschaffenburg und Somborn . . . 781
P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede . . . 785
P502: Netzverstärkung Walsum – Beeck . . . 788
P503: Netzverstärkung Niederrhein – Wehofen/Aldenrade/Hamborn/Holten/Schmachtendorf – Walsum . . . 791

P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU) . . . 794
P509: Netzausbau- und -verstärkung Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel . . . 797
P510: Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch-Schwaben . . . 800
P528: Netzverstärkung: Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar . . . 803
P531: Netzverstärkung und -ausbau: Berlin . . . 806
P532: Netzverstärkung: Umspannwerk Streumen . . . 811
P601: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU) . . . 813
P602: Netzverstärkung Bollenacker – Punkt Brühl . . . 816
P603: Netzausbau Friesenheimer Insel – Punkt Lampertheim . . . 819
P604: Netzverstärkung Uchtelfangen – Lambsheim . . . 822
P605: Netzausbau und -verstärkung Niederstedem – Aach – Ensdorf . . . 825
P606: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen . . . 828
P607: Netzverstärkung Dellmensingen – Vöhringen . . . 831
P608: Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land . . . 834
P609: Dezentraler Netzbooster im Rheinland (Ad hoc-Maßnahme) . . . 837
P610: Netzverstärkung Meppen – Hanekenfähr (Ad hoc-Maßnahme) . . . 841
P611: Netzverstärkung Mengede – Emscherbruch (Ad hoc-Maßnahme) . . . 844
P612: Sammelprojekt für Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der Regelzone Amprions . . . 847
P625: Netzausbau: Streumen – Gemeinde Großenhain – Gemeinden Moritzburg/Radeburg/ Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln . . . 850
P626: Netzausbau: Bärwalde – Gemeinden Horka/Hähnichen/Niesky/Rothenburg (Oberlausitz) – Hagenwerder . . . 853
P627: Netzausbau: Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher – Perleberg . . . 856
P628: Netzverstärkung: Lubmin – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow . . . 859
P630: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt . . . 862
P631: Netzverstärkung: Marke – Hohenthurm – Lauchstädt . . . 865
P632: Netzverstärkung: Hamburg/Ost – Hamburg/Süd – Dollern . . . 868
P633: Netzverstärkung: Ragow – Thyrow . . . 871
P634: Netzverstärkung: Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen . . . 874
P635: Netzausbau: Gemeinde Grabowhöfe – Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Stadt Barby/ Stadt Zerbst/Anhalt – Marke . . . 877
P636: Netzausbau: Delitzsch – Taucha – Eula . . . 880
P637: Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 883
P638: Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Neuenhagen . . . 886
P639: Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 888
P640: DC-Netzausbau: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) (Bornholm Energy Island) . . . 891
P641: Netzausbau: Gemeinden Erxleben/Ingersleben/Emden – Stadt Wanzleben-Börde/ Gemeinde Hohe Börde – Eulenberg . . . 895
P675: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Trennfeld und Großgartach . . . 898
P676: Netzverstärkung Stuttgart West-/Ostumfahrung . . . 901
P677: Netzverstärkung zwischen Rheinau und Hüffenhardt (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 904
P678: DC-Interkonnektor Deutschland - Schweiz . . . 907
P679: DC-Interkonnektor Deutschland - Frankreich . . . 911
P680: Lastflusssteuernde Maßnahme Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 914
P681: Lastflusssteuernde Maßnahme Goldshöfe (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 917
P682: Netzbooster Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 920

Projektsteckbriefe Offshore . . . 923

Einführende Bemerkungen

Die einzelnen Projekte des aktuellen NEP sind nachfolgend in Form von Steckbriefen dargestellt. Die Steckbriefe beschreiben und begründen die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Maßnahme und fassen zusammengehörige Maßnahmen zu Projekten zusammen. Anlagenmaßnahmen, die mit erforderlichen Leitungsmaßnahmen einhergehen (Leitungs-Schaltfelder), werden nicht separat ausgewiesen.

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind auch reine Punktmaßnahmen (Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) in Umspannwerken erforderlich. Der Bedarf des Übertragungsnetzes wird als horizontale, der Bedarf zu den unterlagerten Verteilnetzen wird als vertikale Punktmaßnahme charakterisiert. Da die Bundesnetzagentur vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im NEP in der Regel nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zusammen mit verschiedenen horizontalen Punktmaßnahmen zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_2037_2045_V2023_2E.pdf zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteil- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Steckbrief erwähnt. Grundsätzlich sind vertikale Punktmaßnahmen notwendig und daher in den NEP-Datensätzen enthalten.

Die Steckbriefe sind in Start- und Zubaunetz unterteilt und nach ausführendem Übertragungsnetzbetreiber im Startnetz bzw. durch die Nummerierung im Zubaunetz sortiert. In den Bezeichnungen der Startnetz-Projekte werden die Namen der Übertragungsnetzbetreiber wie folgt abgekürzt:

50Hertz = 50HzT, Amprion = AMP, TenneT = TTG, TransnetBW = TNG

In den Steckbriefen werden konkrete Angaben zur geplanten Technologie der jeweiligen Maßnahmen gemacht – einschließlich der Ausführung als Freileitung oder Erdkabel. Prinzipiell gilt der Grundsatz, dass es sich bei Leitungsprojekten bzw. Maßnahmen mit dem Kürzel „DC“ um DC-Projekte bzw. -Maßnahmen handelt. Leitungsprojekte und Maßnahmen, die auf Projektebene das Kürzel „P“ und auf Maßnahmenebene das Kürzel „M“ tragen, werden dagegen in AC-Technologie ausgeführt. Ausnahmen stellen Interkonnektoren-Projekte dar, die auch in DC-Technologie ausgeführt werden. In den Steckbriefen werden Maßnahmen, wo sinnvoll, zu Projekten zusammengefasst.

Im Rahmen des NEP wird noch nicht über den konkreten Trassenverlauf von Maßnahmen entschieden. Ist eine gemeinsame Trassenführung z. B. von HGÜ-Projekten geplant, so wird in den jeweiligen Steckbriefen darauf hingewiesen.

Die Steckbriefe sind unterteilt in eine Beschreibung und eine Begründung der Maßnahmen eines Projekts. Die Ausführlichkeit der Beschreibung und Begründung variiert in Abhängigkeit zum Fortschritt der Planung.

In der Übersichtstabelle werden in der Spalte „NOVA-Kategorie“für die jeweiligen NOVA-Kategorien Kürzel verwendet: NO = Netzoptimierung, NV = Netzverstärkung, NA = Netzausbau. Ob es sich um eine Anlage oder Leitung handelt, wird mit A oder L abgekürzt. Auch die Bundesländer werden über Kürzel ausgewiesen, die dem Abkürzungsverzeichnis zu entnehmen sind.

In der Spalte Umsetzungsstand ist – wo möglich – vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungstand ***Mitte*** 2023.

In der Spalte „Umsetzungsstand" wird unterschieden zwischen:

- 0: Noch keine Aktivität,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung,
- 3: Im Genehmigungsverfahren,
- 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau,
- 5: Realisiert.

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind. Bei neuen Maßnahmen ist in der Regel das Zieljahr der Szenarien angegeben, in denen der Bedarf ermittelt wurde. Die anvisierten Inbetriebnahmen orientieren sich an der Datenmeldung im Rahmen der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des Wirtschafts- und Klimaschutzministers Robert Habeck (Veröffentlichung: Januar 2022). Abweichungen davon sind über * kenntlich gemacht und werden in den jeweiligen Steckbriefen erläutert.

Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamen Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge betragen. Eine Beschreibung der Ermittlung der Längenangaben bei neuen AC- oder DC-Maßnahmen findet sich im Kapitel Onshore-Netz.

Die Abbildungen basieren auf der Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL).

Hinweise aus der Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2023), die konkrete Projekte und Maßnahmen betreffen, wurden - soweit möglich - in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe verarbeitet. Auf eine Kenntlichmachung der Änderungen in den Steckbriefen wurde aus Gründen der besseren Lesbarkeit verzichtet.

Projektsteckbriefe Onshore-Netz

Im Folgenden werden die Projekte des Start- und Zubaunetzes dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Netzausbau und Netzverstärkung unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Projekte des Start- und Zubaunetzes:

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

AC-Netzverstärkung

AC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)

AC-Netzausbau

DC-Netzverstärkung

DC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)

DC-Netzausbau

Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung

Netzausbau

Ausbau von bestehenden Anlagen

DC-Konverter

Leitungsverbindungen Bestandsnetz

Umspannwerke/Stationen

AC 380 kV

AC 220 kV

AC 150 kV

DC

Definitionen

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen.

Als Ausbau von bestehenden Anlagen werden der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen sowie die ggf. notwendige Erweiterung der Grundstücksfläche zur Einordnung des Zubaus bezeichnet.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen und Leitungen gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen.

Stand der Umsetzung

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- 0: Noch keine Aktivität,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung,
- 3: Im Genehmigungsverfahren,
- 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau,
- 5: Realisiert.

50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: EnLAG, Nr. 3

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend bzw. länderübergreifend zum benachbarten polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE.

Hierzu ist im Leitungsabschnitt Neuenhagen – Vierraden – Bertikow eine neue 380-kV-Doppelleitung zum Teil in neuer Trasse zu errichten. Gemäß dem Prinzip der Trassenbündelung verläuft die geplante Trasse überwiegend parallel zu anderen Infrastrukturtrassen: einer Bahntrasse und über rund 100 Kilometer parallel zu bestehenden 110-kV- und 220-kV-Leitungen. Letztgenannte 220-kV-Leitung, die heute die Verbindung zwischen Neuenhagen und Bertikow/Vierraden herstellt, wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung rückgebaut.

Die zuvor bereits mit 220 kV betriebene Kuppelleitung Vierraden (50Hertz) – Krajnik (PSE) wurde inzwischen auch auf deutscher Seite komplett als 380-kV-Doppelleitung errichtet. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Anlage Vierraden Ende 2017 und der dortigen ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren wird die Kuppelleitung seit Mitte 2018 mit 380 kV betrieben. Diese 380-kV-Netzkonfiguration wird temporär bis zur Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung und der 380-kV-Anlage Bertikow über zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Vierraden mit dem verbleibenden 220-kV-Netz in der Uckermark-Region verbunden.

Durch die Uckermarkleitung wird die Transportkapazität für die im Norden der 50Hertz-Regelzone eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Onshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg sowie Offshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern) geschaffen bzw. erhöht.

Der Planfeststellungsbeschluss (PFB) wurde im Juli 2014 erteilt. Mit dem Bau wurde nicht begonnen, da gegen den Beschluss geklagt wurde. Ebenfalls beklagt wurde ein Beschluss des Landesamtes für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg (LBGR) im Planergänzungsverfahren vom August 2020. Die Klage wurde vom Bundesverwaltungsgericht mit Urteil am 05.07.2022 abgewiesen. Die Freileitung befindet sich seit Ende 2020 in einzelnen Abschnitten im Bau und ist seit dem Urteil des Bundesverwaltungsgerichts in allen Abschnitten bestandskräftig genehmigt.

Folgende Maßnahmen sind erforderlich und sind zum Teil bereits abgeschlossen:

- Errichtung der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (Netzverstärkung und -ausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Einfacheinschleifung Vierraden zur 380-kV-Doppeleinschleifung (2. Einschleifung als Netzverstärkung und -ausbau) im Zusammenhang mit der Errichtung der Querregeltransformatoren Vierraden; diese Maßnahme ist nicht Bestandteil des oben genannten Planfeststellungsverfahrens für die Uckermarkleitung,
- Ablösung der bestehenden 220/110-kV-Anlage Vierraden durch eine neu zu errichtende 380/110-kV-Anlage, einschließlich Ablösung der 220/110-kV- durch eine 380/110-kV-Transformation (Netzausbau, Maßnahme abgeschlossen),
- Anteilige Umrüstung und Erweiterung der mit 220 kV betriebenen, bereits für 380 kV vorbereiteten Anlage Bertikow auf 380-kV-Betrieb,
- Neubau eines Abschnitts in bestehender Trasse der 380-kV-Freileitung Vierraden – Krajnik und Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Netzverstärkung, Maßnahme abgeschlossen).

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/Uckermarkleitung

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M50HzT-003a	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	L	BB	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse	56	64	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M50HzT-003c	Vierraden: 380-kV-Einschleifung (2.)	L	BB	NV	Zu-/Umbeseilung		5	2024	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

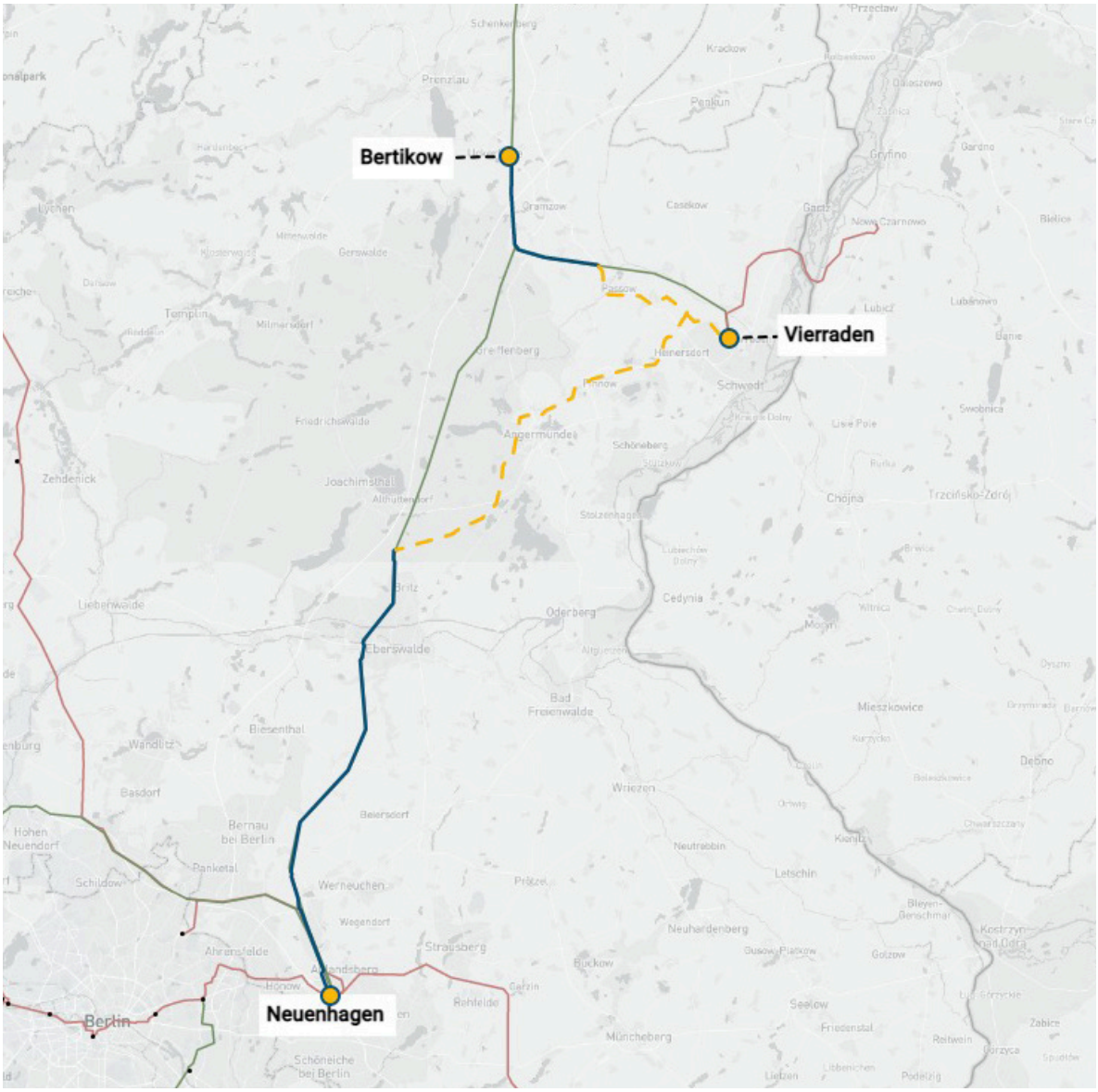
Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der 50Hertz-Regelzone, d. h. anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer Erzeugung bei bestenfalls stagnierendem Verbrauch, kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen, verbunden mit hohen Leistungstransporten in Richtung Südwest. Des Weiteren treten dabei hohe Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch parallele Leistungsflüsse auf, weshalb seitens 50Hertz und PSE der Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren auf den deutsch-polnischen Kuppelleitungen beschlossen und 2017/2018 realisiert wurde.

Umfangreiche Netzberechnungen zeigten u. a. erhebliche Überlastungen der bestehenden regionalen 220-kV-Netzstruktur auf, die belegen, dass diese für die anstehenden Übertragungsaufgaben in der Region unzureichend und daher eine Änderung der Netzstruktur auf 380 kV notwendig ist. Die 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow ist zusammen mit der 380-kV-Umstellung der Kuppelleitung Vierraden – Krajnik zur Vermeidung von unzulässig hohen Belastungen in der regionalen 220-kV-Netzstruktur erforderlich. Mittels der genannten Maßnahmen wird eine Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Bereich der Uckermarkleitung erreicht und so das Höchstspannungsnetz an die neuen Anforderungen angepasst.

Auch die im Rahmen des NEP durchgeführten Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit eines Leitungsneubaus deutlich auf: Die Einspeiseleistung der in der Netzregion Uckermark bereits heute vorhandenen Windparks sowie die der zukünftig geplanten EE-Anlagen übersteigt die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow um ein Vielfaches. Durch die Installation von Querregeltransformatoren zur Limitierung der Leistungsflüsse in das polnische Nachbarnetz über die 380-kV-Kuppelleitung Vierraden – Krajnik wird zudem die Netzbelastung in der betrachteten Netzregion Uckermark weiter erhöht.

Netzoptimierungs- oder Netzverstärkungsmaßnahmen, wie Leiterseilmonitoring oder Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile (sofern technisch und genehmigungsrechtlich zulässig), ergeben bei einer 220-kV-Leitung kein ausreichendes und nachhaltiges Erhöhungspotenzial, um die stark anwachsenden Übertragungsaufgaben, insbesondere durch die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen, erfüllen zu können. Dies ist nur durch eine wesentlich leistungsstärkere 380-kV-Leitung möglich, da die Erhöhung der Spannungsebene in Verbindung mit einem höheren Übertragungsquerschnitt eine deutlich höhere Übertragungsleistung und geringere Übertragungsverluste ermöglicht.

Zur Reduzierung der Eingriffe in Landschaft und Natur wurde die am besten geeignete Trassenführung möglichst in Bündelung mit vorhandenen 110- und 220-kV-Leitungstrassen ermittelt (inkl. Raumentlastung durch den Rückbau der 220-kV-Leitung).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: EnLAG, Nr. 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin bzw. im nördlichen Berliner Umland für die im Nordosten der 50Hertz-Regelzone erzeugte Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen.

Ein Teil der übertragenen Leistung dient der Deckung der Nachfrage in Berlin und im Berliner Umland (Brandenburg). Zudem ermöglicht die leistungsstärkere 380-kV-Netzstruktur die nachhaltige Berücksichtigung von Kundenbelangen (zukunftssicherer Anschluss von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen der stromintensiven Industrie).

Hierfür ist der Neubau einer rund 75 km langen 380-kV-Freileitung weitestgehend in der bestehenden Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung erforderlich (Ersatzneubau und Neubau in neuer Trasse). Im Zusammenhang mit dem Leitungsvorhaben müssen die Umspannwerke (UW) Wustermark, Hennigsdorf, Malchow und Neuenhagen um entsprechende 380-kV-Leitungsschaltfelder erweitert sowie nachfolgend genannte Änderungen eingeleitet werden.

Für das UW Malchow ist eine zweite Einschleifung in die oben genannte Leitung vorgesehen (Leitungsneubau in Bündelung zu einem bestehenden 380-kV-Trassenkorridor, in oben genannter Neubaulänge enthalten), womit die Voraussetzungen für eine netztechnisch flexible Betriebsführung, eine optimierte Netzstruktur zwischen den UW Malchow und Neuenhagen sowie eine höhere Netz- und Versorgungssicherheit geschaffen werden.

Im Bereich Hennigsdorf sind der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Ergänzung zur bestehenden 220-kV-Kundenanlage sowie von zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren erforderlich, um den Anschlusskunden auch zukünftig versorgen zu können.

Im UW Wustermark wurde die erforderliche Erweiterung der bestehenden Anlage um einen zusätzlichen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator sowie ein 380-kV-Leitungsschaltfeld bereits abgeschlossen. Für den Anschluss des zweiten 380-kV-Systems ist noch die Errichtung eines weiteren 380-kV-Leitungsschaltfeldes erforderlich.

Die Maßnahmen des Projekts 50HzT-007 stehen in Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-003 (Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung)), welches dem Transport von Einspeiseleistung, insbesondere aus Windenergieanlagen, in die Netzregion und den Raum Berlin inkl. Umland dient.

Für das Projekt ist das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Der erste (westliche) Abschnitt von Wustermark bis Hennigsdorf wurde planfestgestellt und im 4. Quartal 2016 mit einer Länge von rund 29 km in Betrieb genommen. Der Planfeststellungsbeschluss für den zweiten (östlichen) Abschnitt von Hennigsdorf nach Neuenhagen wurde im August 2019 erteilt, dieser Abschnitt befindet sich im Bau.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-NordringBerlin

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M50HzT-007	Neuenhagen – Wustermark	L	BB, BE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau	14	61	2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

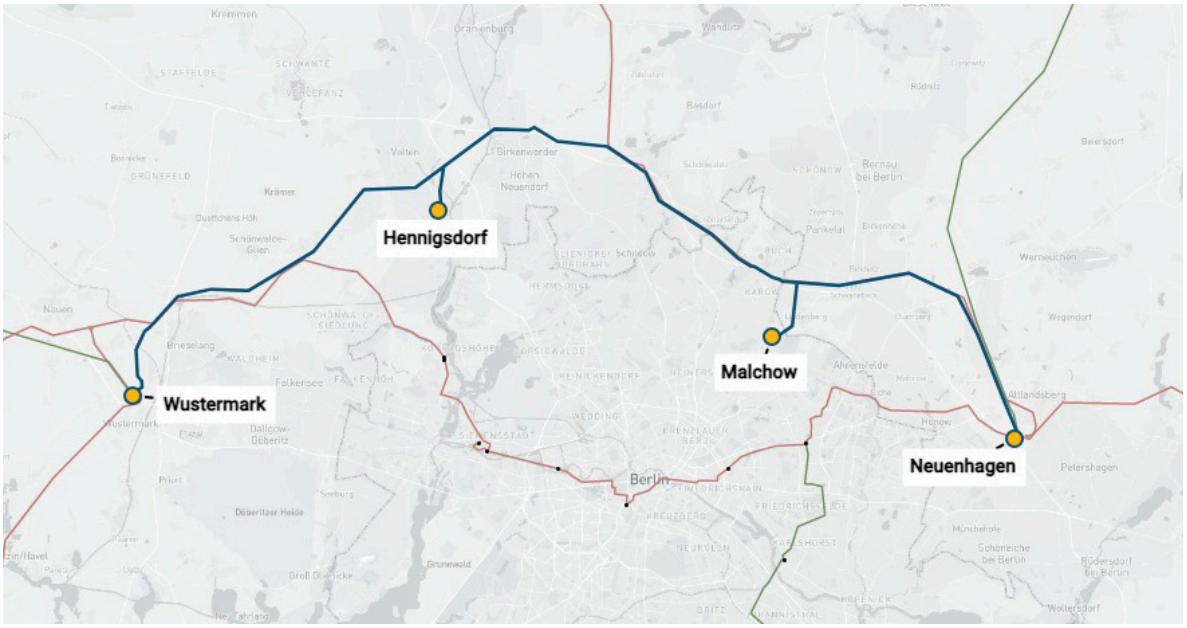
Die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin inkl. Umland ist auch erforderlich, um die Netz- und Versorgungssicherheit Berlins anforderungsgerecht aufrecht zu erhalten.

Die vorhandene 380-kV-Doppelleitung Neuenhagen – Malchow – Lubmin ist und die geplante Uckermarkleitung (50HzT-003) wird an die 380-kV-Anlage in Neuenhagen, gelegen am östlichen Stadtrand von Berlin, angeschlossen. Von Neuenhagen führt eine 380-kV-Doppelleitung in die Stadt Berlin hinein und eine weitere nach Preilack in die Lausitz. Die 380-kV-Leitungsverbindung in die Stadt Berlin hinein ist auf dem Abschnitt Neuenhagen – Marzahn als Freileitung ausgeführt. Von Marzahn verlaufen durch das Berliner Stadtgebiet weitestgehend 380-kV-Doppelkabelanlagen bis nach Teufelsbruch (Berlin-Spandau am westlichen Stadtrand). Diese sogenannte 380-kV-Diagonale in Berlin wurde ursprünglich ausschließlich zur Versorgung Berlins geplant und errichtet sowie dafür bzgl. Übertragungskapazität ausgelegt.

Aufgrund der geänderten Anforderungen an das Übertragungsnetz durch die allgemeine Marktentwicklung für den Stromhandel und den Ferntransport von erneuerbaren Energien haben sich veränderte Leistungsflussbedingungen eingestellt. Dadurch und aufgrund der technischen Parameter von Kabeln (wesentlich kleinere Impedanz als eine Freileitung) stellen sich verstärkte Transitleistungsflüsse auf der 380-kV-Diagonale in Berlin ein. Diese führen zu hohen Belastungen und damit zur Gefährdung der Netz- und Versorgungssicherheit. Eine temporär leistungsflussbedingte, schaltungstechnische „Auftrennung“ der Diagonale zur Unterbindung unzulässig hoher Transitleistungsflüsse ist daher derzeit ohne die Realisierung weiterer Maßnahmen auf der 380-kV-Diagonale in Berlin (s. 50HzT-P180) nicht möglich. Die Erhöhung der Übertragungskapazität durch den Nordring Berlin ermöglicht die Integration der im Nordosten der 50Hertz-Regelzone erzeugten EE-Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, leistet zudem einen Beitrag zur Entlastung der Berlin-Diagonale und trägt damit insgesamt zur Stabilität der Netzsituation in Berlin bei.

Die Erhöhung der Übertragungskapazität soll mittelfristig durch die Umstrukturierung des vorhandenen 220-kV-Nord- und perspektivisch auch des 220-kV-Südrings im Raum Berlin realisiert werden. Diese Maßnahmen werden bedarfsgerecht, auch unter Berücksichtigung der Netz- und Systemsicherheit in der Bau- und Betriebsphase, in zwei Schritten geplant. Zunächst wird im ersten Schritt der „380-kV-Nordring Berlin“, d. h. die 380-kV-Doppelleitung von Wustermark über Hennigsdorf nach Neuenhagen, realisiert.

Die notwendige Absicherung in Ausfallsituationen zusammen mit der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität kann nur durch den Neubau der oben genannten 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark (inkl. Neubau des Leitungsanschlusses zum Umspannwerk Malchow) und die damit verbundenen Maßnahmen erfolgen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-035: Netzausbau: 380-kV-Netzanschlussanlage PSW Leutenberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: Anschlusspflicht von KW

Beschreibung des geplanten Projekts

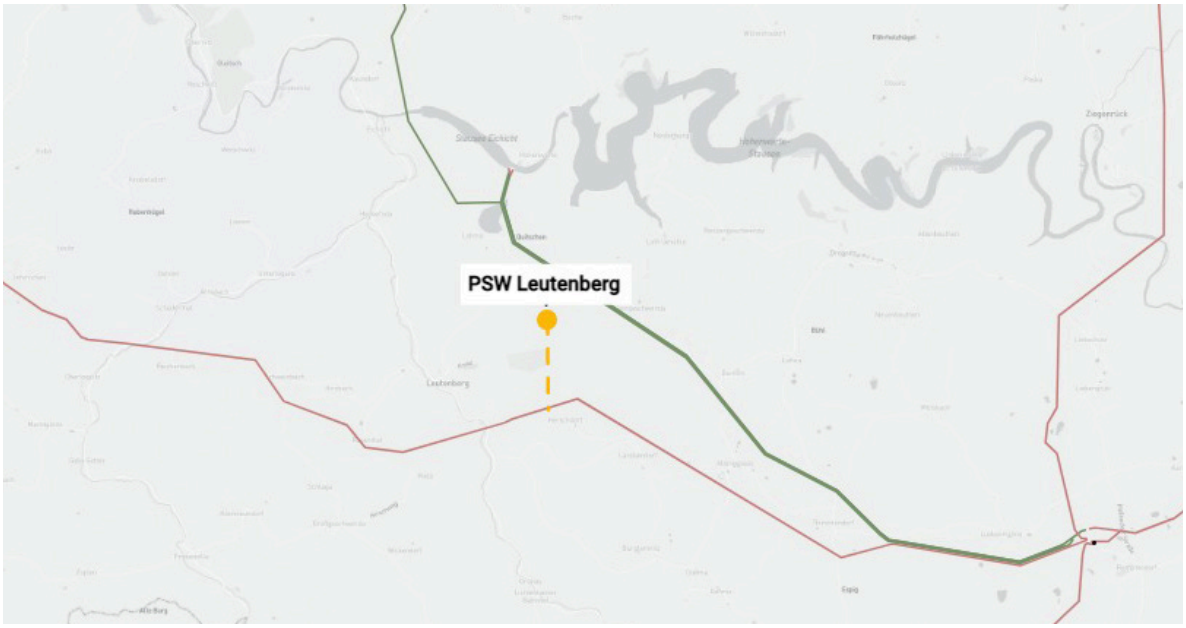
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Pumpspeicherwerk (PSW) Leutenberg an das 380-kV-Übertragungsnetz von 50Hertz herzustellen. Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf einzubinden.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M50HzT-035a	Netzanschluss PSW Leutenberg	L	TH	NA	Neubau in neuer Trasse	2		2028	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Bei 50Hertz liegt ein qualifiziertes Netzanschlussbegehren gemäß Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) für das Pumpspeicherwerk im Raum Leutenberg/Probstzella (Thüringen) vor. Unter dem Projektnamen „Wasserspeicherkraftwerk Leutenberg/Probstzella“ wurde das Raumordnungsverfahren mit der Landesplanerischen Beurteilung des Thüringer Landesverwaltungsamtes vom 22.08.2016 erfolgreich abgeschlossen. In der Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss wird von der Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage und der Einbindung in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf als netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhafte Anschlusslösung ausgegangen.

Da seit dem Abschluss des Raumordnungsverfahrens durch den Antragsteller keine weiteren Schritte für das PSW-Projekt eingeleitet wurden, erfolgen derzeit seitens 50Hertz keine Aktivitäten im Netzanschlussverfahren gemäß gesetzlicher Netzanschlussverpflichtung.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P34: Netzverstärkung: Güstrow – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet, in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2022: 39

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt. Zwischen den Umspannwerken Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern) und Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) verläuft eine 220-kV-Freileitung, deren Übertragungskapazität durch den Neubau einer 380-kV-Freileitung erhöht werden soll. Die geplante 380-kV-Freileitung soll auf rund 190 Kilometern Länge weitgehend im Raum der schon bestehenden Freileitungstrasse verlaufen. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse, mit Ausnahme von geplanten kleinräumigen Trassenoptimierungen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende 220-kV-Freileitung wird im engen zeitlichen Zusammenhang vor bzw. während der Errichtung der 380-kV-Freileitung zurückgebaut.

- M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt
  Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in den Umspannwerken Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.
- M22b: Parchim/Süd – Perleberg
  Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Perleberg zu erweitern.
- M22c: Güstrow – Parchim/Süd
  Von Güstrow nach Parchim/Süd wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Güstrow zu erweitern.

Mit der Realisierung von M22b wird das bereits für einen späteren 380-kV-Betrieb konzipierte, aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche, Umspannwerk Parchim/Süd für den 380-kV-Betrieb erweitert. Mit Realisierung von M22a erfolgt die vollständige Umstellung auf 380 kV inkl. Einsatz einer 380/110-kV- anstelle der heutigen 220/110-kV-Transformation.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungPerlebergWolmirstedt
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungGuestrowParchimSuedPerleberg

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M22a	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	L	BB, ST	NV	Ersatzneubau		101	2027*	3: Im Genehmigungsverfahren
M22b	Parchim/Süd – Perleberg	L	BB, MV	NV	Ersatzneubau		37	2024	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M22c	Güstrow – Parchim/Süd	L	MV	NV	Ersatzneubau		53	2024	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die zu erwartenden Onshore- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark in Richtung Süden wird diese Leitung perspektivisch noch stärker belastet werden. Die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 400 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Die Belastung steigt durch die anwachsende EE-Einspeiseleistung, die u. a. auch vom UW Parchim/Süd aufzunehmen ist, weiter an. Die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität.

Netzplanerische Begründung

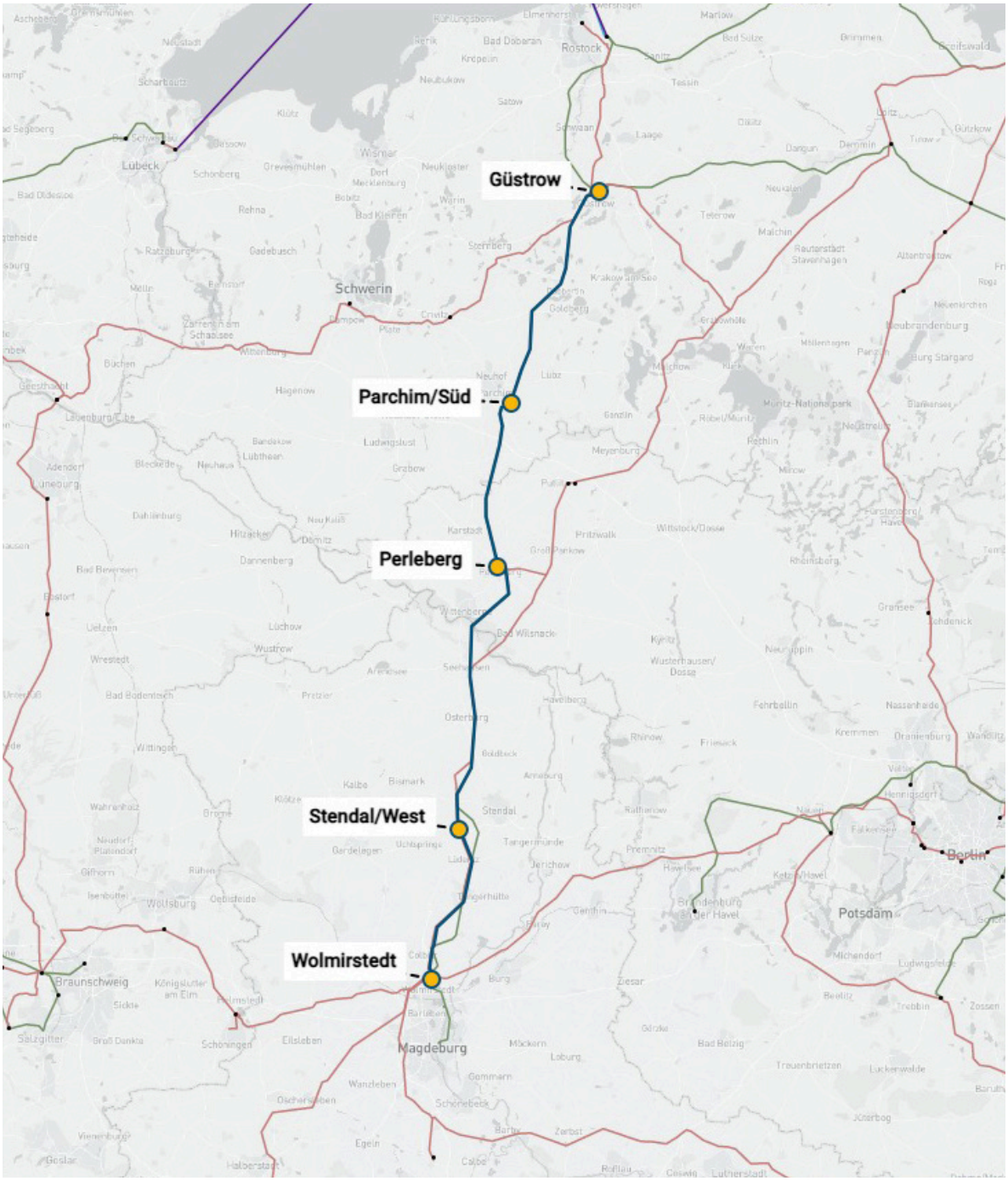
Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitung neu errichtet werden. Ohne den Neubau im bestehenden Trassenraum wird die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt schon im Grundfall unzulässig hoch belastet.

Die unzulässig hohe Leitungsbelastung wird wesentlich durch die über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eingespeiste EE-Leistung verursacht. Daher ist es notwendig, dieses Umspannwerk auf 380 kV umzustellen und per Doppeleinschleifung in die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden. Zusätzlich ist eine Einschleifung der 380-kV-Neubau-Freileitung in das Umspannwerk Perleberg und eine 380-kV-Doppeleinschleifung in das Umspannwerk Stendal/West erforderlich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P34 wurde als P34 seit dem NEP 2013 mehrfach bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 39).

* Verzögerung durch Behörde.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P36: Netzverstärkung: Bertikow – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Es schließt nördlich an das Vorhaben 50HzT-003 (Uckermarkleitung) an. Das Projekt beinhaltet folgende Maßnahmen:

- M21: Bertikow – Pasewalk
  Von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern) wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (Ersatzneubau). Im Zuge der Trassenfindung wurde angestrebt, im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung zu verbleiben. In einem Abschnitt wurde dem Bündelungsgebot der Bundesnetzagentur gefolgt; der betreffende geplante Abschnitt verläuft gebündelt mit der BAB A20. Die 380-kV-Anlage Bertikow ist zu erweitern. Weiterhin ist am Standort Pasewalk eine 380-kV-Anlage mit 3 x 380/110-kV-Transformatoren für die Ablösung der bestehenden 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).
- M21TR1: Pasewalk: 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren
  Es sind zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren im Umspannwerk (UW) Pasewalk für die Anbindung der bestehenden 220-kV-Stromkreise zwischen Pasewalk und Güstrow/Iven vorzusehen.

Die Bundesnetzagentur hat am 15.10.2021 den Planfeststellungsbeschluss erlassen und damit das Baurecht erteilt. Derzeit befindet sich das Vorhaben im Bau. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung ist geplant, die 220-kV-Leitung zurückzubauen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungBertikowPasewalk

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M21	Bertikow – Pasewalk	L	BB, MV	NV	Ersatzneubau		32	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M21TR1	Pasewalk: 380/ 220-kV-Netzkuppeltransformator (1.+2.)	A	MV	NA				2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im östlichen Mecklenburg-Vorpommern ist in der Region, in der das UW Pasewalk liegt, bereits eine hohe Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen installiert, die nach Prognosen des regionalen Verteilnetzbetreibers weiter stark anwachsen wird. In der Region ist zudem mit dem UW Pasewalk/Nord (Arbeitstitel) ein direkter, leistungsstarker Windparkanschluss am Übertragungsnetz geplant. Damit einher geht ein weiter ansteigender Transportbedarf. Zudem werden die bestehenden 220-kV-Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik) zusätzlich belastet. Für die zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der aus vorgenannten Gründen insgesamt resultierende Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

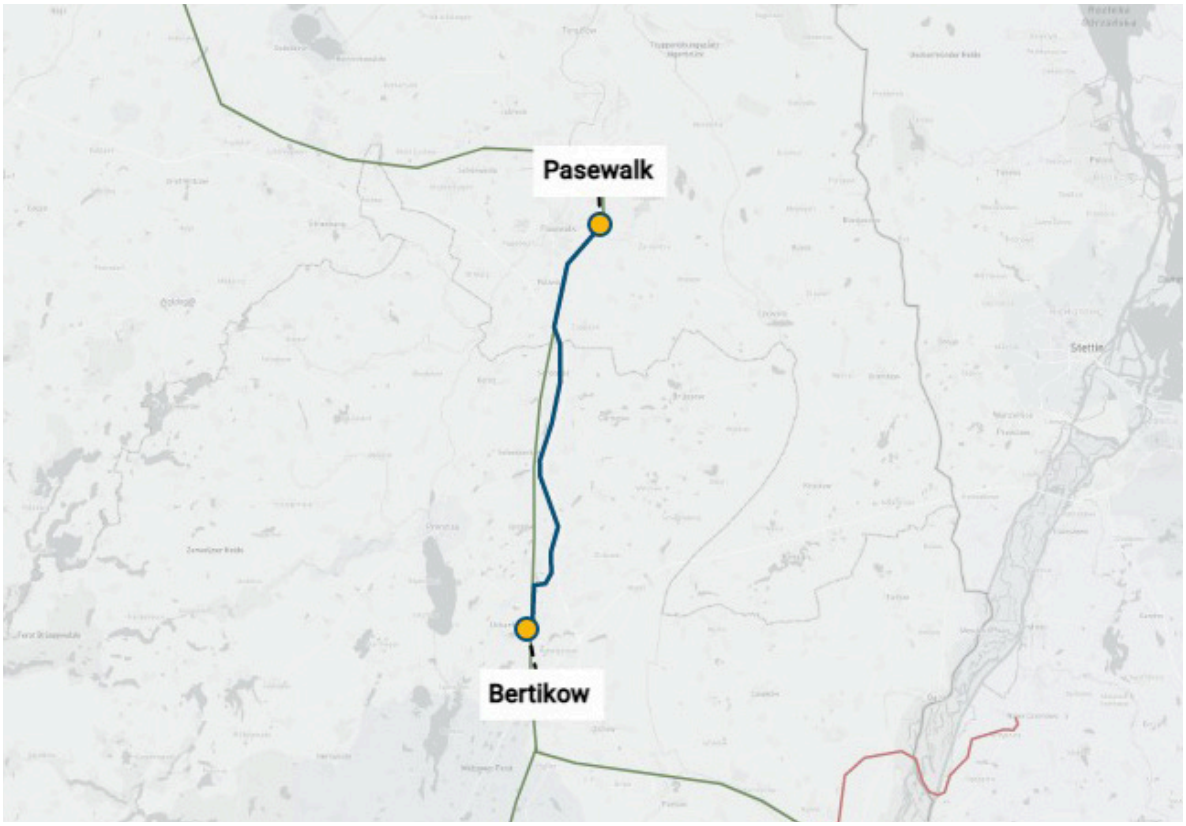
Die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Ohne den 380-kV-Neubau Bertikow – Pasewalk wird die bestehende 220-kV-Leitung teilweise bereits im Grundfall, und erst recht bei Ausfall eines Stromkreises, unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Maßnahme M21 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die erwartete installierte EE-Leistung kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallele 220-kV-Verbindung vorhanden ist. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Bertikow nach Pasewalk durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Bertikow) führt zum Belastungsanstieg auf dem mit 380 kV betriebenen Interkonnektor Vierraden – Krajnik (PL). Da hierbei die Leistungsflüsse zum polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zusätzlich beeinflusst würden, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar und wurde verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P36 mit der Maßnahme M21 wurde als Projekt P36 ab dem NEP 2012 mehrfach von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 11).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P37: Netzverstärkung: Vieselbach – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 12

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient insbesondere dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen.

- M25a: Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen
  Im 50Hertz-Abschnitt von Vieselbach über Eisenach bis zur Landesgrenze Thüringen/Hessen ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung (HTLS) mit einigen wenigen Masttauschen in ihrer Leistungsfähigkeit auf 4.000 A zu steigern (Netzverstärkung). Die Maßnahme soll somit als Pilotstrecke für HTLS ausgeführt werden. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung) und Anpassungen in Eisenach sind notwendig. Ein Verzicht auf die Bundesfachplanung (§ 5a NABEG) wurde im März 2021 für das Projekt erteilt. Es befindet sich zurzeit im Planfeststellungsverfahren.

Bei der Verstärkung der bestehenden Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können, u. a. im Rahmen von Masttauschen, geringfügige Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um insbesondere Abstände zu Siedlungen zu erhöhen.

Der regionale Verteilnetzbetreiber plant im Gebiet Ebenheim, gelegen zwischen Vieselbach und Eisenach, sein bestehendes 110-kV-Umspannwerk Ebenheim in Abstimmung mit 50Hertz mit einer 380/110-kV-Umspannung zu erweitern. Diese Erweiterung ist jedoch nicht Bestandteil des Projektes 50HzT-P37; sie ist eine separate Punktmaßnahme (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/MecklarVieselbach

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M25a	Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen	L	TH	NV	Zu-/Umbeseilung		87	2026	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) wird durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der 50Hertz-Regelzone, beansprucht.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.660 MVA auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch Umbeseilung wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

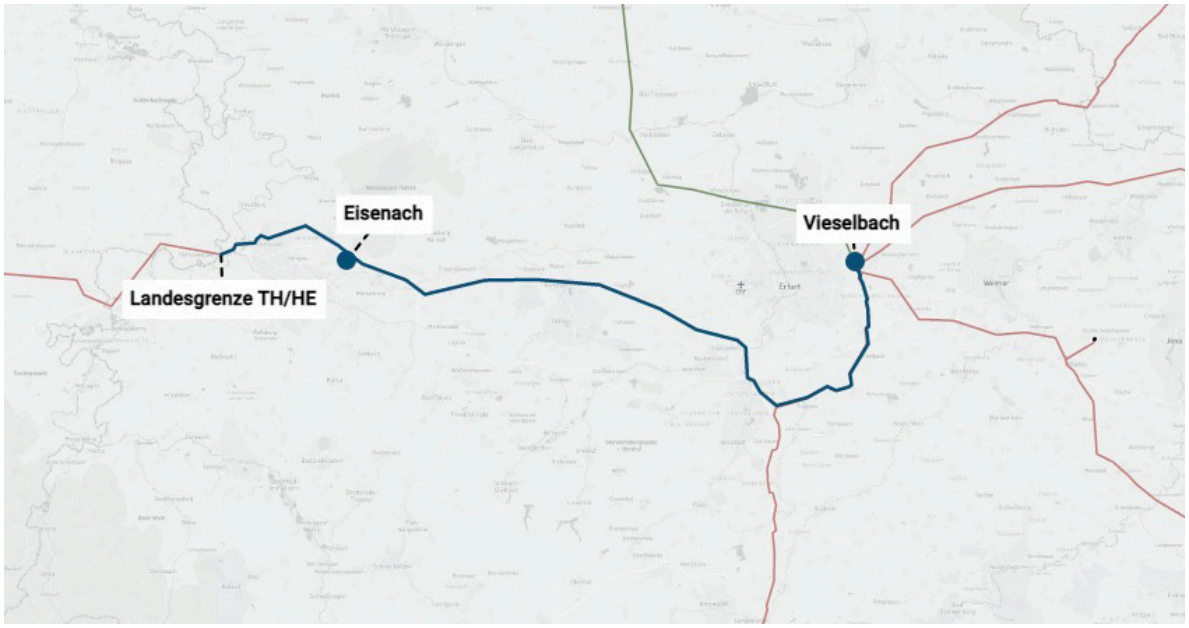
Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB wurde zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar untersucht. So können dadurch in Starkwindperioden maximal 1.900 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin im Grenzbereich der zulässigen Leitungsbelastung. Mit der Umbeseilung und teilweisen Masttauschen (im Abschnitt Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen) auf der 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar ist die notwendige Netzverstärkung realisierbar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme M25a bestehen keine alternativen Netzverknüpfungspunkte bzw. Maßnahmen, die gemäß NOVA-Prinzip technische und/oder wirtschaftliche Alternativen darstellen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P37 mit der Maßnahme M25a wurde seit dem NEP 2022 (2012) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 12 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P38: Netzverstärkung: Pulgar – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 13

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen:

- M27a: Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)
  Auf dem Abschnitt vom Umspannwerk Pulgar bis Geußnitz (bei Zeitz) wurde auf 27 km die bestehende Freileitung mit HTLS umbeseilt und die 380-kV-Anlage Pulgar wird entsprechend verstärkt. Für den Abschnitt Ost wurde die Bundesfachplanung abgeschlossen. Anstelle eines Planfeststellungsverfahrens wurde ein vereinfachtes Anzeigeverfahren nach § 25 NABEG durchlaufen. Die leitungsseitige Maßnahme wurde bereits realisiert.
- M27b: Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)
  Auf dem Abschnitt von Geußnitz bis Bad Sulza ist auf 42 km die bestehende Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung zu verstärken (Ersatzneubau). Der Abschnitt Mitte befindet sich im Planfeststellungsverfahren.
- M27c: Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)
  Auf dem Abschnitt von Bad Sulza bis zum Umspannwerk Vieselbach ist auf 37 km die bestehende Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung zu verstärken (Ersatzneubau); ebenso entsprechend die 380-kV-Anlage Vieselbach. Der Abschnitt West befindet sich im Planfeststellungsverfahren.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Teilweise entstehen dabei Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungPulgarVieselbach

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M27a	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	L	SN, ST	NV	Zu-/Umbeseilung		27	2024	4: Genehmigt/in Baubereitung/im Bau
M27b	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	L	ST, TH	NV	Ersatzneubau		41	2024	4: Genehmigt/in Baubereitung/im Bau
M27c	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	L	TH	NV	Ersatzneubau		37	2024	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungsabschnitte weisen eine Übertragungskapazität von 1.660 bzw. 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Am Standort Pulgar ist das Kraftwerk Lippendorf mit einer installierten Bruttonennleistung von 1.840 MW angeschlossen. Die Übertragungskapazität der Leitung Pulgar – Vieselbach ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das Projekt 50HzT-P38 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien weiter ansteigen wird.

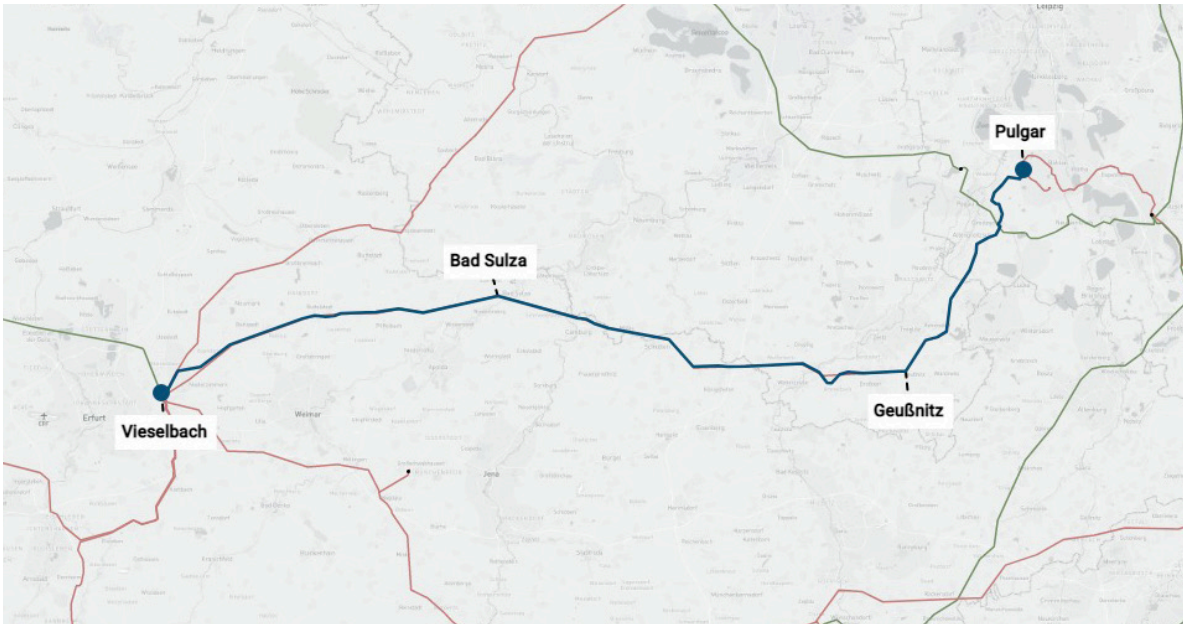
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach aufgrund ihrer Bauweise, insbesondere in den Abschnitten Geußnitz – Bad Sulza und Bad Sulza – Vieselbach, nicht geeignet. Im Abschnitt Pulgar – Geußnitz ist als NOVA-Maßnahme eine Umbeseilung zur Netzverstärkung vorgesehen. Weitere Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung.

Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Pulgar nach Vieselbach durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zu einem Belastungsanstieg auf den sehr stark belasteten 380-kV-Verbindungen in Richtung Bayern und ist daher keine nachhaltige Lösung. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik in den Abschnitten Geußnitz – Bad Sulza und Bad Sulza – Vieselbach aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P38 mit der Gesamtmaßnahme M27 wurde als P38 seit dem NEP 2012 mehrfach von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 13).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P39: Netzverstärkung: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen:

- M29a: Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)
- M29b: Weida – Remptendorf (Abschnitt West)

Von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu verstärken und in Weida für die 380-kV-Doppeleinschleifung (2. Einschleifung) zu erweitern. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Für den Abschnitt West wurde die Bundesfachplanung Ende Dezember 2018 und das Planfeststellungsverfahren im Juni 2022 abgeschlossen.

Für den Abschnitt Ost wurde die Bundesfachplanung im Februar 2020 und das Planfeststellungsverfahren im September 2022 abgeschlossen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/NetzverstaerkungRoehrsdorfWeidaRemptendorf

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M29a	Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	L	SN, TH	NV	Ersatzneubau		66	2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M29b	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	L	TH	NV	Ersatzneubau		43	2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist bereits heute durch die hohen Leistungsflüsse von Ost nach West/Südwest aus dem 50Hertz-Gebiet in Richtung TenneT sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Durch die grenznahe Lage und Anbindung an das tschechische Netz wirken sich die Leistungsflüsse zwischen Deutschland und Tschechien auch auf die Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf aus.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungskapazität von 1.700 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das Projekt 50HzT-P39 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien weiter ansteigen wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Röhrsdorf nach Remptendorf durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Röhrsdorf) führt nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Röhrsdorf – Hradec (CZ). Da hierbei die Leistungsflüsse auf dem Interkonnektor zum tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS beeinflusst würden, stellt dies keine nachhaltige Lösung dar. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P39 mit der Gesamtmaßnahme M29 wurde als Projekt P39 ab dem NEP 2012 mehrfach von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 14).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P128: Netzausbau: 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2022: 94.1493

Grundlage: in Umsetzung befindlich, Investitionsmaßnahmenantrag genehmigt

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Annäherung der physikalischen Austauschleistungen an die NTC-Werte (Net Transfer Capacity: max. Austauschleistungen für den Stromhandel zwischen zwei Gebieten, ohne dort die Netzsicherheit zu gefährden) zwischen den Regelzonen von 50Hertz und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE sowie dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS.

50Hertz hat in Kooperation mit PSE in 2018 die ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen Grenze in Betrieb genommen, um ungeplante, grenzüberschreitende Stromflüsse besser steuern und damit mehr Stromhandel bei gleichzeitigem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit zulassen zu können. Für die gleiche Aufgabe wurden in 2017 auch Querregeltransformatoren an der deutsch-tschechischen Grenze in Kooperation von 50Hertz und ČEPS in Betrieb genommen.

An allen derzeitigen und zukünftigen Kuppelstellen nach Polen und Tschechien sollen Querregeltransformatoren zur Leistungsflusssteuerung installiert werden, dabei ist der Einsatz von mindestens einem Querregeltransformator pro Stromkreis notwendig. Zusätzlich zu den oben genannten Querregeltransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf ist dies auf polnischer Seite in Mikulowa (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Hagenwerder) und auf tschechischer Seite in Hradec (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Röhrsdorf) bereits der Fall.

Die Querregeltransformatoren in Mikulowa und Hradec wurden 2017/18 in Betrieb genommen. Für Vierraden ist der Einsatz von zwei weiteren Querregeltransformatoren im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung (50HzT-003) vorgesehen, um dem Bedarf nach Leistungsflusssteuerung in den Szenarien des Netzentwicklungsplans zu entsprechen. Dem Grunde nach stellt dieses Projekt ein internationales Projekt dar, das u. a. aufgrund von Untersuchungen auf europäischer Ebene (u. a. EWIS-Studie und ENTSO-E TYNDP) begründet ist.

Die Inbetriebnahme der ersten beiden Querregeltransformatoren in Vierraden (Nr. 1 und 2) ist mit der Aufnahme des 380-kV-Betriebes der Kuppelleitung Vierraden – Krajnik in der Jahresmitte 2018 erfolgt.
Für den 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden besteht ein grundsätzlicher netztechnischer Zusammenhang mit der Uckermarkleitung, s. Projekt 50HzT-003.

Weitere Informationen zum Projekt 50HzT-003 sind verfügbar unter:
https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/Uckermarkleitung

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M213	Vierraden: Querregeltransformator (3.+4.)	A	BB	NA				2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Belastung der Interkonnektoren, insbesondere auf den Verbindungen zu Polen und Tschechien, deutlich erhöht, ebenso die Belastungen in den benachbarten polnischen und tschechischen Übertragungsnetzen. Diese Belastungen würden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland, insbesondere auch in der 50Hertz-Regelzone, sowie des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Bereits die heutige Situation wird von den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern PSE und ČEPS gegenüber 50Hertz bzw. von den Nachbarländern Polen und Tschechien gegenüber Deutschland nicht mehr toleriert.

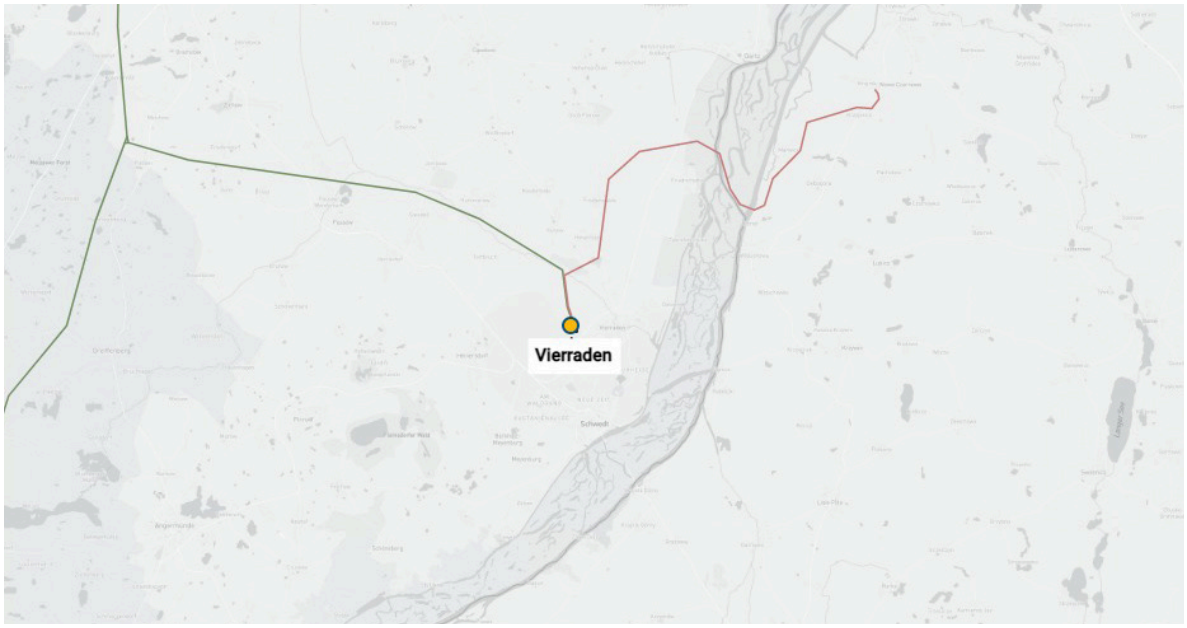
Der zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu koordinierende Betrieb der Querregeltransformatoren soll nicht einseitig Stromflüsse auf den Interkonnektoren begrenzen, sondern über deren Steuerbarkeit einen weitgehend freizügigen europäischen Strommarkt bei einem zugleich sicheren Netz- und Systembetrieb ermöglichen. Durch Querregeltransformatoren wird dem Markt auf Interkonnektoren letztlich mehr gesichert handelbare Übertragungskapazität zur Verfügung gestellt. Entsprechend kann eine höhere handelbare Übertragungskapazität bei nahezu gleichbleibender technischer Übertragungskapazität dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Um diese Kapazitäten nutzen zu können, müssen alle regelzoneninternen Netzelemente in den Beeinflussungsbereichen der Querregeltransformator bedarfsgerecht verstärkt und ausgebaut werden.

Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Querregeltransformatoren an 50Hertz-interne 380-kV-Stromkreise in Vierraden und Röhrsdorf das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver ausnutzen zu können. Dies ist derzeit insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Röhrsdorf im Südraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um die bestehenden und neu hinzu gekommenen höheren Übertragungskapazitäten noch besser ausnutzen zu können. Mit dem weiteren 380-kV-Netzausbau im nordöstlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone trifft das dann auch auf Vierraden zu.

Bei den vorgenannten Maßnahmen handelt es sich um Punktmaßnahmen mit nationalen und internationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahmen wurden in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig sind.

Ohne den Einsatz der Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze wird der zulässige Export nach Polen und Tschechien in der Höhe und Zeitdauer überschritten und damit die (n-1)-Sicherheit v. a. in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer gefährdet.

Die Installation von Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze hat positive Auswirkungen auf die Einhaltung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse. Dies verbessert an allen direkt und indirekt betroffenen Grenzen den grenzüberschreitenden Stromhandel und physikalischen Leistungsfluss ohne zusätzlichen Neubau von Leitungen, was letztlich auch einen Beitrag zur Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes darstellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P150: Netzverstärkung: Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz	Grundlage: Planfeststellung eingeleitet Nr. BBPlG 2022: 44

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der Verstärkung der Netzinfrastruktur in der Region Nordthüringen/Südharz. Mit der mittelfristig notwendigen Netzstrukturänderung von 220 kV auf 380 kV erhöhen sich zudem die Potenziale der vertikalen Übertragungskapazität (Umspannwerk(e) mit 380/110-kV-Transformatoren) zur Sicherung der infrastrukturellen und wirtschaftlichen Entwicklungsfähigkeit der Region.

Das Projekt wurde erstmalig im NEP 2024 (2014) als Projekt "P150: Netzverstärkung Lauchstädt – Vieselbach" mit der Maßnahme "M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach" ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Im NEP 2025 und im NEP 2030 (2017) wurde das Projekt aus organisatorischen Gründen in zwei Teilprojekte aufgeteilt, die Projekte P150 und "P224: Netzverstärkung Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach (M463)". Im NEP 2025 wurde im Ergebnis der Netzanalysen, unter Berücksichtigung der Einbindung des geplanten Umspannwerks (UW) Querfurt, u. a. das Projekt P150 modifiziert und die notwendige Netzverstärkung auf dem Abschnitt Querfurt – Wolkramshausen als P150 M352a präzisiert (ehemals Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen der P150 M352 im NEP 2024 (2014)). Seit dem NEP 2030 (2019) werden die vorgenannten Teilprojekte zur besseren Nachvollziehbarkeit wieder zusammengeführt sowie konsequenterweise auch im Titel, anstelle der bisherigen Bezeichnung Querfurt, auf den geplanten Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen angepasst.

Das geplante Umspannwerk im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Schraplau/Obhausen“ als Arbeitstitel genannt) ist als präzisierter Startpunkt des Projekts erforderlich, da in dessen Einzugsgebiet ein deutlicher regionaler Zuwachs an erneuerbaren Energien (EE), insbesondere von Windenergie, bereits besteht und weiterhin erwartet wird. Die Einspeisungen aus EE können damit aus dem Verteilnetz aufgenommen und über das Höchstspannungsnetz zu den Lastschwerpunkten abtransportiert werden.

- M352a: Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen
  Von Schraplau/Obhausen nach Wolkramshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung gemäß der Bundesfachplanungsentscheidung vom 31.03.2023 errichtet. Diese wird überwiegend in oder unmittelbar neben der bestehenden 220-kV-Trasse sowie teilweise in Bündelung mit der Autobahn A 38 verlaufen. Die geplante 380-kV-Anlage Schraplau/Obhausen (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen) umfasst u. a. 380/110-kV-Transformatoren. Die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformatoren ist mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (380-kV-Umstellung des Standortes).
- M463: Wolkramshausen – Vieselbach
  Von Wolkramshausen nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung gemäß der Bundesfachplanungsentscheidung vom 30.06.2022 errichtet. Diese wird teilweise in oder unmittelbar neben der bestehenden 220-kV-Trasse sowie teilweise in Bündelung mit bestehenden 110-kV-Leitungen und der Autobahn A 71 verlaufen.

Die oben genannten 380-kV-Anlagen Vieselbach und Wolkramshausen sind entsprechend zu erweitern bzw. auszubauen.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M352a	Suchraum Stadt Schraplau/ Gemeinde Obhausen – Wolkramshausen	L	ST, TH	NV	Ersatzneubau		71	2028	3: Im Genehmigungsverfahren
M463	Wolkramshausen – Vieselbach	L	TH	NV	Ersatzneubau		66	2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung von Eula nach Wolkramshausen besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA und die 220-kV-Leitung von Wolkramshausen nach Vieselbach eine Übertragungskapazität von ca. 710 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den nachgelagerten Verteilnetzen sind diese 220-kV-Leitungen im Bereich Wolkramshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Hochstromleitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung) zu. Diese besitzt eine Übertragungskapazität von ca. 2.400 MVA pro Stromkreis.

Die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach und insbesondere die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolkramshausen – Vieselbach besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die 220-kV-Leitungen im Abschnitt Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen (M352a) und Wolkramshausen – Vieselbach (M463) als 380-kV-Leitungen neu errichtet werden. Ohne die vorgenannte Ablösung der 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Neubau in bestehender bzw. teilweise neuer Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach, netztechnisch wirksam ergänzt um die Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Lauchstädt, hier im neuen Teilstück Schraplau/Obhausen – Lauchstädt (P124 M209b), einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der vertikalen Übertragungskapazität in der Region Nordthüringen/Südharz zu leisten. Die geplante 380-kV-Leitung von Schraplau/Obhausen über Wolkramshausen nach Vieselbach dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt und Thüringen in den Süden der Bundesrepublik.

Auch im Zusammenhang mit dem hier beschriebenen Projekt P150 wurde das Projekt P124 im NEP als notwendige Netzverstärkung identifiziert. Damit werden u. a. Engpässe auf dem Abschnitt Schraplau/Obhausen – Lauchstädt vermieden. Dieser Leitungsabschnitt wirkt zusammen mit dem Projekt P150 (Leitung Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach) als Bypass netztechnisch entlastend auf die bereits heute hochbelastete 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

Zu den Maßnahmen M352a und M463 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB sind jedoch die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolkramshausen – Vieselbach aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Die 220-kV-Leitung Eula – Wolkramshausen wurde im Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen 1965 und die 220-kV-Leitung Wolkramshausen – Vieselbach 1988 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

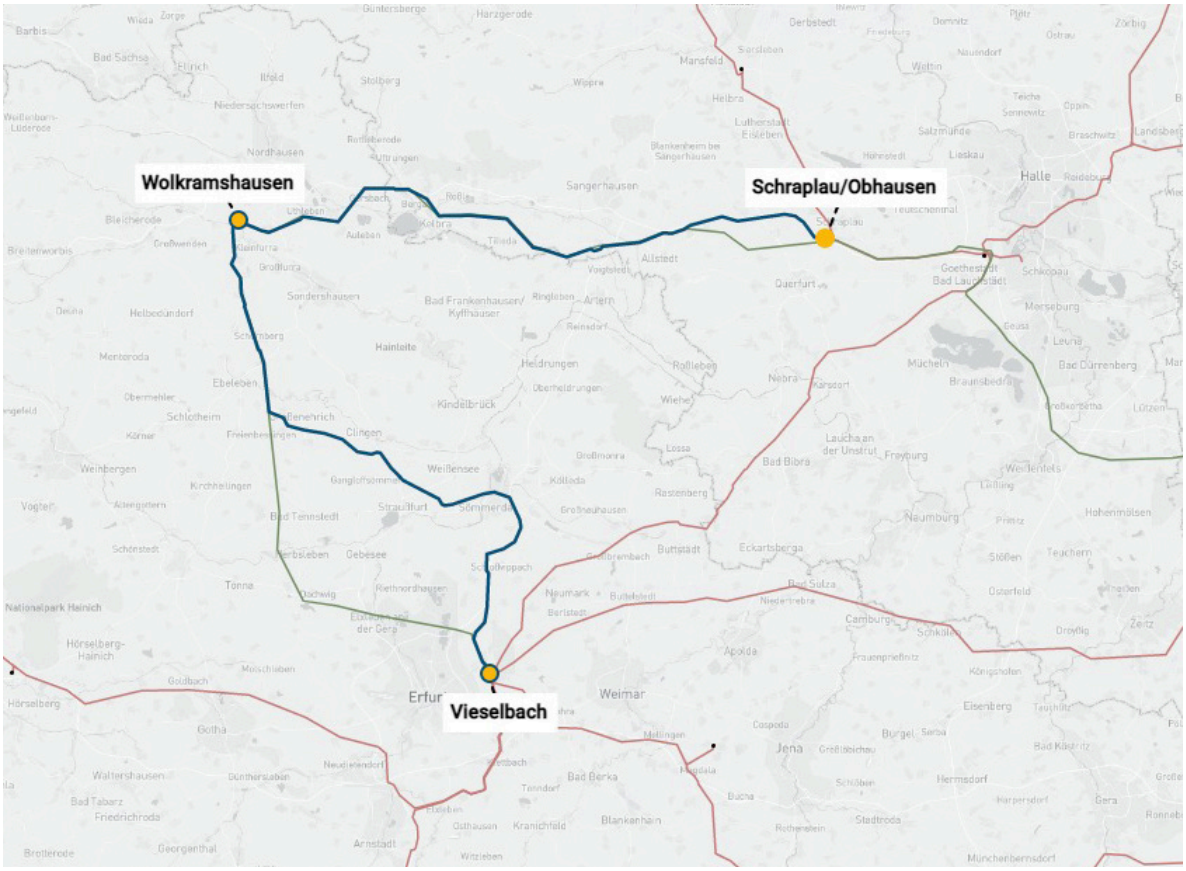
Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Eine Verstärkung der bestehenden Leitung Lauchstädt – Vieselbach bzw. deren Ausbau zu einer Vierfachleitung wurde ebenfalls geprüft. Diese Planungsalternative kann aber aus dem folgenden Grund nicht realisiert werden: Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund der erst in 2008 realisierten Bauweise nicht möglich, ohne diese abzureißen und vollständig neu zu errichten. Für diese Leitung wurde auf Veranlassung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einer großen Strecke eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Die Nutzung der 220-kV-Trasse in den Abschnitten Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach ist in Verbindung mit einer regionalen Netzstrukturänderung aus technisch-wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P150 wurde als damalige Gesamtmaßnahme M352 Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach im NEP 2024 (2014) erstmals identifiziert, von der Bundesnetzagentur bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44). Auch im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) wurden die Maßnahmen M352a und M463 bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P180: Netzverstärkung: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (380-kV-Kabeldiagonale Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2022: 87

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin.

- M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch
  Vom Umspannwerk (UW) (Berlin-)Marzahn über das UW (Berlin-)Friedrichshain zum UW (Berlin-)Mitte sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn, Friedrichshain und Mitte anzupassen.

  Vom UW (Berlin-)Mitte zum UW (Berlin-)Charlottenburg sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte anzupassen bzw. zu erweitern.

  Vom UW (Berlin-)Charlottenburg zum UW (Berlin-)Reuter sind, zumindest im betreffenden Kabelabschnitt, anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg anzupassen bzw. zu erweitern.

  Vom UW (Berlin-)Reuter zum UW (Berlin-)Teufelsbruch sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch anzupassen.

Die vorgenannten Netzverstärkungen erfolgen einerseits in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte, andererseits als Neubau vorzugsweise in Tunnelbauweise für die betreffenden Kabelabschnitte Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-KabeldiagonaleBerlin

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	L	BE	NV	Ersatzneubau		28	2038	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der 380-kV-Diagonale wird aufgrund von veränderten Leistungsflussbedingungen notwendig: Zunehmende Transitleistungsflüsse in der regionalen Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West, für die die 380-kV-Diagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde, belasten sie bereits heute sehr stark. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die im Umland stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien (EE) aufnehmen. Die 380-kV-Diagonale ist daher bereits heute durch Ost-West-Leistungsflüsse von vornehmlich im Umland erzeugter EE-Leistung östlich und nördlich von Berlin (u. a. bestehende Umspannwerke Pasewalk, Bertikow, Vierraden, Neuenhagen, Gransee und Heinersdorf) zum Teil bis zur Belastungsgrenze beansprucht. Mit dem weiteren EE-Ausbau wird sich diese Beanspruchung weiter erhöhen.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer, Power to Heat) sowie aus der Umstellung auf Elektromobilität. Dieser Lastanstieg sowie die weiter ansteigende Belastung der 380-kV-Diagonale durch zunehmende Transitleistungsflüsse, bedingt durch den Transport von EE-Leistung, kann nur durch eine Erhöhung der Übertragungskapazität der Diagonale und die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. In diesem Zusammenhang steht auch das Projekt 50HzT-P252 Umspannwerk Berlin/Südost.

Netzplanerische Begründung

Die in Berlin noch vorhandenen Kraftwerkskapazitäten stehen infolge ihrer Aufgaben zur Sicherung der Fernwärmeversorgung nur bedingt für den Redispatch – hinsichtlich einer allerdings eher nur theoretisch vorhandenen Reduzierungsoption der Netzbelastung – zur Verfügung.

Die bestehenden Kabel weisen eine Übertragungskapazität von maximal 1.070 MVA pro Stromkreis auf. Zu beachten ist, dass Kabel, bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), grundsätzlich höher als z. B. parallel verlaufende Freileitungen belastet werden.

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Diagonale ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird z. B. bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Reuter und Mitte das verbleibende 380-kV-Kabel (der 2. Stromkreis der Doppelkabelverbindung) unzulässig hoch belastet.

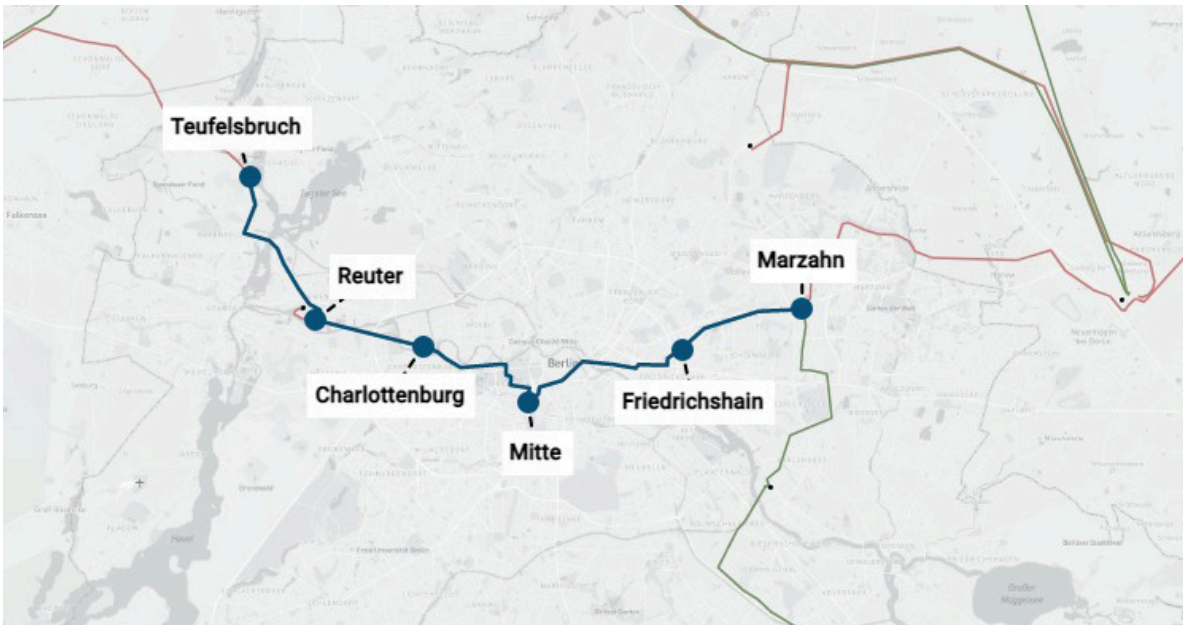
Das Projekt 50HzT-P180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Kabel, die auf der Diagonale bereits aufgetreten sind, ziehen deutlich längere Zeiträume von Nichtverfügbarkeiten für Reparaturen im Vergleich zu Freileitungen nach sich. Diese Nichtverfügbarkeiten auf der Diagonale können nicht durch das umliegende Übertragungsnetz bzw. das nachgelagerte Verteilnetz aufgefangen werden. Durch die Verstärkung der 380-kV-Diagonale und die entsprechenden Maßnahmen in den Umspannwerken wird das Zuverlässigkeitsniveau sowohl im Fall von Wartungs- und Baumaßnahmen (Erweiterungsmaßnahmen) als auch bei Belastungen der Diagonale im Grenzbereich der zulässigen Übertragungskapazität erhöht. Dieses Projekt ist für die Erhöhung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zur stabilen Versorgung der Hauptstadt notwendig.

Andere gemäß dem NOVA-Prinzip zu erwägende 380-kV-Neubau-Maßnahmen wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum/Stadtgebiet Berlin derzeit noch nicht erwogen.

Perspektivisch sind zusätzliche 380-kV-Neubau-Maßnahmen in Berlin nicht ausgeschlossen. Diese hängen besonders von der weiteren Lastentwicklung in Berlin ab (u. a. Entwicklung Elektromobilität und Entwicklung der Fernwärmeversorgung von der KWK- zur Power-to-Heat-Technologie).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50Hzt-P180 wurde als Projekt P180 erstmals im NEP 2014 identifiziert und zuletzt erneut im NEP 2030 (2019) bestätigt. Im NEP 2035 (2021) wurde das Projekt in das Startnetz aufgenommen. Das Projekt 50HzT-P180 ist als Teil eines Vorhabens im Bundesbedarfsplan ausgewiesen (Nr. s. Steckbriefkopf).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P215: Netzausbau: Netzkuppeltransformator Bentwisch

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt 50HzT-P215 dient der Schaffung einer 380/220-kV-Netzkuppelkapazität im Umspannwerk Bentwisch. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) an Land und auf See mit 220-kV-Netzanschlüssen ist die 380/220-kV-Netzkuppelkapazität in Mecklenburg-Vorpommern nicht mehr ausreichend. Durch die Errichtung eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators am Standort Bentwisch wird die Aufnahme der steigenden EE-Leistung über das 220-kV-Übertragungsnetz im Norden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht. Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M692: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator Bentwisch
  Im Umspannwerk Bentwisch wird ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator errichtet und in die 220-kV-Leitung Lüdershagen – Güstrow eingebunden.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M692	Bentwisch: 380/ 220-kV-Netzkuppeltransformator (1.)	A	MV	NA				2026	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die notwendige Erhöhung bzw. Optimierung der horizontalen Übertragungskapazität für die EE-Integration im 220-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern.

Durch den prognostizierten starken Anstieg von Onshore-EE-Leistung im Verteilnetz der E.DIS Netz und der geplanten Anschlüsse von Offshore-Windparks in Mecklenburg-Vorpommern wird die bestehende 380/220-kV-Netzkuppelkapazität mit Anbindung an die bestehende 220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend sein. Der Einsatz eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators in Bentwisch schafft die Voraussetzung für einen 380-kV-Neubau der 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow (s. Projekt P215) bei gleichzeitig temporärer Abführung einer Teilleistung des geplanten Netzanbindungssystems OST-6-1 über die 220-kV-Netzstruktur zur Aufnahme von EE-Offshoreleistung.

Mit Abschluss des Projekts P215 wird der 380/220-kV-Netzkuppeltransformator am Standort Bentwisch durch Umrüstung als 380/110-kV-Transformator bei Zuwachs an Rückspeisung aus dem Verteilnetz der E.DIS Netz als vertikale Netzschnittstelle nachhaltig weitergenutzt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M692 des Projektes 50HzT-P215 wurde seit dem NEP 2030 (2019) identifiziert und bestätigt. Im NEP 2035 (2021) wurde das Projekt in das Startnetz aufgenommen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2022: 176.995

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 69

Beschreibung des geplanten Projekts

HPB ist ein HVDC-Interkonnektor zwischen den Regelzonen von 50Hertz und Svenska kraftnät in Südschweden. Das technische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Der Interkonnektor soll eine weitere Verbindung in das skandinavische Stromnetz schaffen. Der geplante Trassenverlauf führt vom Netzverknüpfungspunkt (NVP) Güstrow über die im Flächenentwicklungsplan 2020 festgelegten Grenzkorridore O-III und O-IX durch das deutsche Küstenmeer, die deutsche und schwedische ausschließliche Wirtschaftszone sowie das schwedische Küstenmeer bis zur Anlandung in Ystad und dann auf Land zum NVP Hurva in Schweden. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser über die HPB nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerken gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserkraftreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Der Interkonnektor trägt daher zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

Der Bedarf der HPB wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) als Projekt 176 ausgewiesen. Aus diesem Grund ist die HPB im Netzentwicklungsplan Strom als Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland mit einer Übertragungskapazität von 700 MW enthalten.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M460a	DC-Kabel Hansa PowerBridge (HPB)	L	AWZ/ Küstenmeer OST, MV	NA	Neubau in neuer Trasse	173,5		2029*	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Die Hansa PowerBridge (HPB) soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden erhöhen. Seit Ende 1994 sind beide Strommärkte nur durch die 600-MW-HGÜ-Verbindung Baltic Cable direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO_2-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiter wachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die HPB diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen

* Verzögerungen auf Seiten des Projektpartners.

Wasserkraftwerke zu nutzen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom den deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die HPB trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15 % Interkonnektorkapazität bezogen auf die Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen.

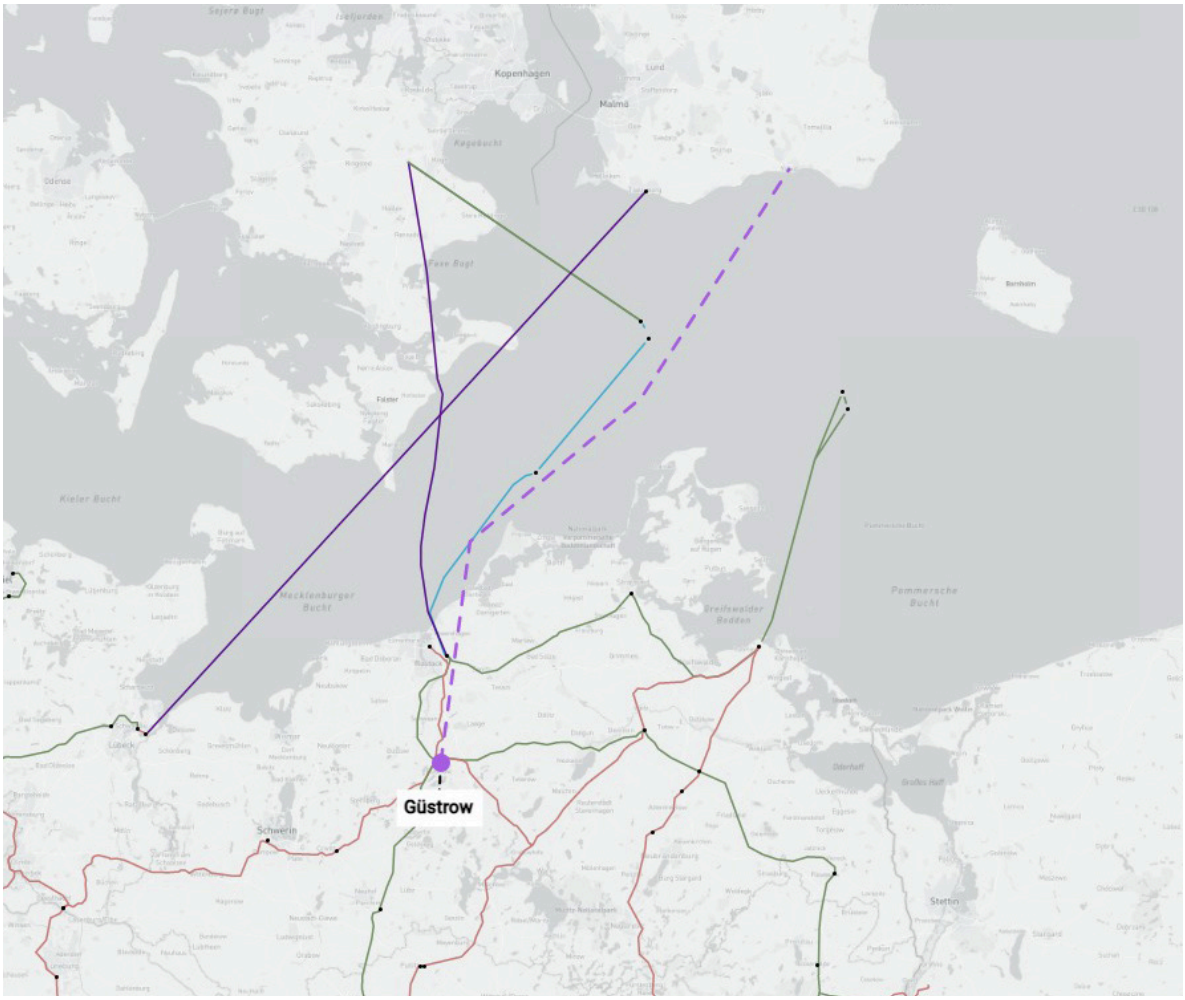
In technischer Hinsicht stabilisiert die HPB das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können.

Die HPB kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der NVP Güstrow stellt aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse sowie die Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – nicht in Betracht. Gegen den alternativ möglichen NVP Lüdershagen spricht insbesondere der hierfür zusätzlich erforderliche Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres s. Steckbrief OST-1-4).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P252: Netzausbau: Umspannwerk Berlin/Südost

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Berlin liegenden (s. 50HzT-P180), verbessert werden. Hierfür werden weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen bzw. -Umspannwerke (UW) im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet.

- M585: Berlin/Südost: 380-kV-Anlage
  Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks Berlin/Südost

Dazu ist im ersten Schritt eine Einschleifung des Neubau-UW Berlin/Südost, das sich auf dem Gebiet der Gemeinde Schönefeld am Stadtrand von Berlin im Land Brandenburg befindet, in die vorhandene 220-kV-Leitung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow erforderlich.

Das neue 380/110-kV-UW Berlin/Südost wird für eine unverzügliche Inbetriebnahme temporär mit 220 kV betrieben und in den Abschnitt Wuhlheide – Thyrow der 220-kV-Leitung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow eingebunden.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M585	Berlin/Südost: 380-kV-Anlage	A	BB	NA				2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins, dies sind aktuell die UW Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch sowie seit 2019 Marzahn. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert sowie 2001 Charlottenburg zwischen Reuter und Mitte eingebunden. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Netz- und Versorgungssituation mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer, Power to Heat) für die Fernwärmeversorgung zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung bis spätestens 2030 sowie dem Umstieg auf Elektromobilität.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen.
Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO_2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu geänderten Rahmenbedingungen in der Last- und Erzeugungskonstellation für Berlin, die neben Auswirkungen auf die Berliner Verteilnetze eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der HöS/HS-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen, zu Unterbrechungen in der Stromversorgung der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

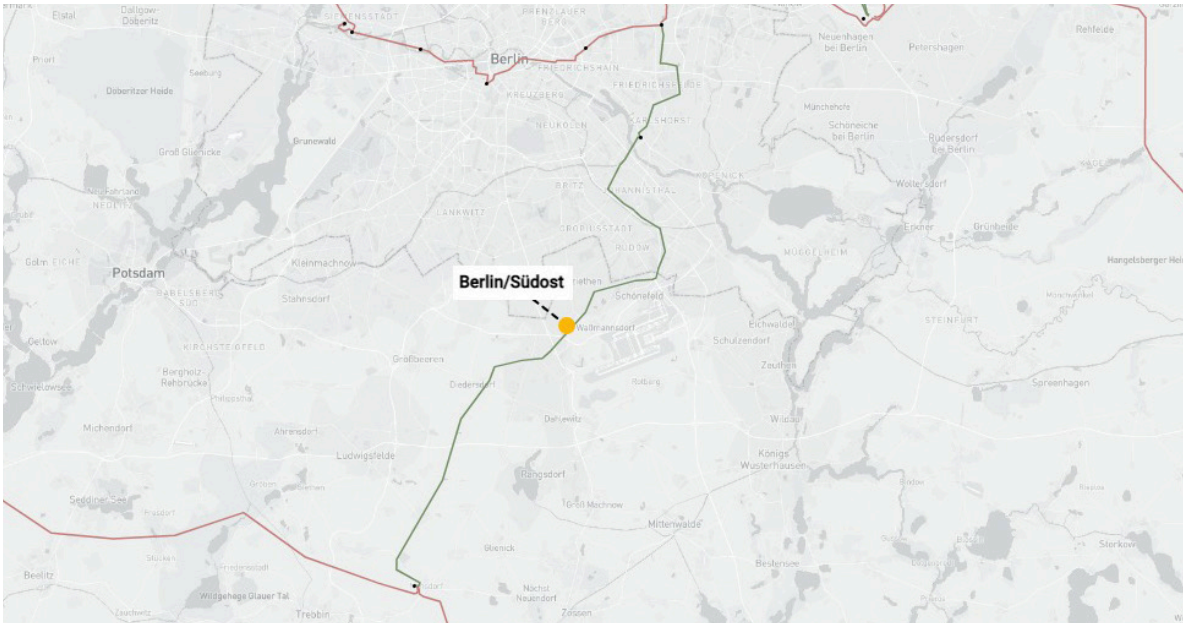
Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere Netzschnittstellen zu versorgen, um einen Komplettausfall und den oben erwähnten Kaskadeneffekt zu vermeiden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv. Deshalb ist es notwendig, neue Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber plant 50Hertz dafür ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Bereich der Gemeinde Schönefeld.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmals identifiziert. Das Projekt unterliegt nicht der Prüfung durch die Bundesnetzagentur und ist daher nur zur Information separat ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P345: Netzausbau: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Hamburg/Ost (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der an der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Hamburg/Ost angeschlossenen Stromkreise. Insbesondere die Stromkreise zwischen den UW Hamburg/Ost und Hamburg/Nord sind unzulässig hoch belastet und müssen trotz der Leistungsflusssteuerung für die Realisierung der Übertragungsaufgaben verstärkt werden.
Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M556: Hamburg/Ost: Querregeltransformator (1.–4.) inkl. Anlagenumstrukturierung
  In der 380-kV-Anlage Hamburg/Ost werden in Summe vier 380/380-kV-Querregeltransformatoren errichtet.

Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und zielgerichtet auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Die Querregeltransformatoren werden so in die – im Zusammenhang mit dem flexiblen Einsatzkonzept umzustrukturierende – 380-kV-Anlage des UW Hamburg/Ost eingebunden, dass sie je nach Netz- und Belastungssituation in die von Hamburg/Ost nach Hamburg/Nord bzw. Krümmel abgehenden Stromkreise geschaltet werden können. Die flexible Anschaltung versetzt die Systemführung in die Lage, je nach zu erwartender Netz- und Belastungssituation, unzulässig hohe Belastungen der Stromkreise präventiv zu reduzieren und somit die Redispatchkosten zu senken.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/UmspannwerkHamburgOst

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M556	Hamburg/Ost: Querregeltransformator (1.-4.) inkl. Anlagenumstrukturierung	A	HH	NA				2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im nördlichen Bereich der 50Hertz- und der TenneT-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Hamburg deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Hamburg relevanten Region Schleswig-Holstein (Onshore- und Offshore), und des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels, u. a. der Importe aus Skandinavien, weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

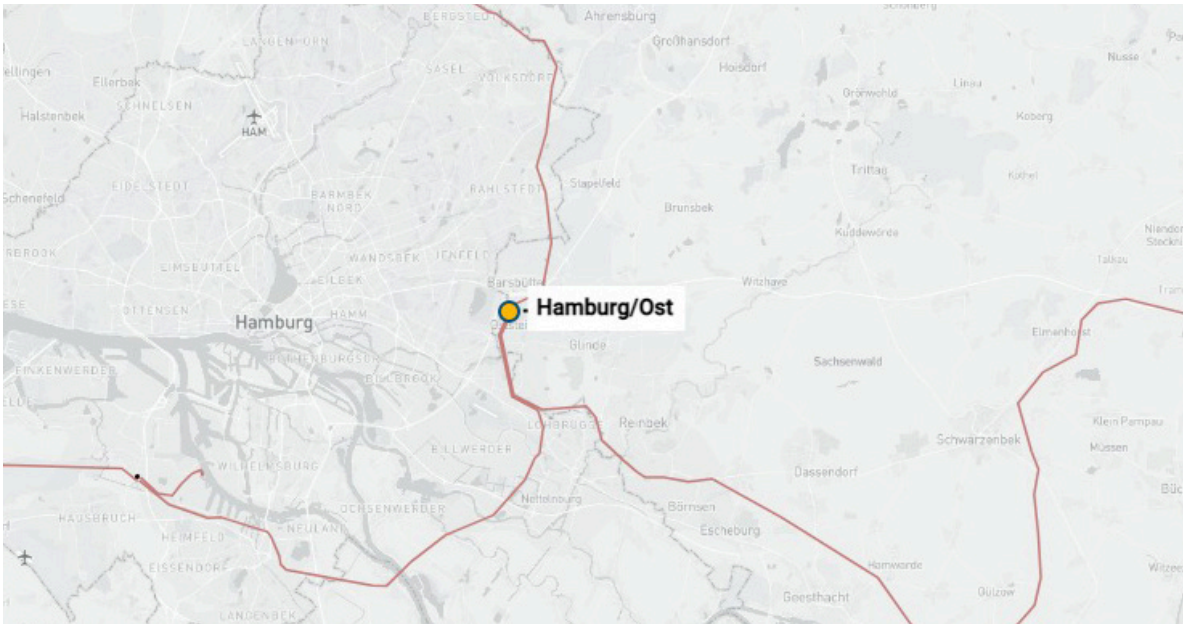
Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Querregeltransformatoren im UW Hamburg/Ost an die 380-kV-Stromkreise nach Hamburg/Nord bzw. Krümmel das Ziel, die Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen. Dies ist insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Hamburg/Ost im Nordwestraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um u. a. zur Regelzone TenneT die bereits bestehenden und noch neu hinzukommenden höheren Übertragungskapazitäten besser ausnutzen zu können.

Bei der Maßnahme handelt es sich um eine Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft Redispatch senkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.

Ohne den Einsatz der Querregeltransformatoren wird die zulässige Netzbelastung zwischen 50Hertz und TenneT im Raum Hamburg, zwischen den Netzregionen Schleswig-Holstein und Niedersachsen, in der Höhe und Zeitdauer überschritten sowie die (n-1)-Sicherheit im deutschen Übertragungsnetz gefährdet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P345 wurde als P345 im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt; ebenso im NEP 2030 (2019). Im NEP 2035 (2021) wurde das Projekt in das Startnetz aufgenommen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P357: Netzausbau: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Güstrow (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel. Insbesondere die Stromkreise zwischen den Umspannwerken (UW) Güstrow und Wessin/Görries zeigten sich in den Szenarien des NEP unzulässig hoch belastet. Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden.
Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme.

- M566: Güstrow: Querregeltransformator (1.-4.) inkl. Anlagenumstrukturierung
  In der 380-kV-Anlage Güstrow werden in Summe vier 380/380-kV-Querregeltransformatoren errichtet.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter:
https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/UmspannwerkGuestrow

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/ Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M566	Güstrow: Querregeltransformator (1.-4.) inkl. Anlagenumstrukturierung	A	MV	NA				2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

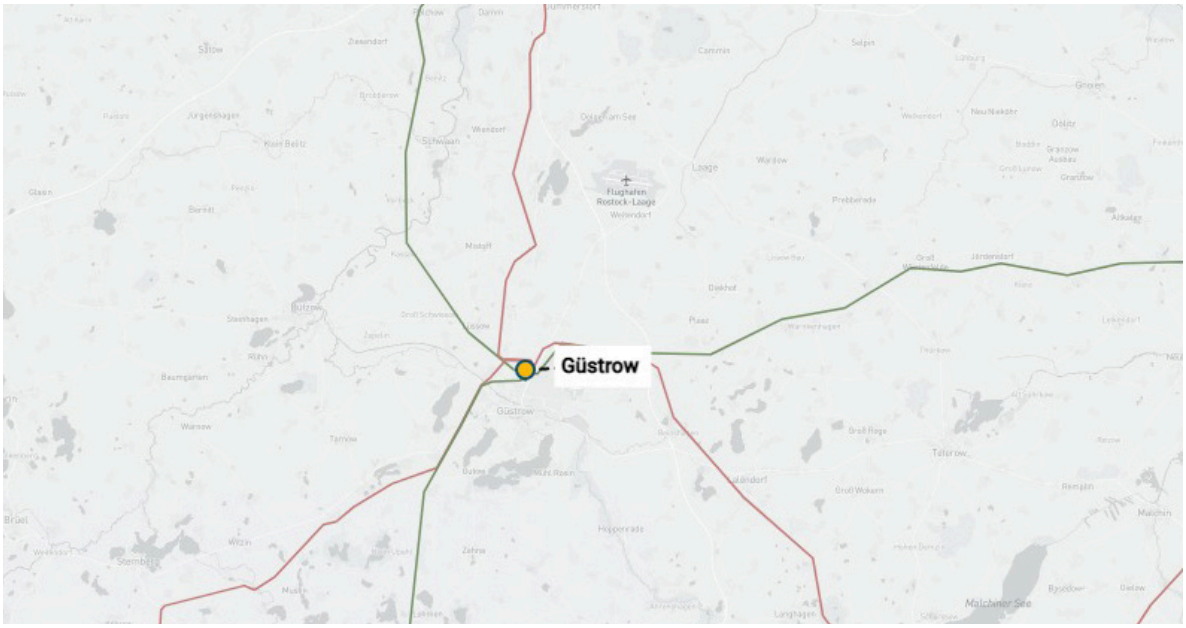
Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Güstrow deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Güstrow relevanten Region Mecklenburg-Vorpommern (Onshore- und Offshore), weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

Daher verfolgt 50Hertz mit dem Konzept der Querregeltransformatoren im UW Güstrow das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen. Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft Redispatch senkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P357 wurde als P357 im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im NEP 2035 (2021) wurde das Projekt in das Startnetz aufgenommen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P358: Netzausbau: Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts 50HzT-P358 ist es, durch den Einsatz der 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und Weida einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung bzw. Optimierung der horizontalen Übertragungskapazität im südlichen 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone zu leisten.

Das Projekt ist Teil der Konzeption zur langfristigen Umstrukturierung des Südraums der 50Hertz-Regelzone und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M567: Zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Weida

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M567	Lauchstädt + Weida: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (1.+2. + 1.)	A	ST, TH	NA				2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

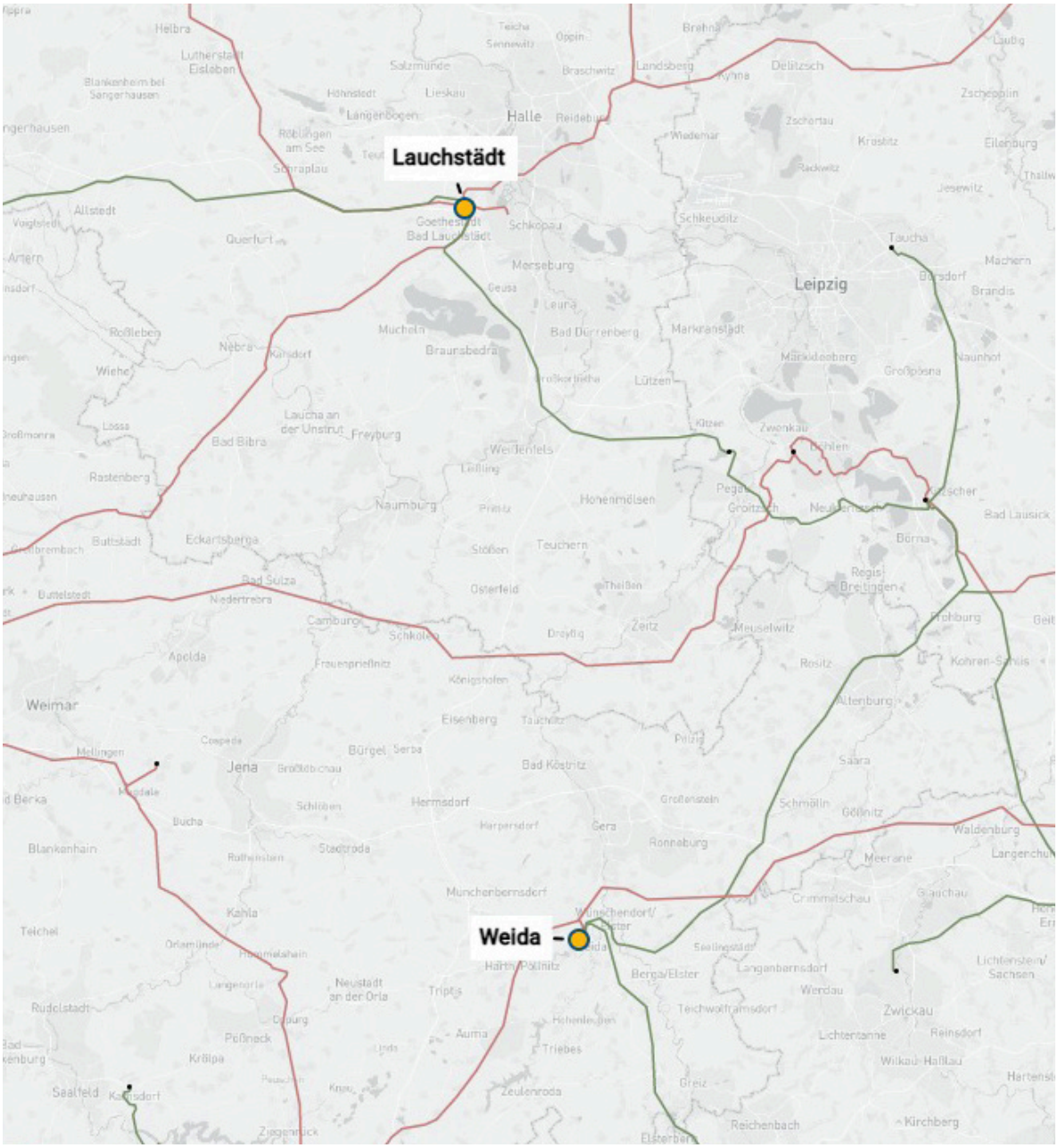
Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Mit dem Projekt wird eine Optimierung der regionalen 220-kV-Netzstruktur verfolgt. Diese soll über die 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren technisch-wirtschaftlich vorteilhaft zur Entlastung der 380-kV-Haupttransportleitungen im Südraum der 50Hertz-Regelzone genutzt werden. Insgesamt wird damit eine höhere Übertragungskapazität in der Netzregion erreicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M567 des Projektes 50HzT-P358 wurde seit dem NEP 2030 (2019) identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im NEP 2035 (2021) wurde das Projekt in das Startnetz aufgenommen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P360: Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde der Bedarf für die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung für viele 50Hertz-Standorte identifiziert. Im NEP 2035 (2021) wurden die Spannungshaltung und Spannungsstabilität für den Zeithorizont bis 2035 erneut geprüft. Es bestätigten sich wiederum die signifikant steigenden Blindleistungskompensationsbedarfe, die bei weitem nicht mehr durch die vorhandenen, direkt und in nachgelagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) (s. Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher oder zusätzliche Schwungmasse (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt. Aus den durchgeführten Analysen resultieren die nachfolgend aufgeführten Maßnahmen:

- M464: Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, am Standort Lauchstädt stufenlos regelbare Blindleistung für die Spannungshaltung in der Netzregion bereitzustellen. Dazu sind in der 380-kV-Anlage Lauchstädt regelbare 380-kV-Blindleistungskompensationsanlagen von 2x ±300 Mvar als STATCOM zu errichten. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlage notwendig.
- M464b: Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt als Hybrid-STATCOM
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, die STATCOM im UW Lauchstädt um zwei MSCDN mit jeweils 300 Mvar als Hybrid-STATCOM zu erweitern.
- M595a) und c): Blindleistungskompensationsanlagen an weiteren Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den folgenden Umspannwerken stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung in der jeweiligen Netzregion bereit zu stellen. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlagen der Standorte notwendig (ausgenommen sind Neubau-UW). Die Kurzzeitspeicheranlagen werden technisch möglichst eng an den bzgl. der Frequenzstabilität ermittelten minimalen Anforderungen spezifiziert. Dies erfordert einen hohen Wirkleistungsbeitrag (≤ 300 MW) und einen Energiespeicher von ca. 4 MWs pro MW.

  a) Weida: 1 x STATCOM mit ±300 Mvar

  c) Ragow (Hybrid-Anlage): 2 x STATCOM je ±300 Mvar (M595c1) mit je 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595c2)

> M685a), b), h): 380-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone
> Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.
>
> a) Jessen/Nord: 176 Mvar
>
> b) Pulgar: 176 Mvar
>
> h) Friedrichshain: 120 Mvar

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M464	Lauchstädt: STATCOM (2x)	A	ST	NA				2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M464b	Lauchstädt: MSCDN (2x)	A	ST	NA				2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M595a	Weida: STATCOM (1x)	A	TH	NA				2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M595c1	Ragow: STATCOM (2x)	A	BB	NA				2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M595c2	Ragow: 380-kV-Kompensationsspule (2x)	A	BB	NA				2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M685a	Jessen/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	ST	NA				2025-2030	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M685b	Pulgar: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	SN	NA				2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M685h	Friedrichshain: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BE	NA				2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch hohe Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Durch die preisbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr gedeckt bzw. die notwendige Spannungshöhe nicht mehr eingehalten werden. Dagegen kann es in Zeiten mit einer geringen Netz- und damit Leitungsbelastung zu sehr hohen Spannungen kommen, die zum Schutz der elektrischen Betriebsmittel vor Beschädigungen zu begrenzen sind.

In Regionen mit signifikanten Ungleichgewichten der Blindleistungsbilanz müssen aus diesem Grund regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung bereitstellen. Durch den Einsatz von stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Der Hybrid-Anteil der STATCOM, in Form koordiniert geschalteter MSCDN und ggf. Kompensationsspulen, dient zwei Zielen. Zum einen besteht während der Übergangszeit bis zum Jahr 2030 relativ frühzeitig ein erhöhter Bedarf an stationären Kompensationsanlagen. Zum anderen erlaubt die Kombination aus STATCOM und statischer Kompensationsanlage eine asymmetrische Erweiterung des dynamisch regelbaren Arbeitsbereichs der STATCOM.

Es ist zu erkennen, dass auch zukünftig nicht ausschließlich mit Risiken von Unterspannungen zu rechnen ist. Bereits heute treten hohe Spannungen im Systembetrieb auf. Ursache ist insbesondere ein Anstieg der kapazitiven Blindleistung (Ladeleistung) aus den Verteilnetzen in den vergangenen Jahren. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt aufgrund des zunehmenden Verkabelungsgrades in den Verteilnetzen auch künftig zu beobachten sein und darüber hinaus weiter zunehmen wird. Zudem erfolgt heute ein Großteil der Blindleistungsbereitstellung in der 50Hertz-Regelzone durch Kohlekraftwerke, die in den kommenden Jahren abgeschaltet werden. Daher wurden Netzanalysen für Schwachlastsituationen in der 50Hertz-Regelzone durchgeführt und signifikante Spannungsgrenzwertverletzungen festgestellt. Um auch in diesen Situationen die Spannungsgrenzwerte einzuhalten, sind zusätzliche Kompensationsspulen erforderlich.

Laufende Analysen in der 50Hertz-Regelzone für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen und Transformatoren wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der 50Hertz-Regelzone untersucht, der dann zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient dann nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung ihrer Stromtragfähigkeit abzusichern. Er ist auch erforderlich, um die Systemsicherheit im europäischen Verbundnetz zu wahren.
Es muss dafür gesorgt sein, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) vor, während und nach Störungen bereitsteht,
- ausreichend automatisch regelbare Blindleistung bei marktbedingten Leistungsflussänderungen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Störungen gegeben ist und
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Besonders kritische Folgen kann eine regional unausgeglichene Blindleistungsbilanz bei Störungen in hoch belasteten Netzgebieten haben. Wenn keine regionale Blindleistungsreserve verfügbar ist, fällt die Spannung außerhalb des zulässigen Betriebsspannungsbands. Im schlechtesten Fall führt das zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen. Umgekehrt können Überspannungen auch das Abschalten von Erzeugungsanlagen oder Betriebsmittelbeschädigungen zur Folge haben.

Die Abnahme an konventioneller Erzeugung und damit einhergehend der Rückgang spannungsgeregelter Blindleistungspotenziale, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu stromrichtergekoppelten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten erhöhen das Ungleichgewicht der Blindleistungsbilanz. Um dem entgegenzuwirken, sind weitere statische und dynamisch regelbare Blindleistungspotenziale in Form von Kompensationsspulen, MSCDN und STATCOM zu erschließen.

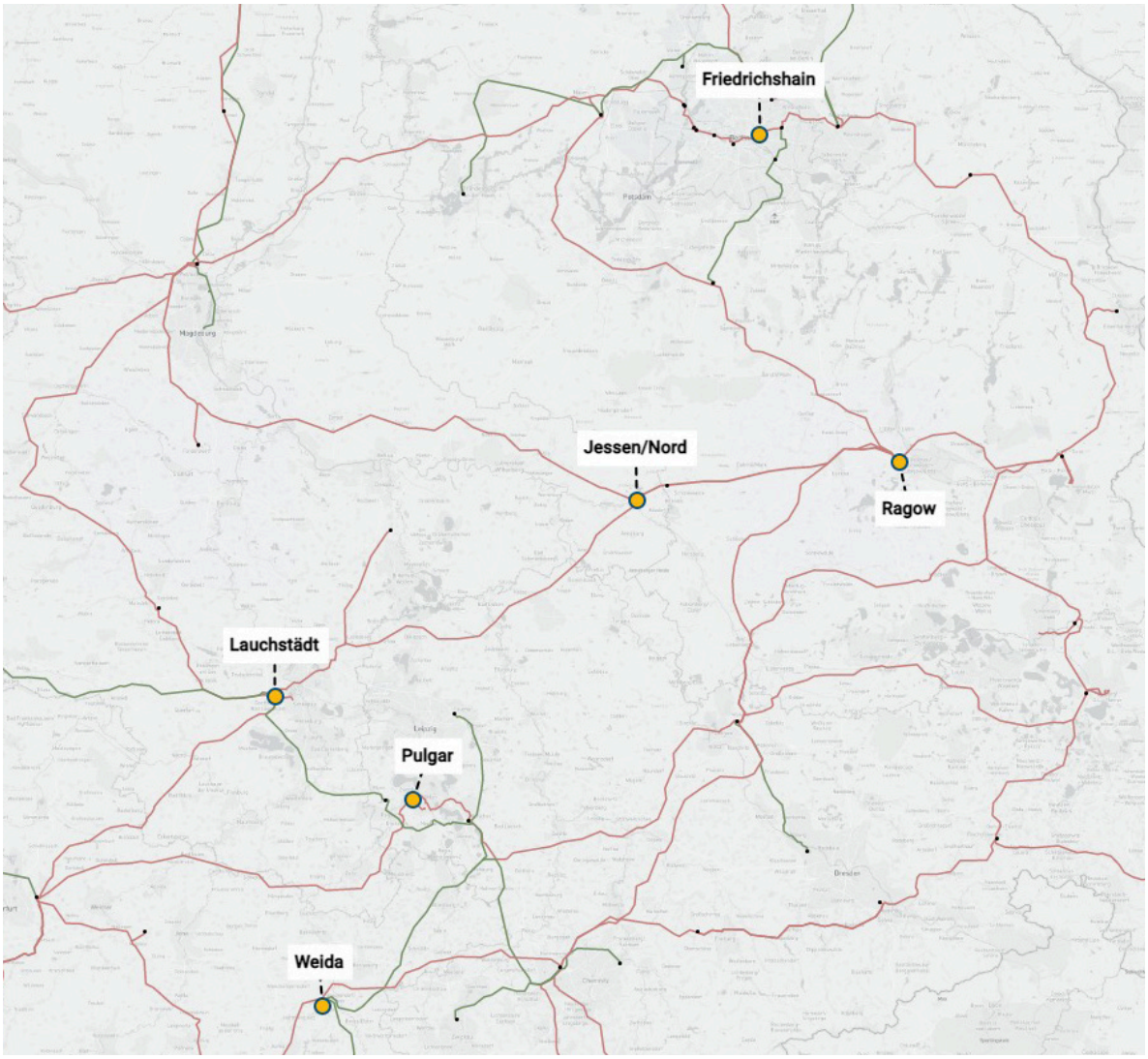
Auch wenn die Standorte das Ergebnis einer intensiven Vorprüfung sind, kann sich im weiteren Verlauf des Projektes bei genauer Analyse der Situation vor Ort herausstellen, dass die Errichtung regelbarer Kompensationsanlagen an benachbarten oder gänzlich neuen Standorten Vorteile aufweist. In der Regel spricht aus elektrischer Sicht nichts gegen eine Verschiebung der Anlagen im Nahbereich, sodass es hier noch zu Änderungen bei der Standortwahl kommen kann. Obgleich ist es denkbar, dass zukünftig andere Anlagengrößen von Herstellern angeboten werden. Das könnte zu Veränderungen bei der vorgeschlagenen Anlagenkonfiguration führen.

Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen, dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignissen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für synthetische Schwungmasse absehbar, die ebenfalls durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern (bis zu wenige Sekunden) bereitgestellt werden können.

Für STATCOM soll daher grundsätzlich eine Option zur Erweiterung mit Kurzzeitenergiespeichern vorgesehen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmalig als Projekt P360 im NEP 2030 (2019) identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Beschreibung des geplanten Projekts

Die neue Leitung ist ein Teilstück der geplanten Verbindung zwischen den Anlagen Ganderkesee im Netzgebiet der TenneT und Wehrendorf im Netzgebiet der Amprion. Der nördliche Teilabschnitt dieser neuen Verbindungsleitung, der Abschnitt zwischen Ganderkesee und St. Hülfe, wird von TenneT errichtet (s.TTG-009).

Amprion sieht den Bau im Wesentlichen in der Trasse der heutigen 220-kV-Leitung St. Hülfe – Punkt Lemförde bzw. der heutigen 380/220-kV-Leitung Punkt Lemförde – Wehrendorf vor. Durch die Inanspruchnahme der 220-kV-Leitungstrasse entfällt die Möglichkeit der Versorgung der Anlage St. Hülfe aus dem 220-kV-Netz. Daher wird die Versorgungsaufgabe an dieser Stelle in die 380-kV-Ebene verlagert. In St. Hülfe wird somit eine 380-kV-Anlage inkl. 380/110-kV-Transformator neu gebaut. Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Anlage St. Hülfe und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse für vier 380-kV-Stromkreise auf der Strecke von Wehrendorf nach Punkt Lemförde und Neubau einer 380/110-kV-Leitung für zwei 380-kV-Stromkreise in bestehender Trasse von Punkt Lemförde nach St. Hülfe (Netzverstärkung).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M001a	Wehrendorf – St. Hülfe	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		33	2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

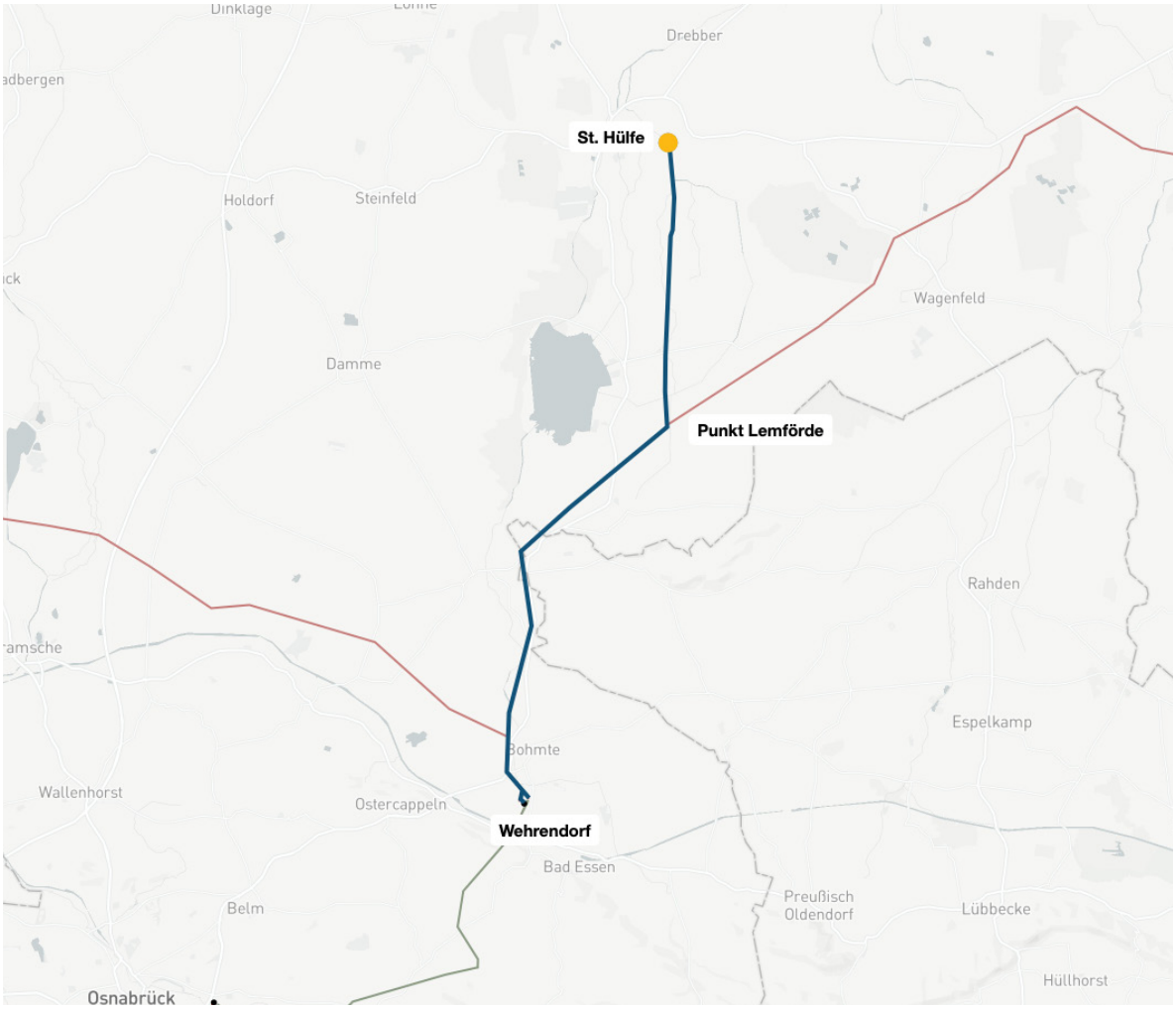
Begründung des geplanten Projekts

Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können.

Die Einführung von zwei leistungsstarken Zubringerstromkreisen in die Anlage Wehrendorf macht einen dauerhaften gekuppelten Zwei-Sammelschienen-Betrieb in dieser 380-kV-Anlage erforderlich. Zur Sicherstellung dieses Betriebs auch bei betriebsbedingten Abschaltungen wird die Anlage Wehrendorf um eine dritte Sammelschiene und eine zusätzliche Kupplung erweitert.

Da die Stromkreise für eine Transportkapazität von rund 2.700 MVA geplant sind, werden die Freileitungsfelder für einen maximalen Strom von 4.000 A ausgelegt und die Bestandsanlage verstärkt.

Der Neubau der 380-kV-Anlage St. Hülfe ist eine notwendige Folge des windbedingten Netzausbaus. Mit dem Neubau der 380-kV-Leitung von St. Hülfe nach Wehrendorf in der Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung entfällt die Möglichkeit, die Versorgungsaufgabe in St. Hülfe weiter aus dem 220-kV-Netz sicherstellen zu können.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Beschreibung des geplanten Projekts

Zum Abtransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird das Übertragungsnetz zwischen den Anlagen Dörpen/West im Netzgebiet von TenneT (s.TTG-007) und Niederrhein im Netzgebiet von Amprion ausgebaut. Im Verantwortungsbereich von Amprion liegt der Neubau der Leitung (ca.150 km) zwischen der Anlage Niederrhein und der Übergabestelle zu TenneT westlich von Meppen.

Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

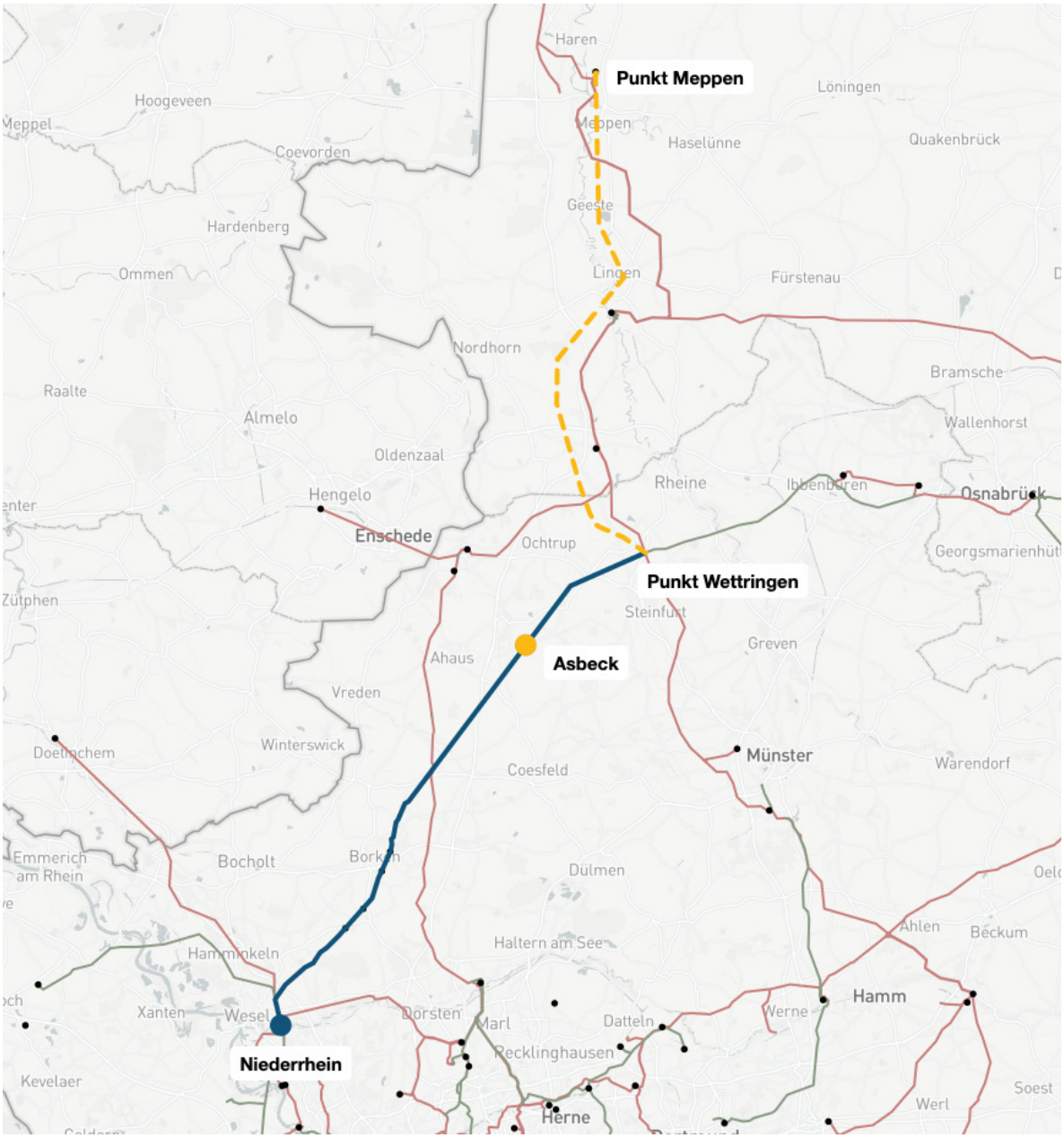
- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilerdverkabelungen weitgehend in bestehender Trasse zwischen Niederrhein und Punkt Wettringen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilerdverkabelungen zwischen Punkt Wettringen und Punkt Meppen (Netzausbau).

Die Leitung Niederrhein – Punkt Meppen wird abschnittsweise in Trassenräumen bestehender Freileitungen errichtet. Das Projekt ist im EnLAG (unter der Bezeichnung „Leitung Dörpen/West – Niederrhein“) als Pilotvorhaben zum Einsatz von Erdkabeln ausgewiesen. Abschnittsweise wird die neue Verbindung als Erdkabel ausgeführt (Raesfeld, Borken und Legden). Zum Übergang zwischen Freileitung und Erdkabel werden jeweils sogenannte Kabelübergabestationen errichtet. In der Kabelübergabestation Asbeck wird eine Kompensationsanlage zur Blindleistungskompensation errichtet.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M009a	Niederrhein – Punkt Wettringen	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		73	2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M009aKabel	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	L	NW	NV	Neubau in neuer Trasse	12		2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M009b	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse	65		2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nordwestlichen Niedersachsen (Raum Emden) und der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Der Neubau ist notwendig, weil die Übertragungskapazität der bestehenden Leitungen zur Deckung des Transportbedarfs nicht ausreicht und diese hierfür auch nicht ertüchtigt werden können.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 16,18

Beschreibung des geplanten Projekts

Über die bestehenden 380-kV-Stromkreise und die geplante 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und Wehrendorf wird ein erheblicher Teil der in Norddeutschland on- und offshore erzeugten Windenergieleistung in den nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion eingeleitet. Mit den hier dargestellten Maßnahmen von Amprion wird diese Leistung in Richtung der Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert.

Für die Erhöhung der Transportkapazität sind im Netzgebiet zwischen Wehrendorf, Lüstringen, Ibbenbüren, Enniger, Gütersloh, Hanekenfähr und Uentrop umfangreiche Netzverstärkungsmaßnahmen geplant.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Hesseln als Ersatzneubau (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Wehrendorf als Ersatzneubau (Netzverstärkung),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Westerkappeln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau von bestehenden Anlagen),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Lüstringen und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau).
- Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Hesseln – Gütersloh als Ersatzneubau (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Hesseln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Umbeseilung der 380-kV-Freileitung Westerkappeln – Lüstringen (Netzverstärkung) in den Abschnitten Westerkappeln – Punkt Hambüren und Punkt Gaste – Lüstringen,
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Hanekenfähr – Punkt Walstedde – Uentrop (Netzverstärkung),
- abschnittsweise Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse bzw. Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Ibbenbüren und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau).

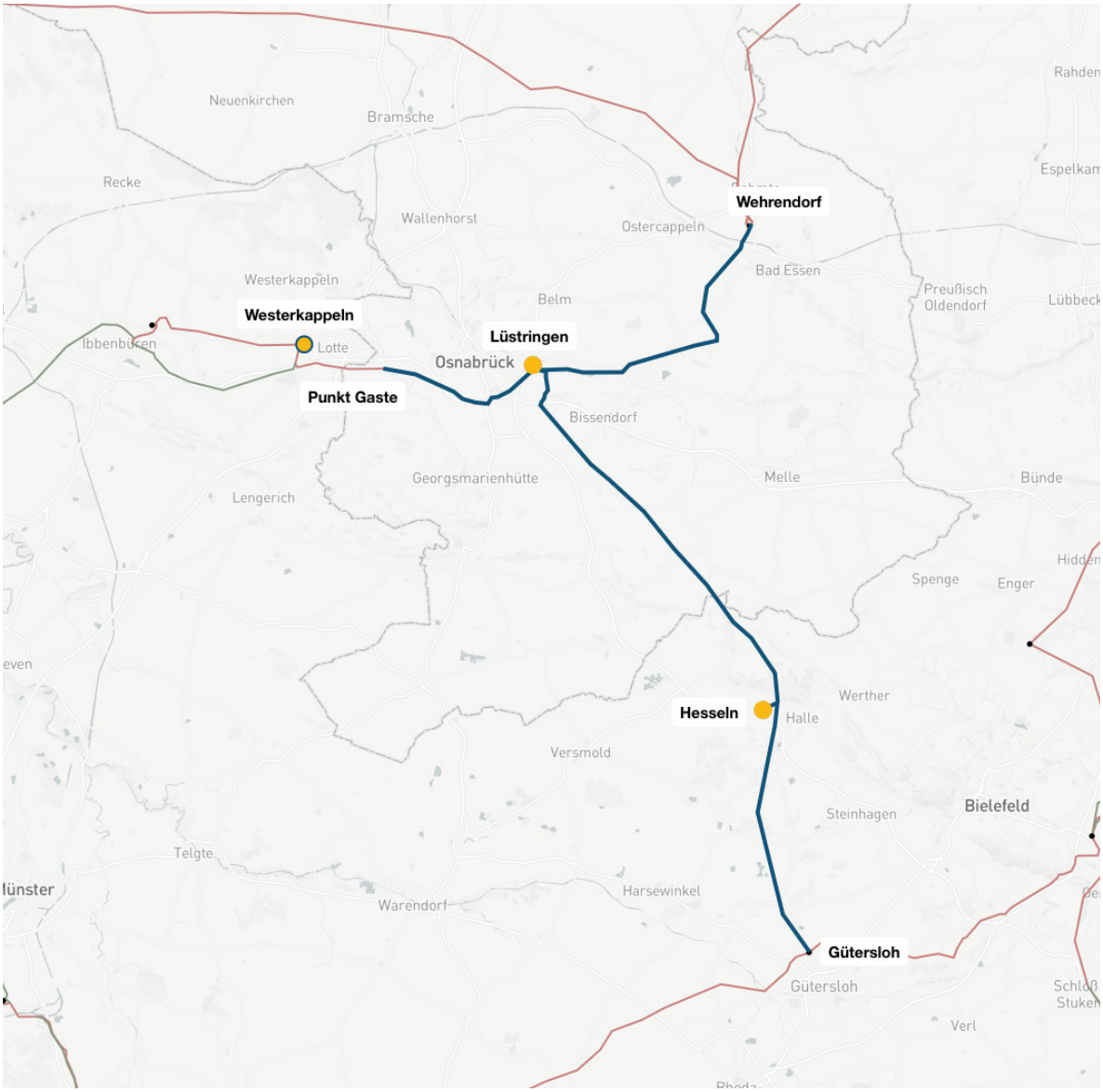
Das Leitungsprojekt Wehrendorf-Gütersloh ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teilerdverkabelung nach § 2 Energieleitungsausbaugesetz. Dementsprechend sind auf den Abschnitten Lüstringen – Hesseln und Lüstringen – Wehrendorf mehrere Teilerdverkabelungsabschnitte geplant. Zur Kompensation des kapazitiven Effekts von Erdkabeln werden mehrere Kabelübergabestationen mit Drosselspulen auf diesen Abschnitten erforderlich.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M010f	Lüstringen – Wehrendorf	L	NI	NV	Ersatzneubau		21	2028	3: Im Genehmigungsverfahren
M010g	Lüstringen – Hesseln	L	NI, NW	NV	Ersatzneubau		29	2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Zur Bereitstellung von ausreichenden Transportkapazitäten für den Weitertransport der im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugten Windenergieleistung ist das 380-kV-Netz im nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion zu verstärken. Um den Eingriff in den öffentlichen Raum zu minimieren, sollen die erforderlichen neuen 380-kV-Leitungen soweit möglich in den Trassen der bestehenden 220-kV-Leitungen errichtet werden.

Somit ist auch die Versorgung der unterlagerten Verteilnetze, die heute überwiegend aus der 220-kV-Spannungsebene erfolgt, auf die 380-kV-Spannungsebene umzustellen. Heutige 220/110-kV-Abspannpunkte werden durch den Neubau von 380- kV-Schaltanlagen und die Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren auf eine Versorgung aus dem 380-kV-Netz umgestellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 14, 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Netzgebiet Westliches Rheinland umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz im Bereich Utfort, Mündelheim, Osterath, Dülken, Düsseldorf, Norf, Frimmersdorf und Rommerskirchen.

Infolge der Verlagerung der Transportfunktion in die 380-kV-Spannungsebene und Stilllegungen von regional in das 220-kV-Netz einspeisenden Kraftwerken muss an mehreren Standorten die Versorgung sowohl der unterlagerten 110-kV-Spannungsebene als auch der Endkunden sukzessiv vollständig oder teilweise aus dem 220-kV-Netz auf eine 380/110-kV-Umspannung umgestellt werden.

Folgende wesentliche Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau je einer 380-kV-Anlage in Dülken, Gellep, Krefeld und Mündelheim sowie Aufstellung von 380/110-kV-& 380/220-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Utfort und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau einer bestehenden Anlage),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Punkt St. Tönis bis Punkt Fellerhöfe (Netzverstärkung),
- 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Punkt Hüls-West und Punkt St.Tönis (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Osterath bis Gohrpunkt (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Utfort bis Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Spannungsumstellung mit Umbeseilung der 220-kV-Stromkreise zwischen Utfort und Osterath auf 380 kV (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Birkenhof und Gellep (Netzverstärkung).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Gohrpunkt bis Rommerskirchen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M014a	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		7	2022	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M014b	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	L	NW	NV	Zu-/Umbeseilung		7	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M014c	Utfort – Punkt Hüls-West	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		14	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M014d	Osterath – Gohrpunkt	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		20	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M014f	Utfort – Osterath	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		50	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M014g	Punkt Birkenhof – Gellep	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		2	2025*	3: Im Genehmigungsverfahren

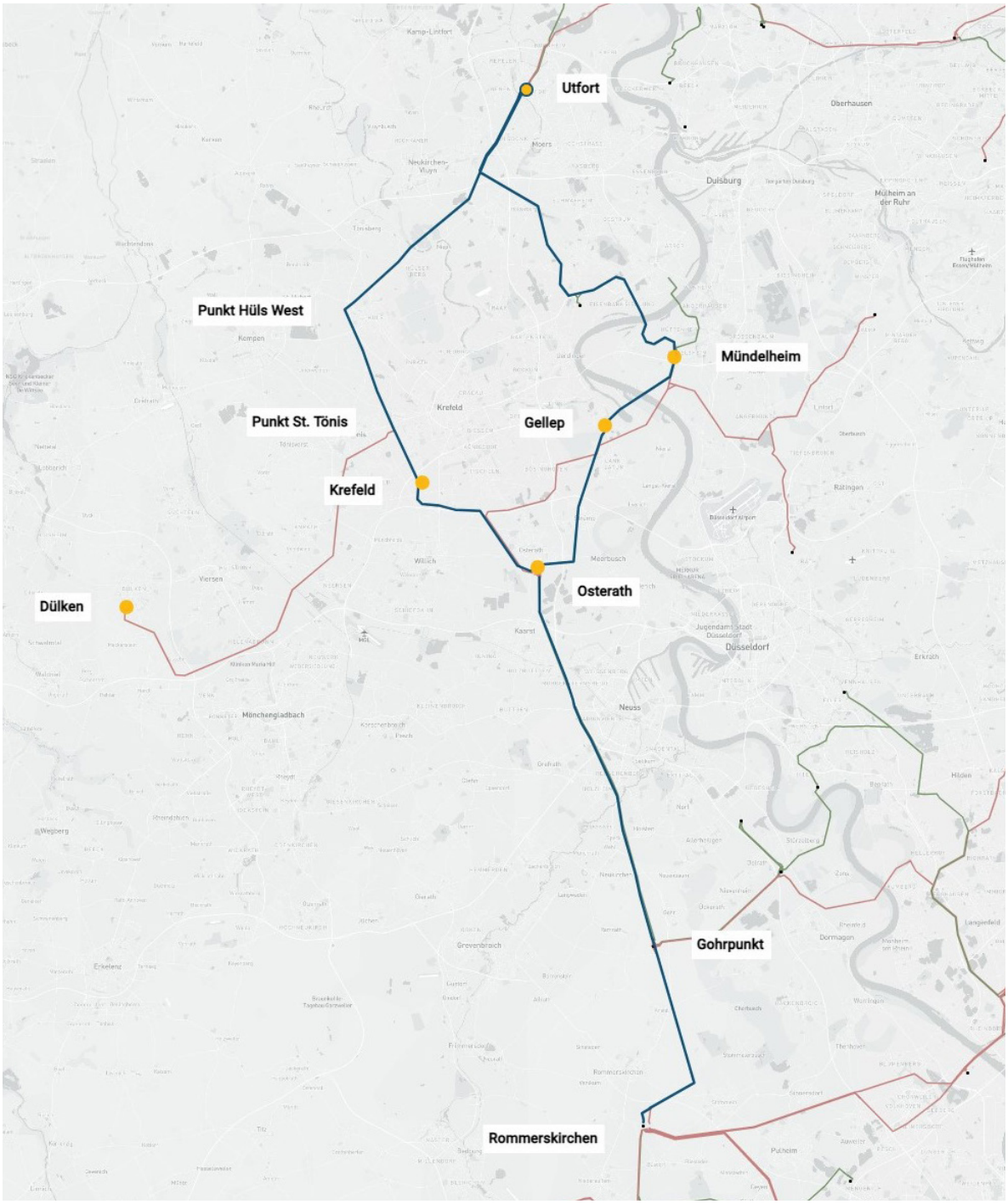
Begründung des geplanten Projekts

Durch zunehmende Stromhandelstransite, stetige Zunahme der Stromerzeugung aus Windkraft (v. a. in Norddeutschland) sowie Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zeichnet sich eine Änderung der Leistungsflusssituation in der Region Westliches Rheinland des Übertragungsnetzes von Amprion ab. Diese Änderung wird u. a. auch durch vier zusätzliche 380-kV-Stromkreise in der UA Niederrhein aus Doetinchem (NL) (EnLAG-Maßnahme Nr. 13) und Diele (EnLAG-Maßnahme Nr. 5) hervorgerufen. Es sind daher Maßnahmen erforderlich, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen entgegenwirken.

Durch die Überführung von Kraftwerksblöcken an den Standorten Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem in die Sicherheitsbereitschaft entfällt ersatzlos eine Einspeiseleistung von ca. 1.200 MW in die 220-kV-Ebene und ca. 300 MW in die unterlagerte 110-kV-Ebene. Bis Ende 2030 entfällt durch das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) die vollständige Einspeisung aus Kohlekraftwerken und somit aus allen Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier. Durch die Stilllegung dieser Kraftwerke entsteht in dem betroffenen Netzgebiet zusätzlicher Transportbedarf.

Durch die genannten Faktoren kommt es im bestehenden Netz zu Engpässen. Die beschriebene Netzverstärkung behebt diese Engpässe.

* Die Maßnahme AMP-014 M014g umfasst die Zuleitung nach Gellep zur Umstellung von 220-kV auf 380-kV. Das Leitungsprojekt EnLAG 14 von Niederrhein nach Osterath kann auch ohne Fertigstellung dieser Maßnahme in Betrieb genommen werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion plant, die Transportkapazität auf der Rheinschiene zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt zu erhöhen (EnLAG 15, Osterath – Weißenthurm). Das hier dargestellte Projekt beinhaltet das Teilstück von Rommerskirchen bis Sechtem.

Zwischen Rommerskirchen und Sechtem werden drei zusätzliche 380-kV-Stromkreise benötigt.

Für die Realisierung eines der Stromkreise wird auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf den 380-kV-Betrieb umgestellt. Die beiden weiteren Stromkreise erfordern einen 380-kV-Leitungsneubau in bestehender Trasse.

Folgende Maßnahme ist nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung Rommerskirchen – Sechtem (Netzverstärkung).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Erweiterung der 380-kV-Station Sechtem
- Erweiterung der 380-kV-Station Rommerskirchen
- Spannungsumstellung eines bestehenden 220-kV-Stromkreises auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem auf den 380-kV-Betrieb

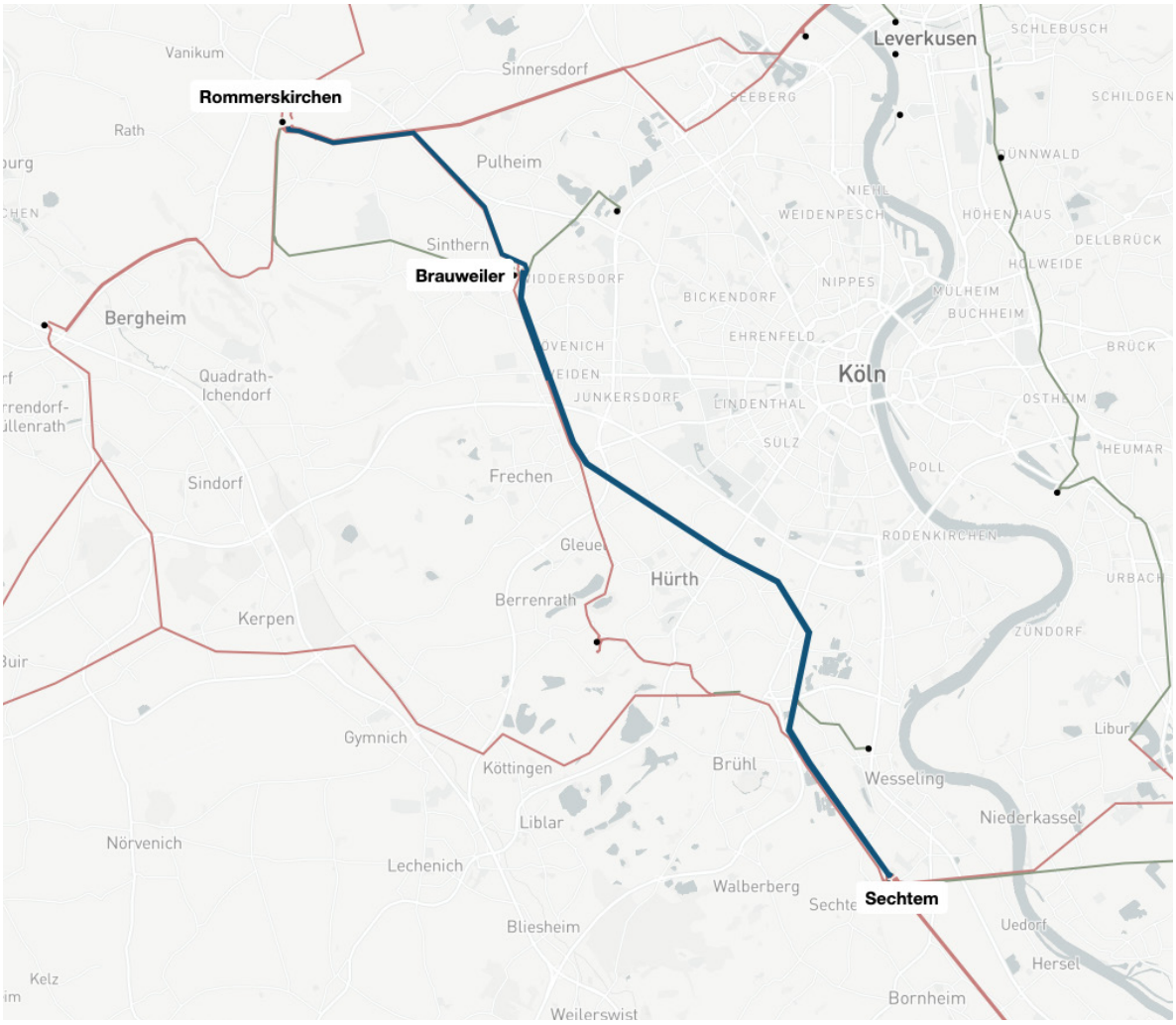
M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M018a	Rommerskirchen – Sechtem	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		38	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Zusätzlich zur großräumigen Änderung der Erzeugungsstruktur (Abschaltung Kernkraftwerke, stärkerer Zubau erneuerbarer Energien) sind die Leistungsflüsse durch die Kraftwerke im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum beeinflusst.

Diese Kraftwerke sind in der 380-kV-Spannungsebene angeschlossen. Hierdurch besteht im beschriebenen Netzgebiet ein Einspeiseüberschuss zusätzlich zum bestehenden Nord-Süd-Transit, mit der Folge eines Bedarfs zur Netzverstärkung und Beseitigung von Übertragungsengpässen.

Zur Sicherstellung einer langfristig bedarfsgerechten Transportkapazität und zur Gewährleistung der Systemsicherheit im Zusammenhang mit weiter zunehmender EE-Einspeisung ist ein Netzausbau zwischen Rommerskirchen und Sechtem erforderlich. Dieses Vorhaben schließt unmittelbar an die Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau in der Region Westliches Rheinland an.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Bedingt durch den zunehmenden Transit von Windenergie ist die Schaffung einer zusätzlichen Nord-Süd-Achse zwischen den Regionen Westfalen und Rhein-Main zwischen den 380-kV-Anlagen Kruckel und Dauersberg erforderlich. Mit diesen Maßnahmen erfolgt eine dem Bedarf entsprechende Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz von Amprion.

Zur Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme sollen die Trassen bestehender 220-kV- und 110-kV-Freileitungen für neue, leistungsstärkere 380-kV-Freileitungen genutzt werden. Dies bringt eine Verlagerung der Versorgungsfunktion von der 220- in die 380-kV-Netzebene an den jeweiligen Übergabestellen in die unterlagerten Verteilnetze mit sich. Das Netzgebiet Kruckel – Dauersberg umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz mit den Anlagenstandorten Kruckel, Garenfeld, Altenkleusheim, Bixterheide, Setzer Wiese, Eiserfeld und Dauersberg.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Kruckel und Punkt Ochsenkopf mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Ochsenkopf und Dauersberg mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau der 380-kV-Anlage Garenfeld und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Errichtung einer MSCDN-Kompensationsanlage in Garenfeld (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Eiserfeld und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Setzer Wiese am neuen Standort Junkernhees und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),

Zusätzlich muss der 110-kV-Netzanschluss des Pumpspeicherkraftwerks Koepchenwerk in Kruckel berücksichtigt werden.

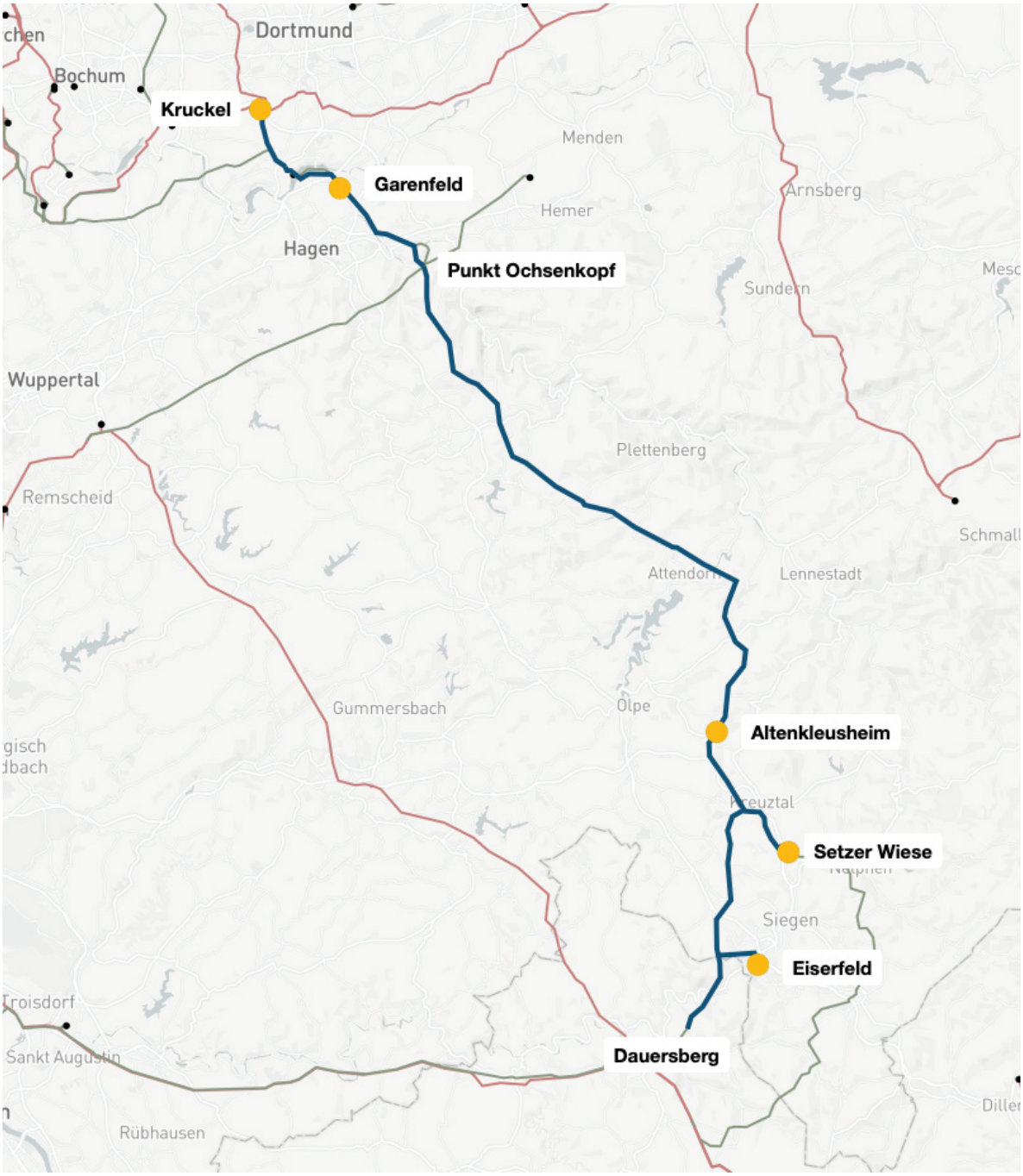
Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Neubau der 380-kV-Anlage Altenkleusheim und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV Anlage Kruckel und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M022a	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		21	2025	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M022b	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	L	NW, RP	NA, NV	Ersatzneubau		105	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Mit der immer weiter voranschreitenden Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits nimmt die Entstehung von Übertragungsengpässen auf Stromkreisen mit dieser Transportaufgabe unweigerlich zu. Es werden daher Maßnahmen in die Wege geleitet, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in dem Netzgebiet von Kruckel bis Dauersberg sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen in diesem Netzgebiet entgegenwirken.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland enthält folgende Maßnahme:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in einer bestehenden 220-kV-Trasse zwischen Niederrhein und Utfort (Netzverstärkung).
- Bei der Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Utfort der Leitung Niederrhein – Utfort – Osterath handelt es sich gemäß § 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnLAG um einen Pilotstreckenabschnitt für eine Drehstrom-Erdverkabelung. Weil die Erdverkabelung zusätzliche Zeit in Anspruch nimmt, ist zunächst die Errichtung eines 380-kV-Freileitungsprovisoriums notwendig, um Netzengpässe zu vermeiden.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M032a	Niederrhein – Utfort	L	NW	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau	10	11	2026	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzerweiterung erhöht die Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland. Insbesondere die bestehende 380-kV-Leitung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum – Utfort wird durch das geplante Projekt entlastet. Die Auslastung der betroffenen Stromkreise ist neben der Übertragung von Windeinspeisung aus dem Nordwesten Deutschlands nach Süden auch auf Veränderungen der regionalen Einspeisung von Kraftwerksleistung zurückzuführen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Umstrukturierung der Versorgung aufg.

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen dieses Projekts errichtet Amprion Blindleistungserzeugungsanlagen. Damit wird das Ziel verfolgt, ausreichend Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Dies ist notwendig, um die Spannungsgrenzen einzuhalten sowie die Spannungsstabilität gewährleisten zu können und einen sicheren Netzbetrieb bei hohen Leistungstransiten sicherzustellen. Folgende Maßnahme ist für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Büscherhof (Netzausbau).

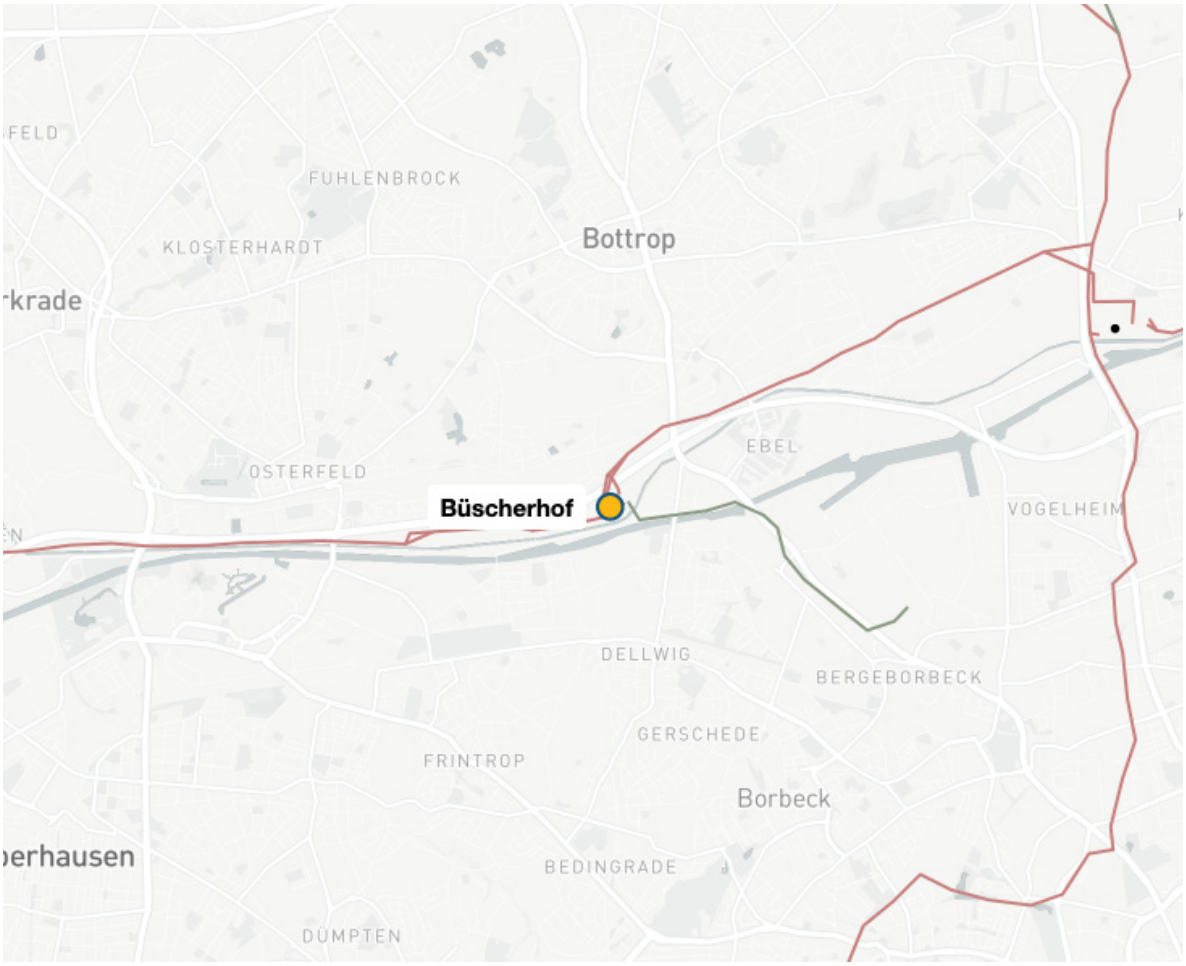
Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kusenhorst (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Weißenthurm (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (SVC) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M034Q4	Büscherhof	A	NW	NA				2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch die hohen Nord-Süd-Leistungsflüsse infolge der veränderten Erzeugungsstruktur können hohe Auslastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen oberhalb der natürlichen Leistung der Freileitungsstromkreise betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistungserzeugung, um sämtliche Knotenspannungen auch im Fehlerfall im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der induktiven Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ der im Netz ausreichend homogen verteilten Kraftwerke im übererregten Betrieb. Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netzbetrieb notwendige Umfang an induktiver Blindleistungserzeugung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Aus diesem Grund müssen kapazitive Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen induktiven Blindleistung an Knoten mit signifikanten transitbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P21: Netzausbau zwischen dem Landkreis Cloppenburg und Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 6

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung und enthält folgende Maßnahmen:

- M51b: Cappeln/West – Merzen/Neuenkirchen

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen den neu zu errichtenden Umspannanlagen Garrel/Ost und Merzen/Neuenkirchen nahe dem "Punkt Merzen" im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau).

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TenneT und Amprion (s. TTG-P21). Im Rahmen von TTG-P21 wird der nördliche Teil des Projekts beschrieben.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teilerdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Dementsprechend sind mehrere Teilerdverkabelungsabschnitte geplant. Zur Kompensation des kapazitiven Effekts von Erdkabeln wird voraussichtlich eine Kabelübergabestation mit Drosselspulen erforderlich.

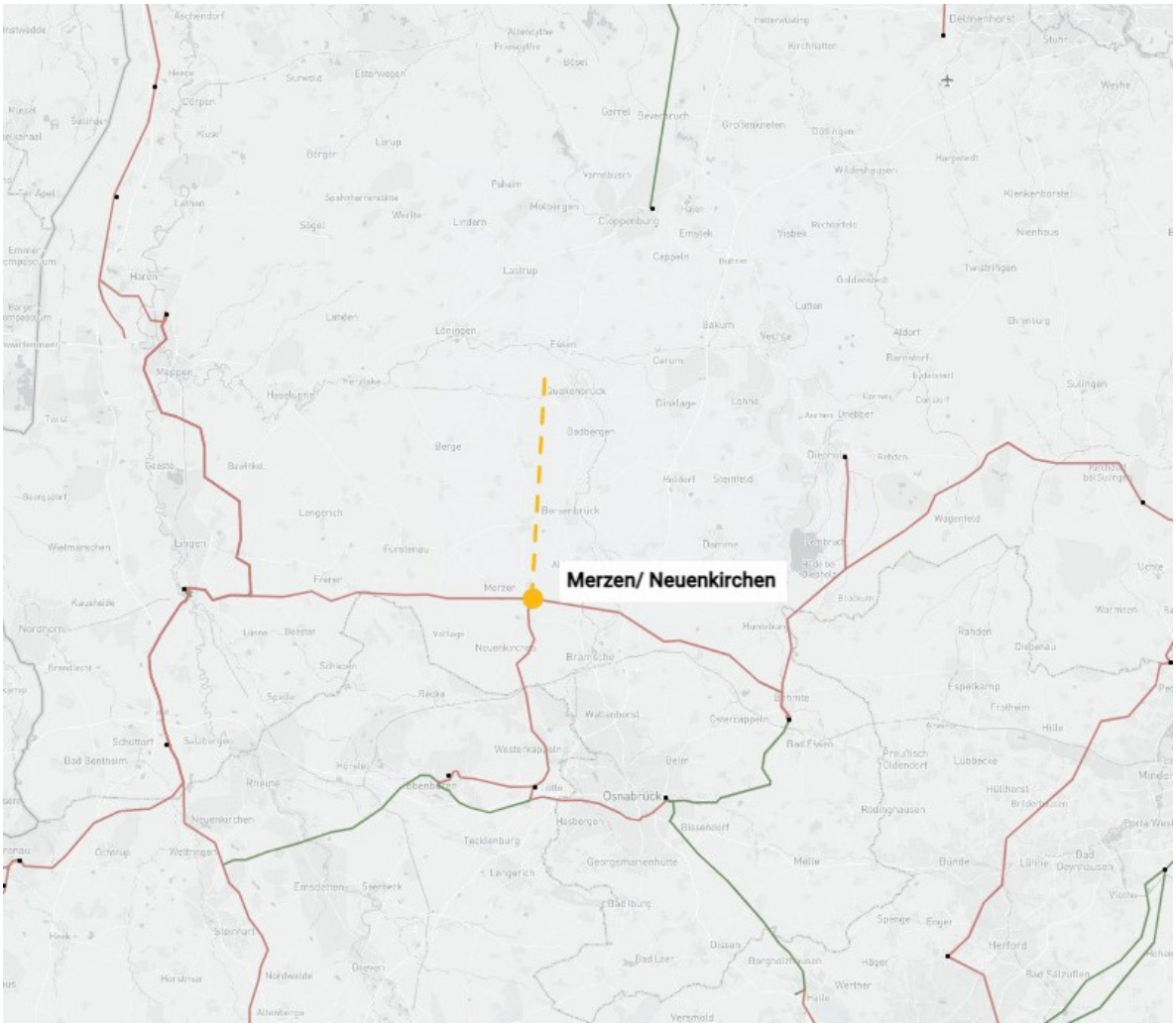
M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M51b2	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	29,1		2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können.

An der nördlichen Umspannanlage Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Elsfleth zusammen, deren Leistung u. a. mithilfe des geplanten Projekts in Richtung Süden abzutransportieren ist.

Darüber hinaus ist Garrel/Ost im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (Projekt NOR-7-1). Insbesondere aufgrund der prognostizierten Onshore-Rückspeisung aus dem Verteilnetz im Raum Cloppenburg sowie im Raum Merzen ist es erforderlich, die Umspannleistung zwischen dem Übertragungsnetz und dem unterlagerten Verteilnetz zu erhöhen. Hierfür sowie für die Integration der Energie aus Offshore-Windenergie sind zwei Umspannanlagen im Raum Cloppenburg sowie eine neu zu errichtende Umspannanlage Merzen/Neuenkirchen nahe dem "Punkt Merzen" im Landkreis Osnabrück notwendig.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P41: Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2022: 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen dem westlich von Koblenz liegenden Punkt Metternich und Niederstedem in der südwestlichen Eifel wird eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse neu gebaut. Im Rahmen des Neubaus der Leitung in bestehender Trasse muss die Schaltanlage Niederstedem verstärkt werden. In Wengerohr sind der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und 380/110-kV-Transformatoren erforderlich. Die Anlage Wengerohr dient auch zur Aufnahme von Energie aus EEG-Anlagen in Rheinland-Pfalz. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- Spannungsumstellung durch Neubau in Bestandstrasse Pkt. Metternich – Niederstedem (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Wengerohr und 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau)

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M57	Punkt Metternich – Niederstedem	L	RP	NV	Ersatzneubau		105	2025*	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung entlastet insbesondere die 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem. Durch die Maßnahme werden die Umspannanlagen Weißenthurm bei Koblenz und Niederstedem direkt miteinander verbunden und die Transportkapazität in dieser Trasse deutlich erhöht. Die verstärkte Einbindung der Umspannanlage Niederstedem bewirkt auch eine verbesserte Anbindung an die benachbarten Transportnetze in Frankreich und Luxemburg.

* Hohe Netzauslastung führt zu verzögerter Inbetriebnahme.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim

Von Urberach (Amprion) nach Weinheim (TransnetBW) erfolgen abschnittsweise Zu- und Umbeseilungen von 380-kV-fähigen Stromkreisen auf bestehendem Gestänge (Netzverstärkung) und die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung (Netzausbau). Im Zuge dieses Projekts muss wegen der Inanspruchnahme von heutigem 220-kV-Trassenraum für den 380-kV-Ausbau die Versorgung der unterlagerten Verteilnetze im Raum Pfungstadt von 220 kV auf 380 kV verlagert werden (Netzausbau). Ferner ist die 380-kV-Schaltanlage Urberach zu verstärken. Zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren sind dort notwendig (Netzverstärkung und Ausbau bestehender Anlage).

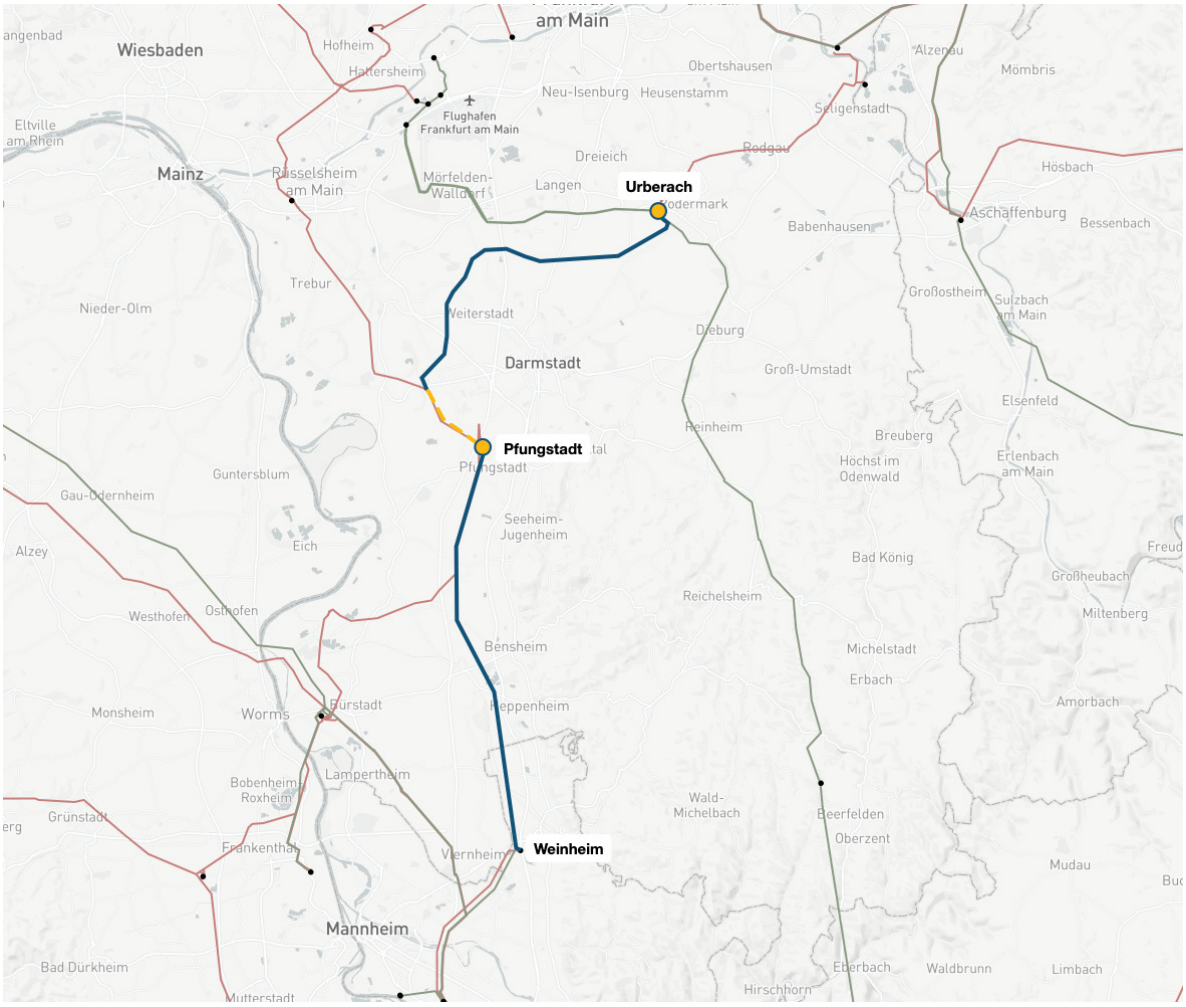
Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (s. TNG-P47). Im Rahmen von TNG-P47 wird der südliche Teil des Projekts beschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	L	BW, HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse	6	60	2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord–Süd- als auch der Ost–West-Transportkapazität genutzt werden.

Die neue Verbindung von Urberach über Weinheim bis Daxlanden reduziert Überlastungen auf der bestehenden Leitung von Urberach nach Bürstadt signifikant. Der beschriebene Netzausbau bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2022: 76

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M64: Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd:

Die bislang an das 220-kV-Netz angeschlossene Umspannanlage Farbwerke Höchst-Süd wird durch Zu- und Umbeseilung zwischen Kriftel und Punkt Marxheim (Netzverstärkung) sowie durch Leitungsneubau in bestehender 110-kV-Trasse zwischen Punkt Hattersheim und Farbwerke Höchst-Süd (Netzausbau) an das 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen. Hierzu ist die Erweiterung der 380-kV-Anlage Kriftel (Netzverstärkung) und der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren in Farbwerke Höchst-Süd (Netzausbau) notwendig.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M64	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		11	2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

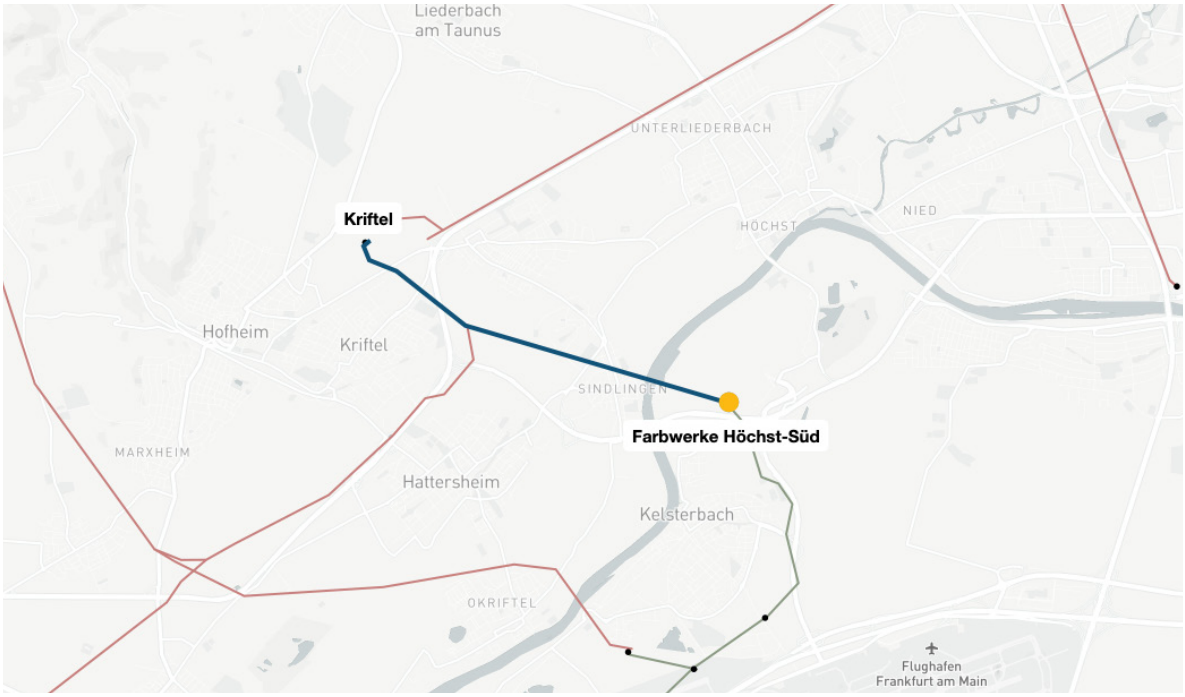
Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Zur Umsetzung der Maßnahme M60 Urberach – Pfungstadt – Weinheim des Projekts P47 wird die Anlage Urberach von 220 kV auf 380 kV umgestellt und erweitert. Durch die räumlichen Bedingungen ist ein paralleler Betrieb der 220- und der 380-kV-Anlage in Urberach nicht möglich. Durch die Umstellung der Anlage auf 380 kV entfällt die Anschlussmöglichkeit an das 220-kV-Netz in Urberach und der heutige Anschluss der Farbwerke Höchst-Süd kann nicht weiter aus dem 220-kV-Netz in Urberach versorgt werden.

Des Weiteren gibt es Mehrleistungsanfragen für den Netzknoten Farbwerke Höchst-Süd aufgrund der Ansiedlung von Rechenzentren, die die Umstellung der Versorgung des Netzknotens auf das 380-kV-Netz erfordern.

Um die Versorgung der Farbwerke Höchst-Süd weiterhin sicherzustellen, muss die Umspannanlage Farbwerke Höchst-Süd vor dem Entfall der 220-kV-Netzebene in Urberach und der vollständigen Umsetzung von P47 an das naheliegende 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen werden. Neben der Versorgung des überregional bedeutsamen Industrieparks wird die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzbetreibers dadurch sichergestellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2022: 24, 25

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg.
Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M95 Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen:
  Zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Dellmensingen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

Zwischenzeitlich wurde folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- M93 Punkt Rommelsbach – Herbertingen:
  Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgte ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	L	BW, BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		88	2026*	3: Im Genehmigungsverfahren

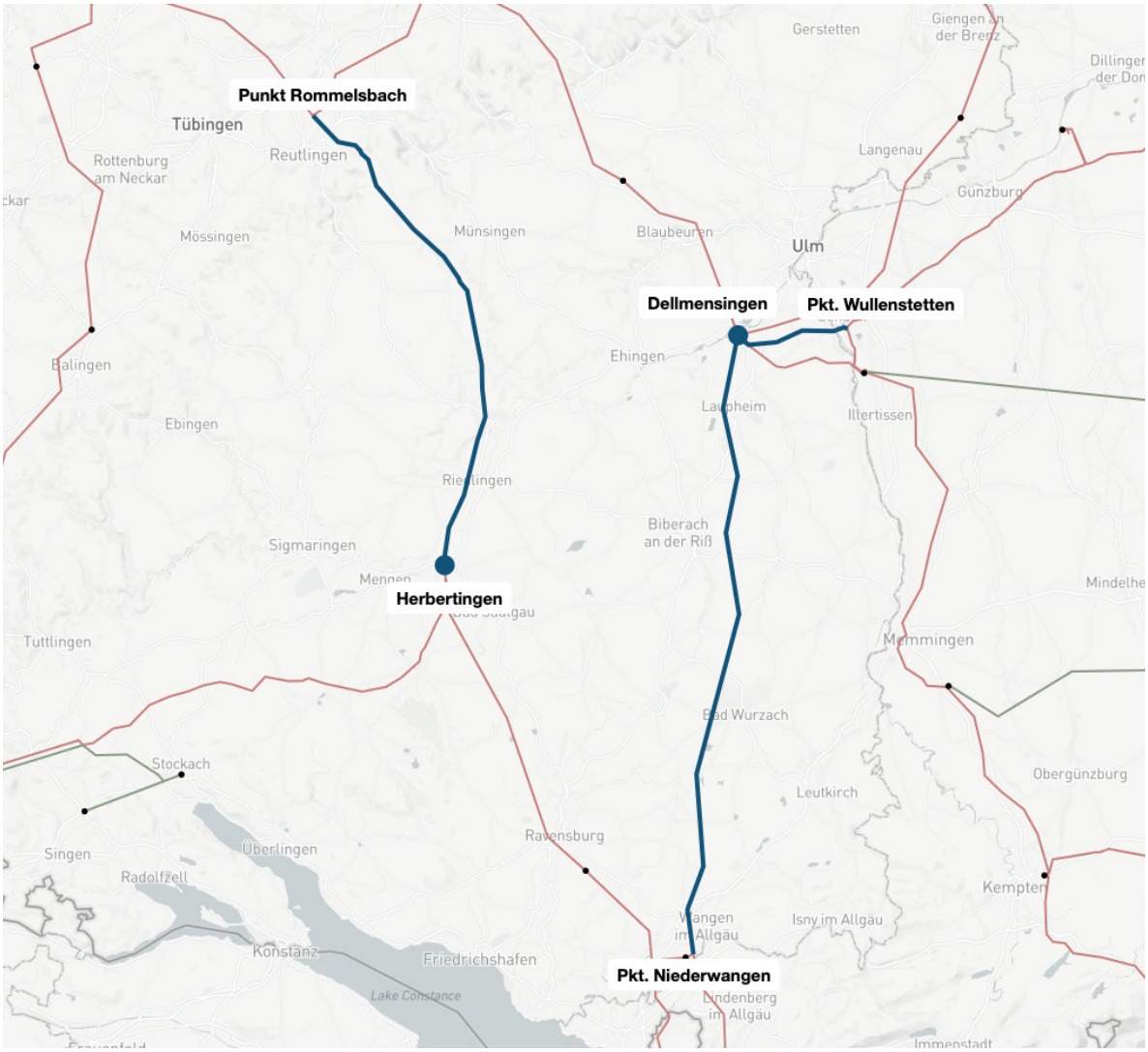
Begründung des geplanten Projekts

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes können die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energien abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Infolge der oben beschriebenen Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.

Durch die Realisierung des Projekts kann zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt werden. Außerdem trägt die neue Verbindung vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

* Netztechnische Abhängigkeiten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P154: Netzausbau in Siegburg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Raum um Siegburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M356TR1: Neubau 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung 380/220-kV-Transformator
- M356a: Neubau 380-kV-Zuleitung

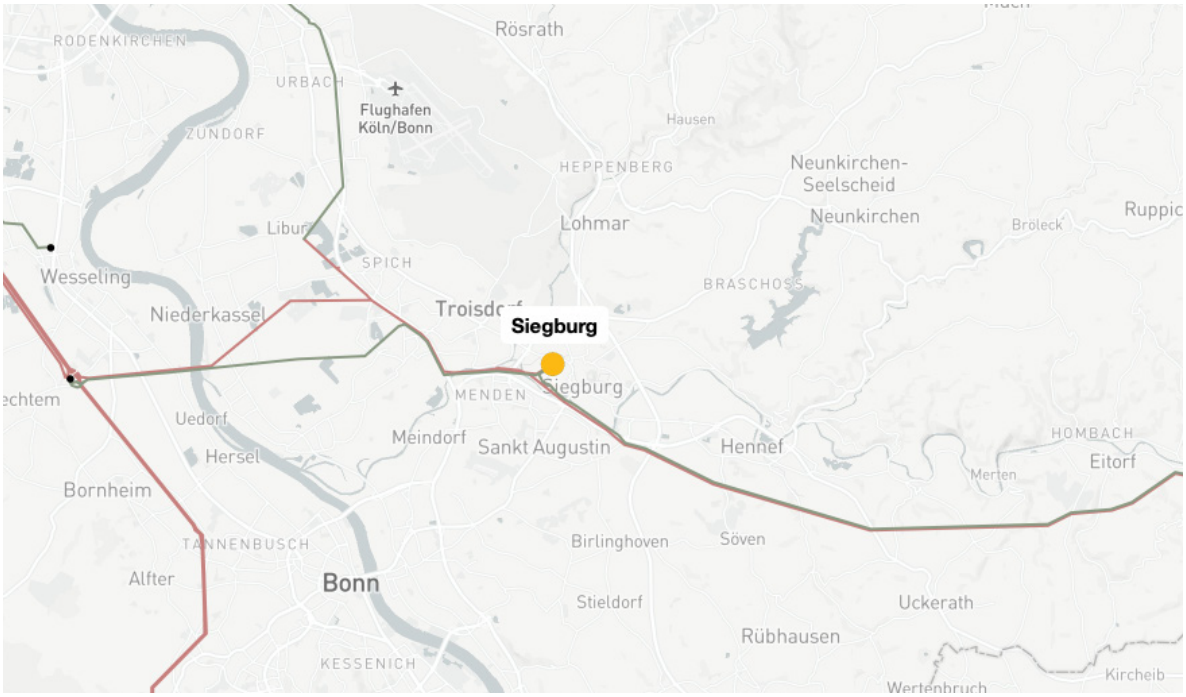
Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und die Aufstellung eines 380/220-kV-Transformators (Netzausbau).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M356a	380/ 220-kV-Transformator Siegburg	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		1	2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch den Entfall von Erzeugungsstrukturen in der 220-kV-Netzebene ändern sich Leistungsflüsse in der Region Rhein-Sieg. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden, sind Verstärkungen notwendig.

Das Projekt AMP-P154 behebt dabei Überlastungen im Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung und der Versorgungssicherheit im 220-kV-Netz in der Region Köln/Bonn durch die Anbindung an das 380-kV-Netz.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 67

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität in der Metropolregion Rhein-Neckar.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M62: Bürstadt – BASF

Das Projekt beinhaltet

- den Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen der 380-kV-Anlage Bürstadt und dem Punkt Roxheim (Netzverstärkung),
- den Neubau einer 380/220-kV-Leitung zwischen dem Punkt Roxheim und einer neu zu errichtenden 380/220-kV-Anlage BASF (Netzausbau),
- sowie die Spannungsumstellung eines bestehenden 220-kV-Stromkreises auf 380 kV durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen im Abschnitt Punkt Roxheim bis zur Neuanlage BASF einschließlich der Anbindung an die bestehende 380-kV-Verbindung zwischen Bürstadt und dem Punkt Roxheim (Netzverstärkung). Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort werden im Rahmen der Umbeseilung ggf. die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten sowie weitere statische Maßnahmen erforderlich.

Die 380-kV-Anlage Bürstadt muss hierzu erweitert werden (Netzverstärkung). Bis zur vollständigen Realisierung des Langfristkonzeptes werden die neu errichteten Höchstspannungsleitungen zunächst mit 220 kV betrieben.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M62	Bürstadt – BASF	L	HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		13	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Durch die Maßnahme M62 werden Engpässe in der 220-kV-Ebene zwischen Bürstadt und BASF beseitigt. Im Hinblick auf das langfristige Konzept ist der spätere Betrieb der Höchstspannungsleitungen mit 380 kV geplant. Vor dem Hintergrund der steigenden Lasten durch die Umstellung der ansässigen Industrie auf klimaneutrale Prozesse wird mit der Maßnahme die Versorgungssicherheit der Region ermöglicht.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P310: Netzverstärkung Bürstadt – Kühmoos

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Süd-Baden-Württemberg wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden. Die beschriebene Netzverstärkung führt zudem zu einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Nord-Süd-Achse zwischen Süd-Hessen und Süd-Baden-Württemberg.

› M485: Ad hoc-Maßnahme Bürstadt – Kühmoos:

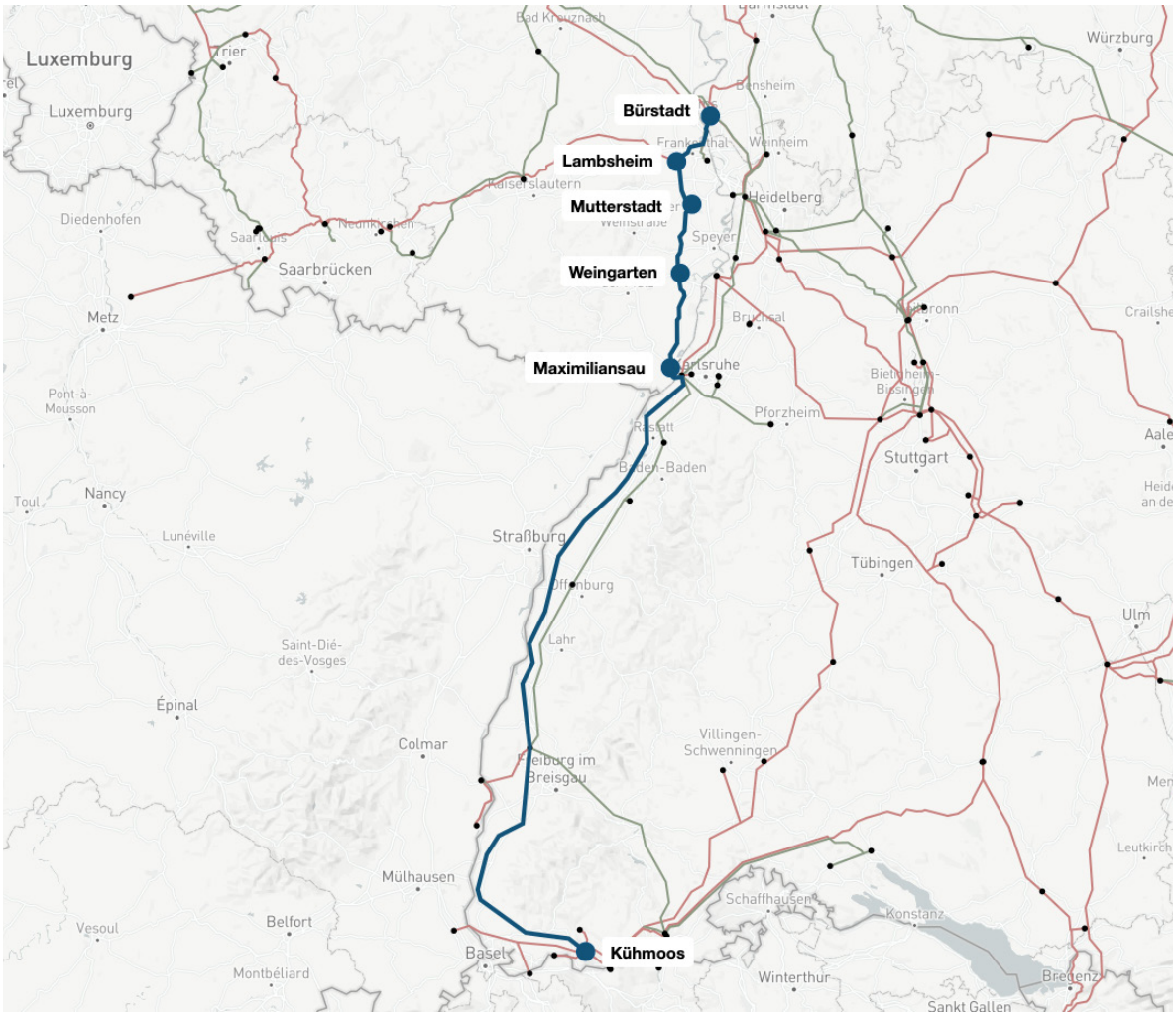
Diese Maßnahme beinhaltet eine Netzverstärkung in bestehender 380-kV-Trasse. Zwischen der Anlage Bürstadt und der Anlage Maximiliansau wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt und zusammen mit dem bestehenden 380-kV-Stromkreis auf gleicher Leitung mit Hochtemperatur-Leiterseilen (HTLS) umbeseilt (Netzverstärkung). Wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, kann die Umbeseilung auf HTLS-Seile durch den Neubau in bestehender Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Zwischen Maximiliansau und Daxlanden wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV umgestellt (Netzverstärkung). Des Weiteren wird auf der bestehenden Leitung zwischen Daxlanden und Kühmoos ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Weingarten ist zu verstärken, die 380-kV-Anlagen Bürstadt, Lambsheim und Kühmoos sind zu erweitern und die 380-kV-Anlagen Maximiliansau und Mutterstadt sind neu zu errichten (Netzverstärkung). Die neu zu errichtenden Anlagen liegen in unmittelbarer Nähe der Bestandsleitung. Für den Anschluss der neuen 380-kV-Schaltanlagen an die Bestandsleitung sind punktuelle Mastneubauten erforderlich. Aufgrund des notwendigen Entfalls der 220-kV-Stromkreise und der 220-kV-Anlage Maximiliansau werden 380/220-kV-Transformatoren in Bürstadt und Mutterstadt sowie 380/110-kV-Transformatoren in Maximiliansau errichtet.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M485	Bürstadt – Kühmoos	L	BW, HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		285	2028	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit werden der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Süd-Baden-Württemberg wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P346: Phasenschiebertransformatoren (PST) in Hanekenfähr

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Raum Emsland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M557: Ad hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformator Hanekenfähr

Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Hanekenfähr aufgebaut und in der Normalschaltung in Reihe zu den 380-kV-Stromkreisen in Richtung Merzen geschaltet. Für die Errichtung der Phasenschiebertransformatoren muss die 380-kV-Anlage Hanekenfähr erweitert werden. Zudem sind Maßnahmen im Rahmen der Baufeldfreimachung auf dem Anlagengrundstück erforderlich.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M557	Querregeltransformator (PST) Hanekenfähr	A	NI	NA				2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit werden der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen.

Die Maßnahme dient der temporären Engpassvermeidung auf der Trasse Wehrendorf – Hanekenfähr bis zur vollständigen Umsetzung u. a. des EnLAG-Vorhabens Nr. 16 (Wehrendorf – Gütersloh). Danach können die Phasenschiebertransformatoren je nach Bedarf z. B. zur Regelung der Leistungsflüsse Richtung Uentrop/Gersteinwerk oder an einem anderen Standort verwendet werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P347: Phasenschiebertransformatoren in Oberzier

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M558: Ad hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Oberzier

Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Oberzier aufgebaut und in der Normalschaltung jeweils zwischen die Sammelschienen in Oberzier geschaltet. Die 380-kV-Anlage Oberzier ist entsprechend zu erweitern.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M558	Querregeltransformator (PST) Oberzier	A	NW	NA				2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

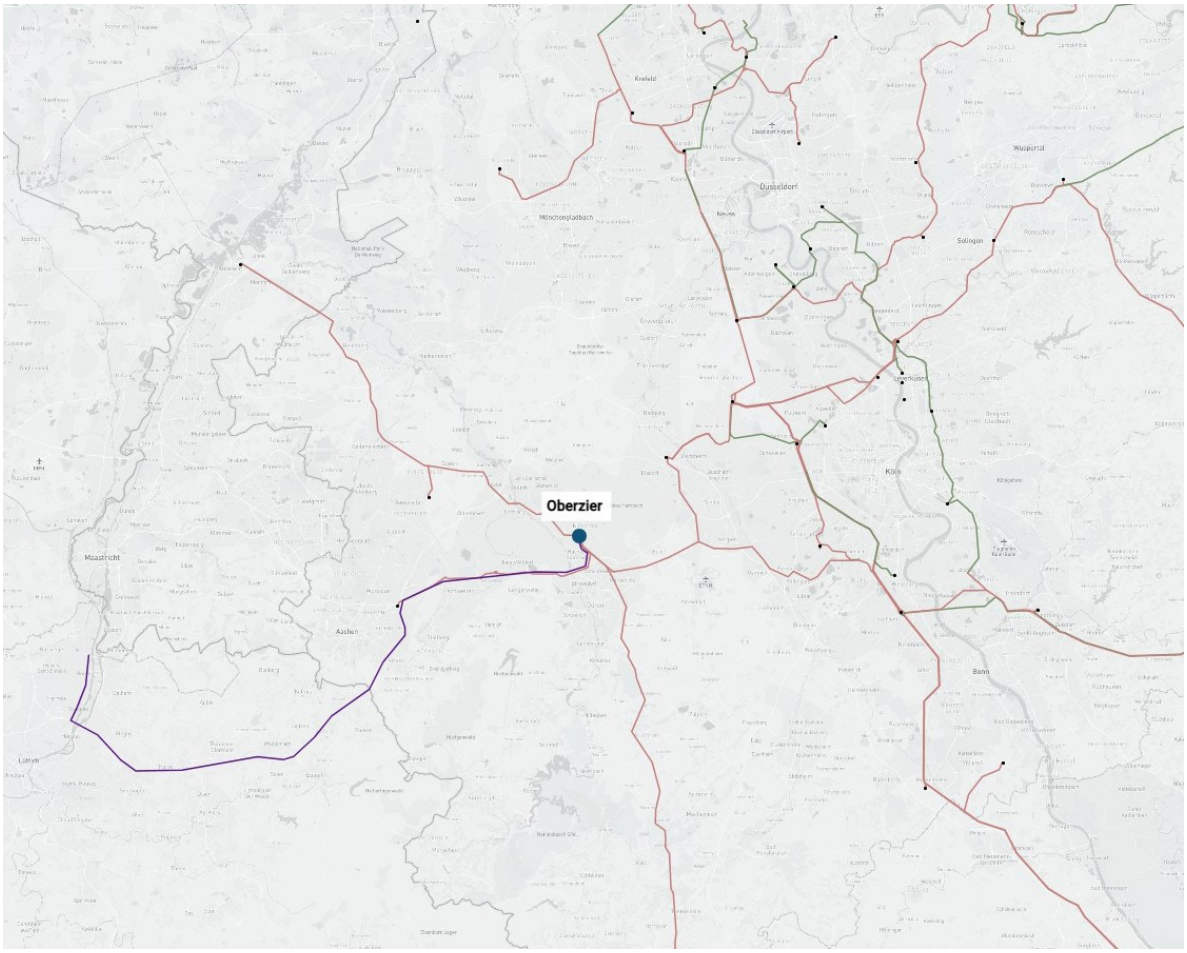
Die Region Rhein-Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe elektrische Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Daneben ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit werden der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz.

Die Maßnahme dient der temporären Engpassvermeidung bis zur Umsetzung des Projektes P200. Nach Umsetzung des Projektes P200 werden die Phasenschiebertransformatoren anderweitig verwendet. Eine mögliche Anwendung ist bei entsprechendem Bedarf z. B. die Verschaltung in Richtung Maasbracht (NL) zur Steuerung der internationalen Handelsflüsse im Flow Based Market Coupling.

Auf den Stromkreisen Punkt Blatzheim – Oberzier sind aufgrund der Demontage einer Leitung im Zuge der Erweiterung des Tagebaus Hambach Engpässe vorhanden. Die Stromkreise stellen Beschränkungen (critical branches) im Flow Based Market Coupling dar, die durch die leistungsflusssteuernde Maßnahme vermieden bzw. abgeschwächt werden können. Da in Oberzier vier Sammelschienen vorhanden sind, ergibt sich die Möglichkeit, die Phasenschiebertransformatoren flexibel in Reihe zu allen abgehenden Leitungen zu schalten und nicht auf vorher festgelegte Stromkreise beschränkt zu sein. Insbesondere werden so Flexibilitäten bei Freischaltungen zur Umsetzung zahlreicher Projekte in der Region geschaffen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

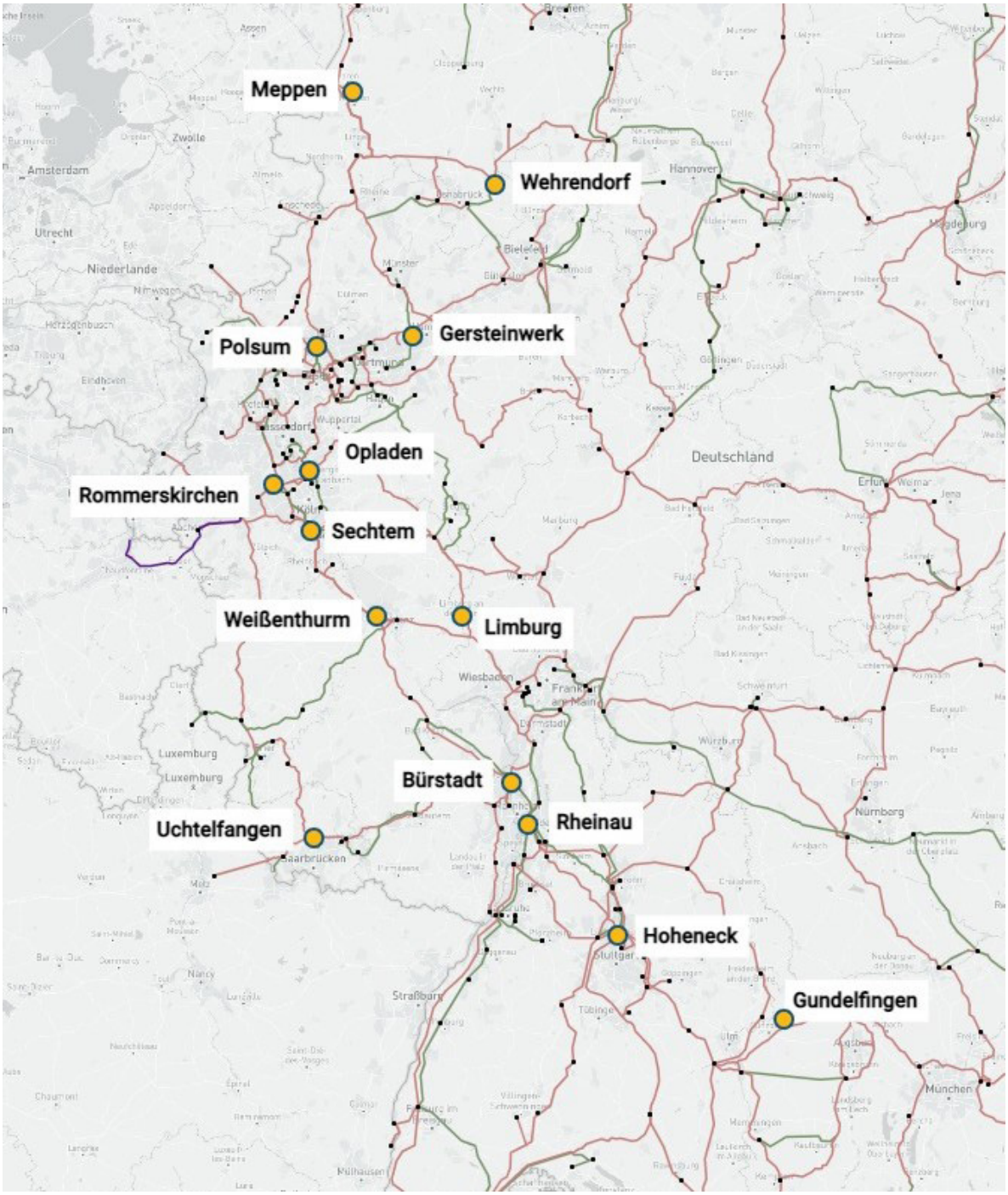
Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von Amprion. Dazu sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- M412a: Q-Kompensationsanlagen rotierende Phasenschieber (RPSA) Amprion
  Der für die Region Siegerland/Koblenz bestätigte Phasenschieber mit 300 Mvar wird am Standort Sechtem errichtet. Die Anlage wird technologisch aufgerüstet, sodass ein Trägheitsbeitrag von etwa 3,0 GWs bereitgestellt werden kann.
- M412b: Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion
  An den Standorten Gersteinwerk, Opladen und Wehrendorf sind STATCOM-Anlagen mit jeweils 300 Mvar zu errichten.
- M412c: Q-Kompensationsanlagen Drossel Amprion
  Die für den Standort Urberach bestätigte Drossel mit 250 Mvar ist aufgrund standort-spezifischer Einschränkungen am Standort Limburg mit äquivalenter netztechnischer Wirkung zu errichten.
- M412d: Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion
  An dem Standort Gersteinwerk ist eine MSCDN mit 300 Mvar zu errichten.
- M412e: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
  An dem Standort Polsum ist eine MSCDN mit 300 Mvar zu errichten.
- M412f: Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
  Am Standort Gundelfingen ist eine 380-kV-Drossel mit 250 Mvar zu errichten. Am Standort Weißenthurm sind zwei 30-kV-Drosseln mit je 100 Mvar und zwei 30-kV-Drosseln mit je 50 Mvar zu errichten.
  Am Standort Uchtelfangen sind zwei 30-kV-Drosseln mit je 100 Mvar zu errichten.
- M412g: Regelbare Q-Kompensationsanlagen
  An dem Standort Meppen werden zwei rotierende Phasenschieber (RPSA) mit jeweils 300 Mvar errichtet. Die beiden RPSA werden entsprechend aufgerüstet, um jeweils ca. 1,2 GWs Trägheitsbeitrag bereitzustellen. An dem Standort Rommerskirchen wird ein rotierender Phasenschieber (RPSA) mit 300 Mvar errichtet. An den Standorten Rheinau, Polsum und Bürstadt werden STATCOM-Anlagen mit jeweils 600 Mvar errichtet.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M412a	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion	A	NW	NA				2028	3: Im Genehmigungsverfahren
M412b	Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion	A	NI, NW	NA				2023 – 2025	3: Im Genehmigungsverfahren
M412c	Q-Kompensationsanlagen Drossel Amprion	A	HE	NA				2023	3: Im Genehmigungsverfahren
M412d	Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion	A	NW	NA				2023	3: Im Genehmigungsverfahren
M412e	Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen	A	NW	NA				2023	3: Im Genehmigungsverfahren
M412f	Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen	A	BY, RP, SL	NA				2023 – 2027	3: Im Genehmigungsverfahren
M412g	Regelbare Q-Kompensationsanlagen	A	BW, HE, NI, NW	NA				2023 – 2028	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse infolge der veränderten Erzeugungsstruktur treten unter anderem hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung. Um die Spannung auch in kritischen Situationen im betrieblich notwendigen Spannungsband zu halten, sind ausreichende Blindleistungspotenziale vorzuhalten. Zur Spannungshaltung wurde bisher stationäre Blindleistung insbesondere von den im Netz verteilten Kraftwerken erbracht. Viele der großen konventionellen Kraftwerke werden in den nächsten Jahren jedoch stillgelegt. Neben dem wachsenden stationären Bedarf steigen zusätzlich u. a. die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der dynamisch bereitzustellenden Blindleistung durch die Auswirkungen kurzfristiger Änderungen des witterungs- und marktbedingten Einspeiseverhaltens. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung dynamisch bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation und deren Änderung, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P460: Netzerweiterung in der Region Büscherhof

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Ein Netzkunde, der derzeit an die UA Büscherhof angeschlossen ist, hat eine Erhöhung der Netzanschlusskapazität von 322 MVA auf 400 MVA beantragt. Derzeit erfolgt die Versorgung des Netzkunden aus der 220-kV-Spannungsebene. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wurden und werden auch weiterhin in den kommenden Jahren Kraftwerkseinheiten abgeschaltet, die historisch bedingt vorwiegend das 220-kV-Netz gestützt haben. Um eine langfristige Versorgung der Netzkunden in der Region zu gewährleisten, wird der Anschluss des Netzkunden auf die 380-kV-Spannungsebene umgestellt. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M687: Netzerweiterung in der Region Büscherhof
  Zwischen der UA Büscherhof und der neu zu errichtenden 380-kV-Anlage zur Versorgung des Kunden erfolgt eine Umbeseilung einer bestehenden 220-kV-Leitung auf 380 kV auf einer Länge von 3,4 km.
  Die UA Büscherhof ist entsprechend um die erforderlichen Schaltfelder zu erweitern.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M687	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweiterung	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		3	2027*	4: Genehmigt/in Baubereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Region Rhein-Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Berücksichtigt werden muss außerdem der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien mit entsprechender Verdrängung insbesondere der steinkohlebasierten, konventionellen Erzeugung. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Bedingt durch die strukturellen Veränderungen im Ruhrgebiet und durch den Entfall insbesondere von 220-kV-Einspeisungen und 220-kV-Stromkreisen, die im Sinne des NOVA-Prinzips sukzessiv auf 380 kV umgestellt bzw. verstärkt werden, ist das in der Region verbleibende 220-kV-Netz hoch ausgelastet.

Eine zusätzliche Erhöhung der Netzanschlusskapazität eines Netzkunden am Netzanschlusspunkt Büscherhof ist daher nicht aus der 220-kV-Spannungsebene zu leisten. Zur Bereitstellung der erhöhten Netzanschlusskapazität ist der Netzanschluss in die 380-kV-Ebene zu verlegen. Die neue 380-kV-Anlage Büscherhof ist deutlich leistungsstärker und redundant in das 380-kV-Netz eingebunden.

* Verzögerung aufgrund einer Klage.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar (Wahle – Mecklar)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Grundlage: EnLAG, Nr. 6

Nr. TYNDP 2022: 1043

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes aus dem Raum Braunschweig nach Fulda. Es wird eine 380-kV-Verbindung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A zwischen den Umspannwerken Wahle und Mecklar errichtet.
Die Verbindung wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen.

Für die Errichtung der 380-kV-Leitung wird zumindest teilweise die Trasse der heutigen 220-kV-Leitung Lehrte – Sandershausen genutzt (Netzausbau und Netzverstärkung). Um diese 220-kV-Leitung abzulösen, werden zur Einspeisung der regionalen 110-kV-Netze in den Bereichen Hildesheim und Göttingen zwei Umspannwerke (Hardegsen und Lamspringe) mit insgesamt fünf 380/110-kV-Transformatoren an der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar errichtet (Netzausbau) und die regionalen 110-kV-Netze erweitert. Im Rahmen der Errichtung dieser neuen 380-kV-Leitung wird das Pumpspeicherwerk Erzhausen im Doppelstich als Erdkabel an diese Leitung angebunden werden. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Leitung einschließlich des Anschlusses des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen an die neue Leitung kann die 220-kV-Infrastruktur in der Region zurückgebaut werden.

Im Abschnitt zwischen den Umspannwerken Wahle und Lamspringe werden als Pilotstrecke rund 13 km erdverkabelt und im Abschnitt zwischen dem Umspannwerk Hardegsen und der Landesgrenze Niedersachsen/Hessen bei Göttingen 5,5 km. An allen Übergängen zwischen Freileitung und Erdkabel werden Kabelübergangsanlagen aufgebaut, einschließlich der erforderlichen Kompensationsspulen. Darüber hinaus sind weitere Kompensationsspulen in den Umspannwerken erforderlich.

Das gesamte Projekt ist planfestgestellt und befindet sich bereits im Bau. Die ca. 105 km langen nördlichen Abschnitte A und B zwischen den Umspannwerken Wahle, Lamspringe und Hardegsen befinden sich seit Herbst 2022 teilweise in Betrieb. Auf einem Teilabschnitt von ca. 8 km Länge in Hessen werden die Leitungen Wahle – Mecklar und Borken – Mecklar (TTG-P118) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt.

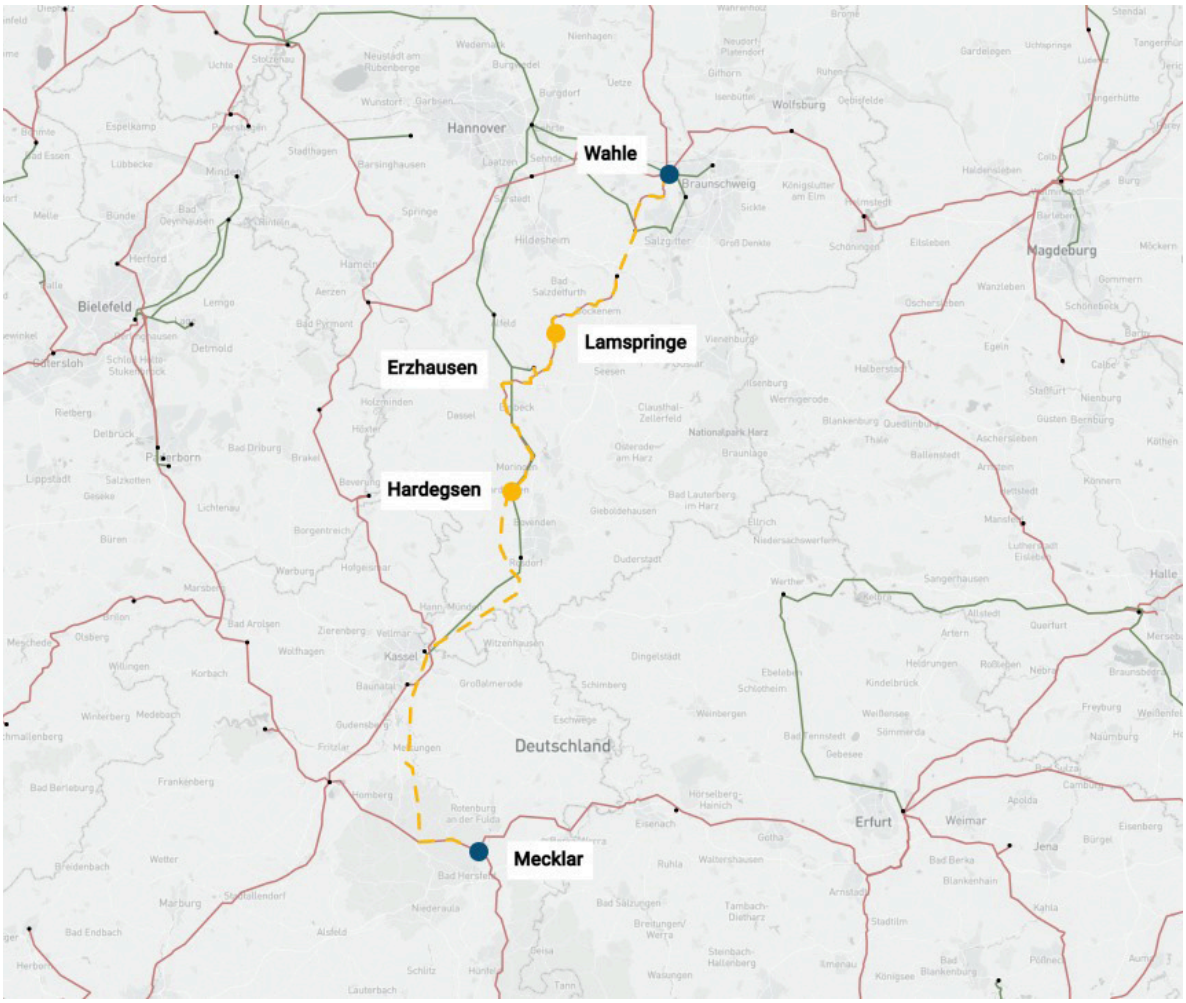
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: https://www.tennet.eu/de/projekte/wahle-mecklar

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M-TTG-006	Wahle – Mecklar	L	HE, NI	NA	Neubau in neuer Trasse	221		2022, 2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau, 5: Realisiert

Begründung des geplanten Projekts

Durch den starken Anstieg der erneuerbaren Energien in Gesamtdeutschland, aber vor allem der Windenergie in Norddeutschland, ist zusätzliche Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Hessen notwendig, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die derzeit bestehenden Nord-Süd-Verbindungen sind nicht ausreichend, um die Übertragungsaufgabe zu erfüllen.

Die parallele Leitungsführung auf einem Gestänge mit der Leitung Borken – Mecklar (TTG-P118) in einem Teilabschnitt in Hessen über ca. 8 km ist aus genehmigungsrechtlichen Gründen erforderlich. Durch die gemeinsame Führung beider Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen) (Dörpen/West – Niederrhein)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Nr. TYNDP 2022: 208

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Übertragungskapazität zwischen der nordwestlichen Küstenregion (Raum Dörpen) und der Region Niederrhein erhöht. Dazu wird zwischen dem Umspannwerk Dörpen/West (TenneT) und dem Umspannwerk Niederrhein (Amprion, s. AMP-009) eine 380-kV-Verbindung mit zwei Systemen und einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.600 A errichtet und an diese Umspannwerke angeschlossen. TenneT errichtet die Leitung von Dörpen/West bis zur Anschlussstelle westlich von Meppen (Netzausbau). Hierfür wird die 380-kV-Schaltanlage in Dörpen/West ausgebaut (Netzverstärkung).

Die Verbindung zwischen Dörpen/West und Niederrhein wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Im TenneT-Abschnitt erfolgt eine Erdverkabelung auf einem 3,1 km langen Teilabschnitt auf dem Gebiet der Stadt Haren (Ems).

Das Projekt ist bereits planfestgestellt und 28 der 31 km sind errichtet. Der Bau der letzten 3 km sowie die Gesamtinbetriebnahme sind abhängig von der Fertigstellung von AMP-009.

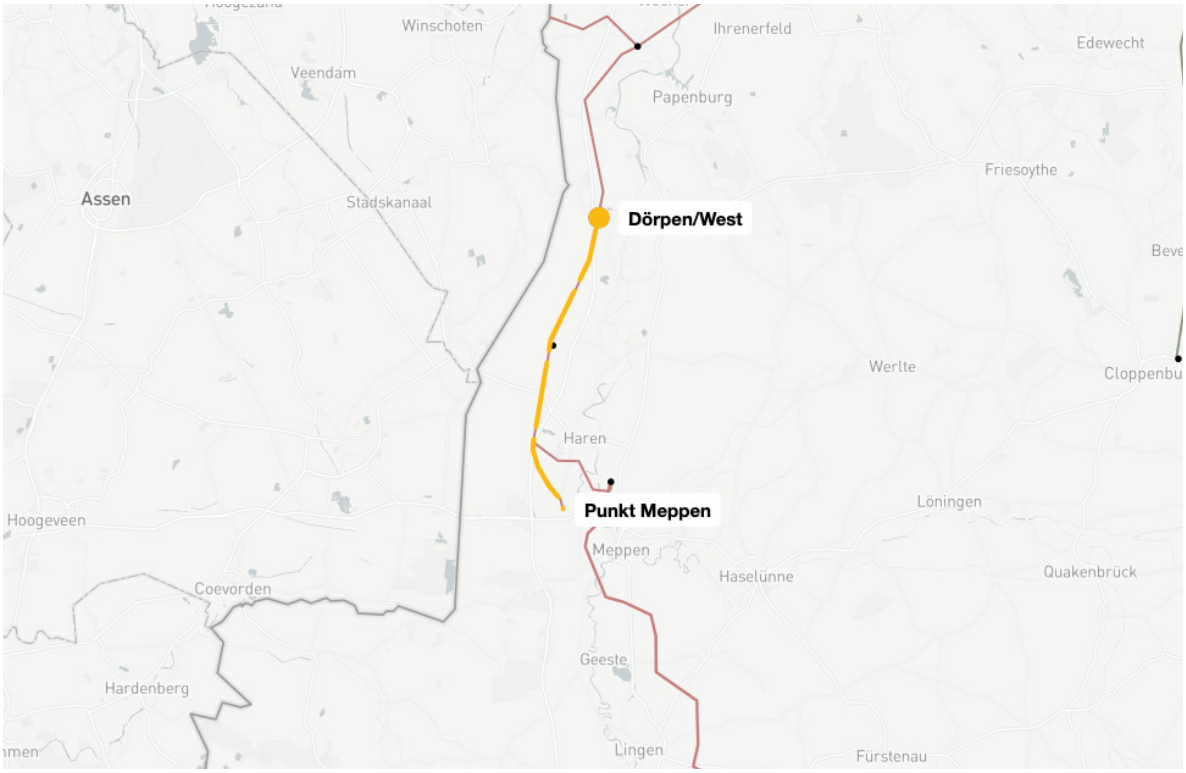
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/doerpenwest-niederrhein

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M-TTG-007a	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	31		2027	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau, 5: Realisiert

Begründung des geplanten Projekts

Die neue 380-kV-Verbindung zwischen dem Raum Diele/Dörpen und dem Raum Niederrhein dient vor allem dem Abtransport der Energie aus Offshore- und Onshore-Windenergie, die im Raum Diele/Dörpen angeschlossen wurde bzw. wird. Zudem wird ein großer Teil der Energie abgeführt, die im Raum Ostfriesland produziert wird. Dörpen/West ist darüber hinaus ein Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (NOR-2-2, NOR-2-3, NOR-3-1).

Die Inbetriebnahme des Projekts erfolgt gemeinsam mit AMP-009 voraussichtlich im Jahr 2027. Bis dahin erfolgt die Abführung des in Dörpen/West eingespeisten Stroms aus Offshore-Windenergie über das bestehende 380-kV-Netz von Dörpen/West in Richtung Diele sowie Meppen. Dabei kann es in Engpasssituationen temporär zu Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe (Ganderkesee – St. Hülfe)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Nr. TYNDP 2022: 208

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen erhöht. Die gesamte neue 380-kV-Verbindung geht von Ganderkesee über St. Hülfe nach Wehrendorf und wird in Zusammenarbeit von Amprion (s. AMP-001) und TenneT realisiert. Die Maßnahme umfasst auf Seiten von TenneT die Errichtung einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A vom Umspannwerk Ganderkesee bis zum Umspannwerk St. Hülfe (Netzausbau) einschließlich des Ausbaus der 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee (Netzverstärkung).

Die Verbindung wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Sie enthält drei Erdkabel-Abschnitte mit einer Gesamtlänge von insgesamt knapp 13 km.

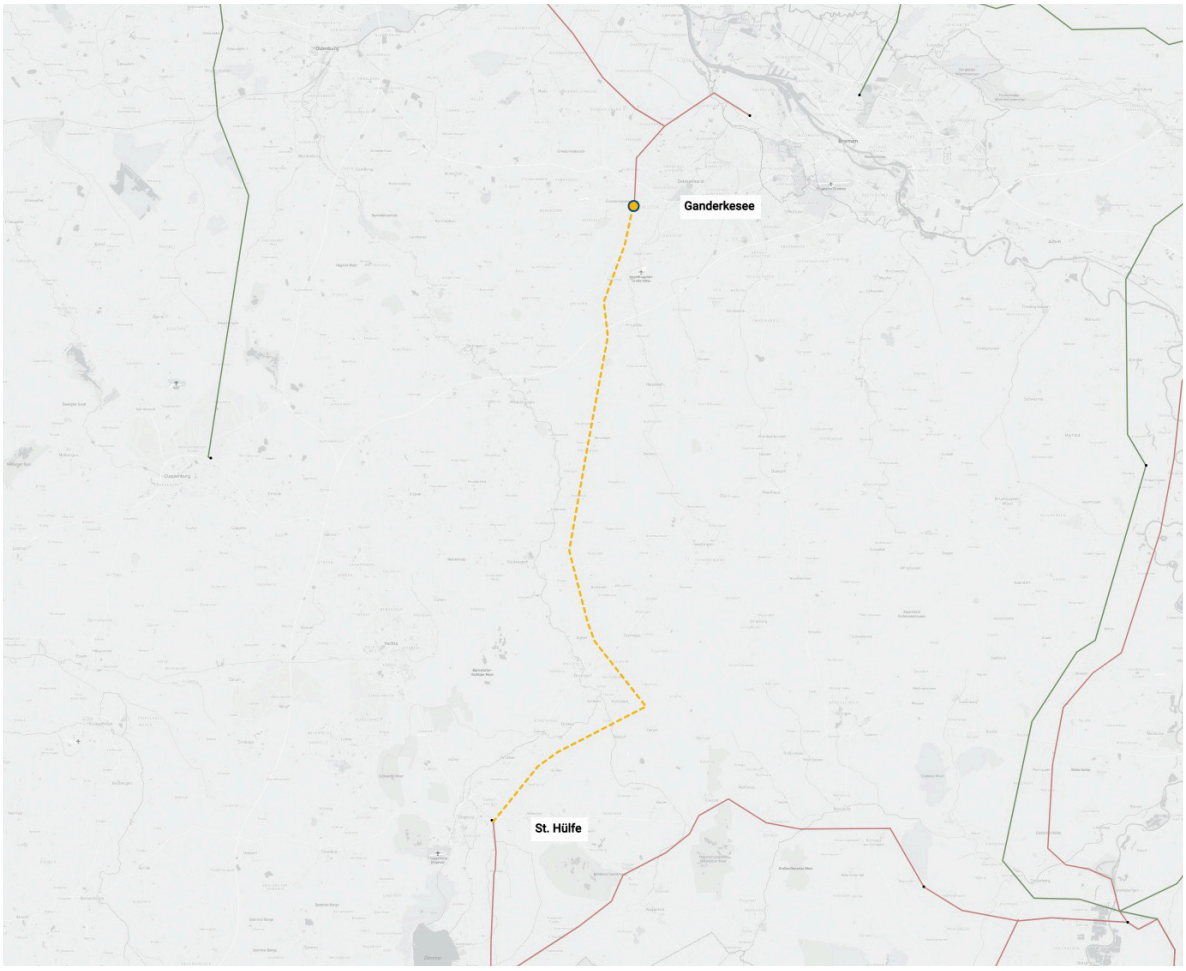
Das Projekt ist bereits planfestgestellt, befindet sich im Bau und wird im Laufe des Jahres 2023 vollständig in Betrieb gehen. Der erste Stromkreis ist Anfang des Jahres 2023 in Betrieb gegangen.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/ganderkesee-st-huelfe

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M-TTG-009a	Ganderkesee – St. Hülfe	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	61		2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau, 5: Realisiert

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativer Einspeiseleistung sowohl onshore als auch offshore ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus der Region. Mit der Leitung Ganderkesee – St. Hülfe – Wehrendorf kann die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht werden. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten Leitung bestünden zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in Norddeutschland. Dies hätte zur Folge, dass in dieser Region Energie aus Windenergieanlagen zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert. Die geplante Leitung zwischen den Umspannwerken Ganderkesee und St. Hülfe und ihre Weiterführung zum Umspannwerk Wehrendorf wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von regenerativen Energien schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen wie etwa Optimierungen im vorhandenen Netz kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht erreicht werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen im Netz von TenneT.

In den Jahren 2012, 2014 und 2018 wurde für verschiedene Standorte der Bedarf für Blindleistungskompensationsanlagen im Rahmen von Blindleistungsstudien für die Zieljahre 2018, 2020, 2021 und 2024 ermittelt. Die Investitionsmaßnahmenanträge wurden bzw. werden in Kürze bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) gestellt und sind weitgehend genehmigt. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP 2030 (2019) sowie des NEP 2035 (2021) Stabilitätsanalysen durchgeführt, bei denen auch der Bedarf für Blindleistungskompensationsanlagen für die Jahre 2030 und 2035 ermittelt worden ist. Die Bedarfe wurden von der BNetzA im Rahmen des Projektes P400 geprüft und teilweise bestätigt.

Sofern für diese Maßnahmen bereits ein genehmigter IMA-Antrag vorliegt sowie die wesentlichen Komponenten der Kompensationsanlagen bereits bestellt wurden, die BImSchG-Genehmigungen bereits vorliegen oder sich die Anlagen bereits im Bau befinden, wurden sie im Startnetz des Netzentwicklungsplans berücksichtigt.

Darüber hinaus sind im Rahmen der Teil-Erdverkabelung verschiedener AC-Projekte Anlagen zur Blindleistungskompensation erforderlich, die in der Regel den einzelnen Projekten zugeordnet werden, sofern ihre Planung bereits konkretisiert wurde. Diese Anlagen sind in TTG-018 nicht enthalten.

An den nachfolgenden Standorten sind Kompensationsspulen, MSCDN (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network), STATCOM (Static synchronous Compensator) sowie rotierende Phasenschieber geplant.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M590c	MSCDN Etzenricht	A	BY	NA				2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M590i	MSCDN Mechlenreuth	A	BY	NA				2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M591e	Spule Hattorf	A	NI	NA				2025	3: Im Genehmigungsverfahren
M591f	Spulen Landesbergen	A	NI	NA				2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M592a	STATCOM GFC Landesbergen	A	NI	NA				2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M592b	STATCOM GFC mit Supercap Mehrum/Nord	A	NW	NA				2024	3: Im Genehmigungsverfahren
M592c	STATCOM GFC Eickum	A	NW	NA				2024	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M592e	STATCOM Würgau	A	BY	NA				2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M592m	rot. Phasenschieber (Supercap) Würgassen	A	NI	NA				2024	3: Im Genehmigungsverfahren
M592n	rot. Phasenschieber (Supercap) Großkrotzenburg	A	HE	NA				2026	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M593d	Spule Dollern	A	NI	NA				2024	3: Im Genehmigungsverfahren
MTTG-018Q29	Spule Altheim	A	BY	NA				2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Zu Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig geringen Transiten ist das Übertragungsnetz nur gering ausgelastet. Die Integration der erneuerbaren Energien in unterlagerten Netzen führt zu einer geringeren Abnahme und weiter verringerten Auslastung des Höchstspannungsnetzes. Ergebnis ist eine hohe Betriebsspannung, da schwach ausgelastete Stromkreise Blindleistung erzeugen. In Zeiten hoher Windeinspeisung (insbesondere in den nördlichen Regionen und Küstenregionen) ergeben sich besonders hohe Transite auf den Nord-Süd-Trassen mit einem deutlichen Blindleistungsverbrauch der hochbelasteten Übertragungswege, wodurch ein Bedarf an zusätzlicher Blindleistungskompensation entsteht. Durch den Zuwachs an EE-Erzeugung sinkt zudem die Anzahl der Kraftwerke, die sich an der Blindleistungskompensation beteiligen können. Besonders in Starkwindzeiten speisen aufgrund des Einspeisevorrangs von EE-Anlagen nur wenige Kraftwerke, die sich an der Blindleistungsregelung beteiligen können, in das Netz ein. Durch diese Effekte erhöht sich der Bedarf an Kompensationsanlagen im Höchstspannungsnetz noch weiter. Das Übertragungsnetz muss deshalb regional unterstützt werden, indem regional die Blindleistung kompensiert wird. Hinzu kommen Teil-Erdverkabelungsabschnitte im AC-Netz, die ebenfalls einen Bedarf an Blindleistungskompensation erzeugen.
Die entsprechenden Anlagen wurden in diesem Steckbrief jedoch nicht berücksichtigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-019: Netzverstärkung: Umspannwerk Unterweser

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

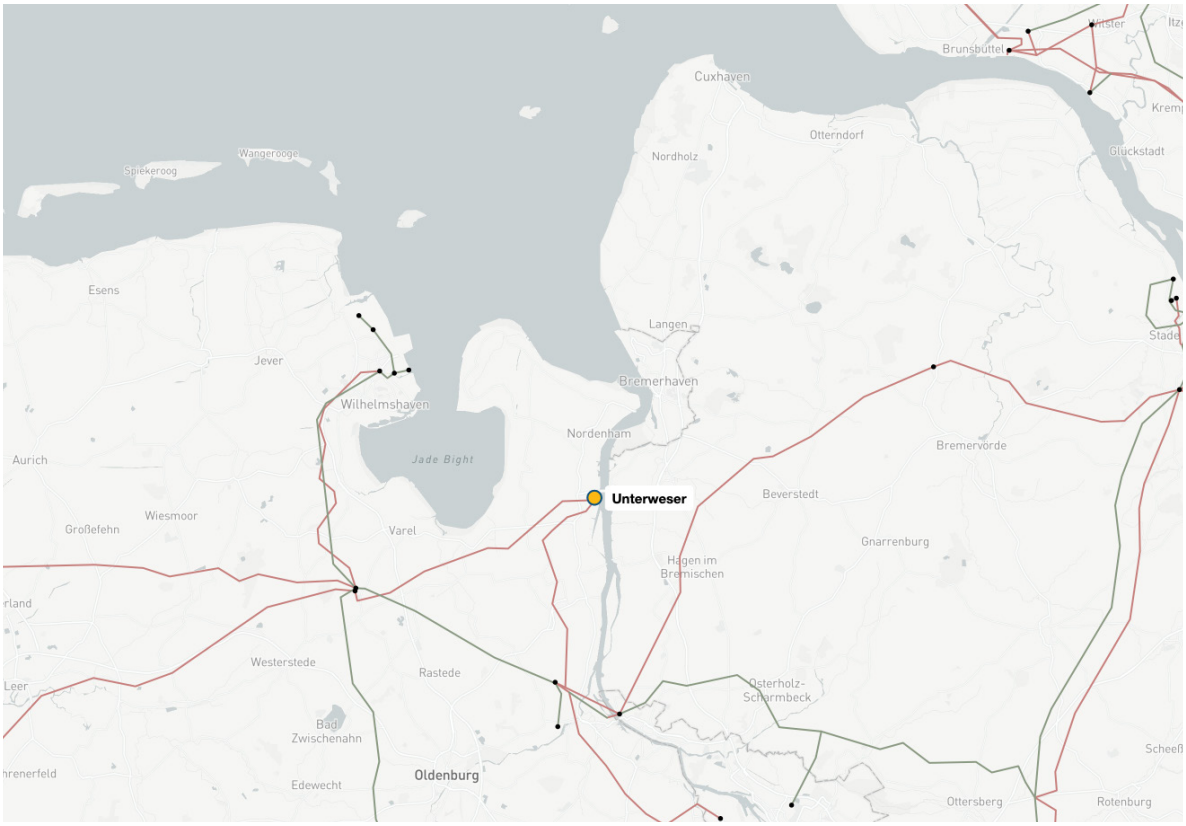
Mit der Maßnahme wird die 380-kV-Netzstruktur für die steigende regenerative Erzeugungsleistung in der gesamten Region Unterweser (Niedersachsen) vorbereitet, um diese in das Netz zu integrieren. Hierfür wird das bestehende Umspannwerk Unterweser erneuert (Netzverstärkung). Dabei werden ein 380/110-kV-Transformator, ein 380/220-kV-Transformator sowie eine Spule zur Blindleistungskompensation errichtet (Netzausbau). Darüber hinaus ist das Umspannwerk in einem zweiten Bauabschnitt bis 2028 für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorzubereiten, u. a. durch die Verstärkung um eine Längskupplung.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
MTTG-019SA1	Schaltanalage Unterweser	A	NI	NA				2026	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannwerke zu verstärken. Darüber hinaus ist das Umspannwerk Unterweser als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von insgesamt 4.000 MW Offshore-Windenergie in den Jahren 2029 und 2030 vorgesehen (s. die Offshore-Projekte NOR-9-3 und NOR-12-1).

Das Projekt steht darüber hinaus in Zusammenhang mit der Maßnahme M82 des Projekts P22.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-021: Ad hoc-Maßnahme zur Netzoptimierung in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Optimierung bzw. Verbesserung der Nutzung des vorhandenen 380-kV-Übertragungsnetzes in der TenneT-Regelzone und enthält folgende Maßnahme:

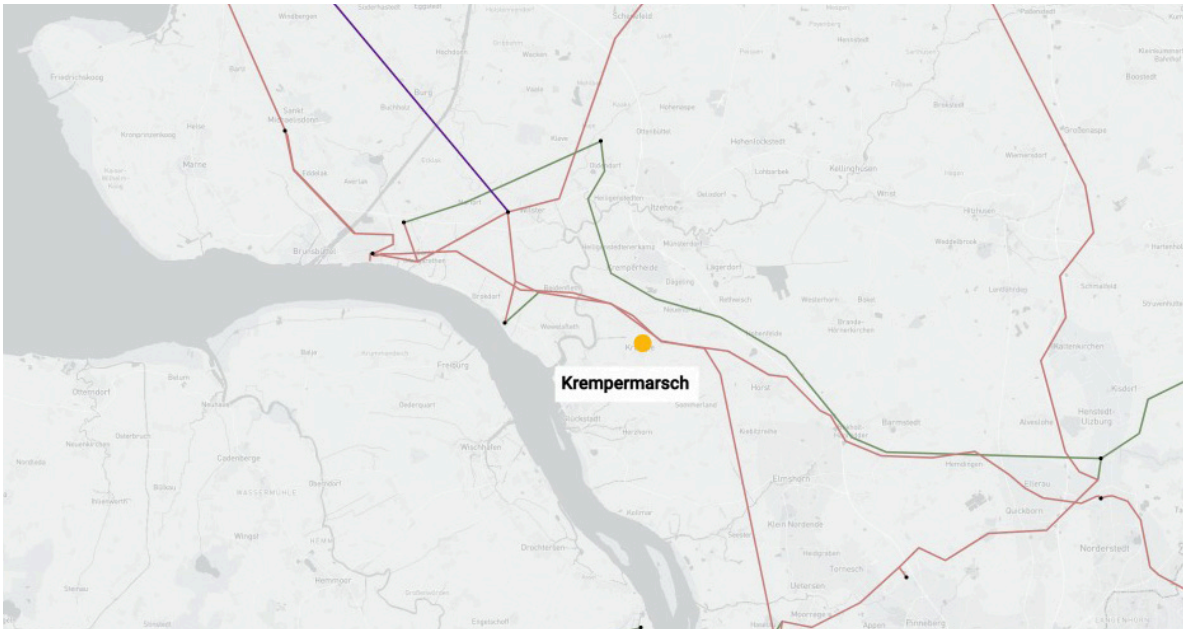
- M559: Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformatoren (PST) Wilster/West – Stade/West (Krempermarsch) Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse im südlichen Schleswig-Holstein ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden entlang der 380-kV-Leitung Wilster/West – Stade/West am Standort Krempermarsch vier Querregeltransformatoren errichtet (Netzoptimierung).

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M559	Querregeltransformatoren (PST) Wilster/West – Stade/West (Krempermarsch)	A	SH	NA				2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Kriterium für die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich in dem Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren und so die Gesamtkosten für die Netzkunden senken. Die in diesem Projekt enthaltenen Ad hoc-Maßnahmen wurden von den ÜNB im Rahmen des NEP 2030 (2017) sowie im Rahmen des NEP 2030 (2019) als wirtschaftlich identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Sie amortisieren sich in der Regel volkswirtschaftlich innerhalb von drei Jahren nach ihrer Inbetriebnahme.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P21: Netzverstärkung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg (Conneforde – Cloppenburg – Merzen)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2022: 337

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 6

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung und enthält folgende Maßnahmen:

- M51a: Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost durch eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A abzulösen (Netzverstärkung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird verstärkt (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung in das unterlagerte Verteilnetz müssen im Landkreis Cloppenburg zwei neue Umspannwerke in Garrel/Ost und Cappeln/West mit jeweils zwei 380/110-kV-Transformatoren errichtet werden (Netzausbau).
- M51b: Cappeln/West – Regelzonengrenze TenneT/Amprion
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen dem neu zu errichtenden Umspannwerk Cappeln/West im Landkreis Cloppenburg und der neu zu errichtenden Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen" im Suchraum der Gemeinden Merzen und Neuenkirchen im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau). TenneT ist für den Abschnitt bis zur Regelzonengrenze von TenneT und Amprion (Grenze LK Cloppenburg/LK Osnabrück) verantwortlich.

Die Maßnahmen M51a und M51b befinden sich bereits in der Planfeststellung oder sind abschnittsweise bereits planfestgestellt und befinden sich im Bau. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt. Das Projekt TTG-P21 bildet zusammen mit dem Startnetz-Projekt AMP-P21 das ehemalige Projekt P21 Conneforde – Landkreis Cloppenburg – Merzen/Neuenkirchen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/conneforde-cloppenburg-merzen

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M51a	Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		75	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M51b1	Cappeln/West – Regelzonengrenze TTG/AMP	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	19		2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Bioenergie sowie aus Onshore-Windenergie. Der Zubau an Onshore-Windenergie wird gemäß den Szenarien perspektivisch die regionale Last übersteigen, sodass mit Rückspeisungen von Leistung in das 380-kV-Netz zu rechnen ist.

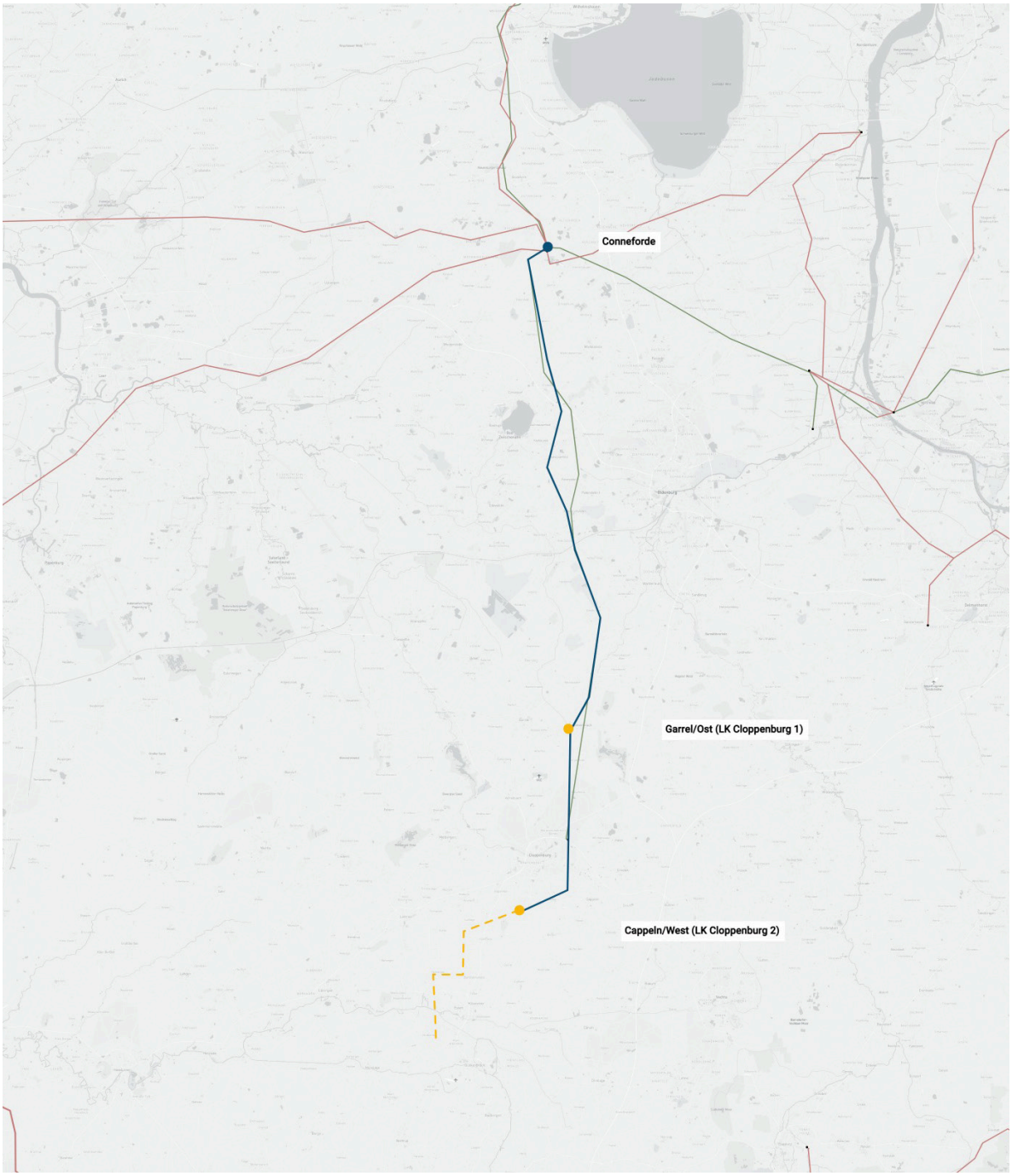
Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können.

Am nördlichen Umspannwerk Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Elsfleth zusammen, deren Leistung u. a. mittels des geplanten Projekts in Richtung Süden abzutransportieren ist. Darüber hinaus ist Garrel/Ost als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (Projekt NOR-7-1). Bis zur Inbetriebnahme von TTG-P21 erfolgt die Netzanbindung von NOR-7-1 interimsweise über die 220-kV-Bestandsleitung Cloppenburg – Conneforde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TTG-P21 bildet zusammen mit dem Projekt AMP-P21 das Projekt P21, das von der Bundesnetzagentur im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) bestätigt wurde und als Vorhaben Nr. 6 im Bundesbedarfsplan enthalten ist.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen (Stade-Landesbergen)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT	Grundlage: in Umsetzung befindlich
Nr. TYNDP 2022: 1043	Nr. BBPlG 2022: 7

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Landesbergen und enthält folgende Maßnahmen:

- M71b: Dollern – Sottrum
  Im Rahmen der Maßnahme M71b ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A von Dollern nach Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Die neue 380-kV-Leitung wird mit Fertigstellung des Gesamtprojekts an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.
- M72: Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung von Sottrum nach Mehringen (Grafschaft Hoya) mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert (Netzverstärkung) sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold durch einen Neubau mit einer Nennspannung von 380 kV am Standort Mehringen (Grafschaft Hoya) abgelöst werden (Netzausbau).
- M73: Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung von Mehringen (Grafschaft Hoya) nach Landesbergen mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold durch einen Neubau mit einer Nennspannung von 380 kV am Standort Mehringen (Grafschaft Hoya) abzulösen (Netzausbau) und die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen zu verstärken (Netzverstärkung).

Nach Errichtung von TTG-P24 kann die bestehende 220-kV-Leitung von Stade über Sottrum und Wechold nach Landesbergen rückgebaut werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Teile des Projektes sind bereits planfestgestellt und befinden sich in der Umsetzung, der Rest des Projekts befindet sich in der Planfeststellung. Daher wurde das gesamte Projekt in das Startnetz überführt.
Zum Projekt gehört die Maßnahme M71a Stade – Dollern, die sich bereits in Betrieb befindet.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/stade-landesbergen

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M71b	Dollern – Sottrum	L	NI	NV	Ersatzneubau		57	2026	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M72	Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		42	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M73	Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		45	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die stark ansteigende EE-Rückspeisung aus den Verteilnetzen in Norddeutschland ist der heutige Nord-Süd-Kanal über Dollern nach Landesbergen nicht mehr ausreichend, um diese Energie abtransportieren zu können. Dieser Korridor zwischen Dollern und Landesbergen ist jedoch eine zentrale Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz. In der geplanten Struktur wird ein Teil des Transits in die im Rahmen vom M71a neu errichtete 380-kV-Schaltanlage in Stade/West und dann an Dollern vorbeigeführt. Damit wird eine Entflechtung vorgenommen, durch die eine starke Leistungskonzentration vermieden und damit die Gefahr des Ausfalls eines gesamten Transitkorridors minimiert werden kann. Zusätzlich wird durch das Projekt die Übertragungsleistung erhöht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. FLM wird bereits heute angewandt. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TTG-P24 wurde als P24 im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 7 Teil des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins (Westküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2022: 258.667
Nr. PCI: 1.3.2

Grundlage: in Umsetzung befindlich
Nr. BBPlG 2022: 8

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Doppelleitung an der Westküste Schleswig-Holsteins zwischen Klixbüll/Süd und der Landesgrenze Deutschland/Dänemark mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A erforderlich (Netzausbau). Die für den Anschluss der Leitung erforderliche Schaltanlage in Klixbüll/Süd wurde bereits im Rahmen des Abschnitts Husum/Nord – Klixbüll/Süd errichtet (s. TTG-P25, NEP 2035 (2021)).

Das Projekt war in der Vergangenheit Teil des Zubaunetz-Projekts P25 „Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze. Das gesamte Projekt P25 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden. Ebenfalls zum Gesamtprojekt gehören die Abschnitte Brunsbüttel – Süderdonn, Süderdonn – Heide/West sowie Heide/West – Husum/Nord und Husum/Nord – Klixbüll/Süd, die bereits fertiggestellt wurden und in Betrieb sind.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M45	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	16		2024*	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien entlang der Westküste Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Eine Netzinfrastruktur auf der Höchstspannungsebene existiert an der Westküsten Schleswig-Holsteins noch nicht.

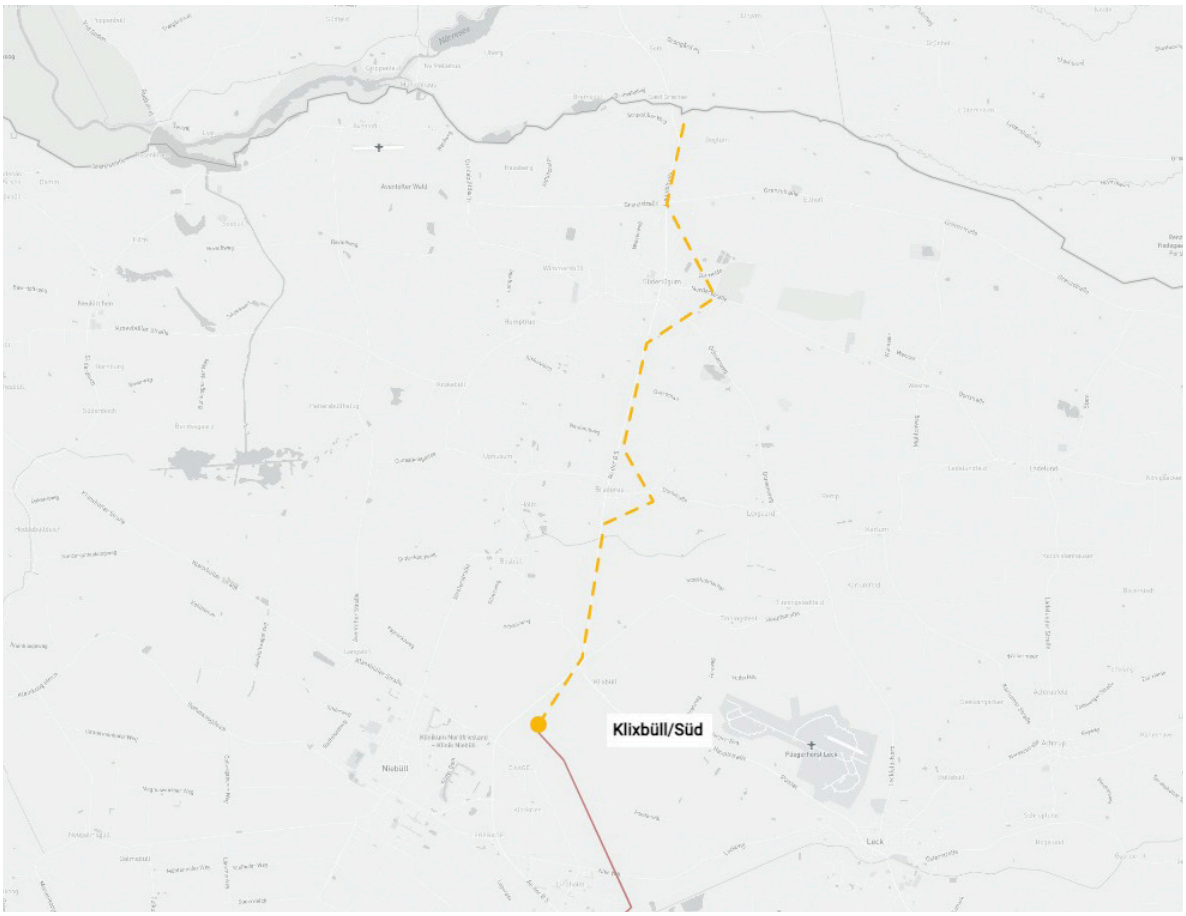
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

* Verzögerungen auf Seiten des Projektpartners; Maßnahme 2023 betriebsbereit.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TTG-P25 wurde als Projekt P25 im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt ist als Vorhaben Nr. 8 im Bundesbedarfsplan enthalten. Der nördliche Abschnitt ab Klixbüll/Süd wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 1.3.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P33: Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT, dient dem Abtransport von Onshore-Windenergie und enthält folgende Maßnahme:

- M24a: Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost – Grenze Niedersachsen/Sachsen-Anhalt (Mast 6)
  Von Wahle über Hattorf und Helmstedt/Ost nach Wolmirstedt ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung zu verstärken. TenneT ist für den Abschnitt von Wahle bis zur Landesgrenze Niedersachsen/Sachsen-Anhalt (Mast 6) zuständig, auf dem der Einsatz von HTL mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis grundsätzlich möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Anlagen Hattorf und Wahle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Helmstedt wird am gleichen Standort als Helmstedt/Ost neu errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt/Ost und Hattorf werden in diesem Zuge in die 380-kV-Doppelleitung komplett eingebunden (sogenannte Volleinschleifung).

Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-P33 Wolmirstedt – Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen. Beide zusammen bilden die Maßnahme M24a.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Die Maßnahme M24a befindet sich bereits in der Planfeststellung. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M24a1	Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost – Landesgrenze NI/ST (Mast 6)	L	NI	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		65	2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet. Ohne die Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wahle bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

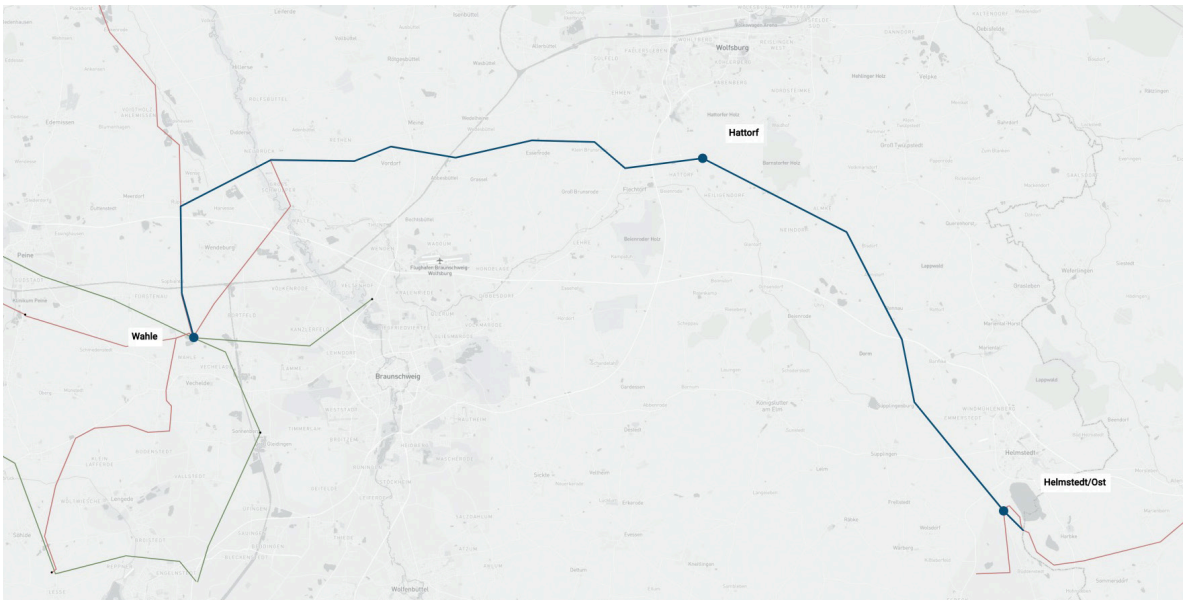
Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann.
Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen möglich, die Freileitung mit FLM mit bis zu 4.000 A zu betreiben.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M24a wurde zusammen mit dem Abschnitt im Netzgebiet von 50Hertz (s. 50HzT-P33) im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplan-Vorhabens Nr. 10.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P37: Netzverstärkung Grenze TH/HE – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 12

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Landesgrenze Thüringen/Hessen und Mecklar. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient insbesondere dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es besteht aus folgender Maßnahme:

- M25b: Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar
  Im TenneT-Abschnitt von der Landesgrenze Thüringen/Hessen nach Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine HTL-Umbeseilung auf 4.000 A zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Mecklar ist entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

Das Projekt befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde deshalb in das Startnetz überführt.
Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-P37 Vieselbach – Landesgrenze TH/HE.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M25b	Landesgrenze Thüringen/ Hessen – Mecklar	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		43	2026	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

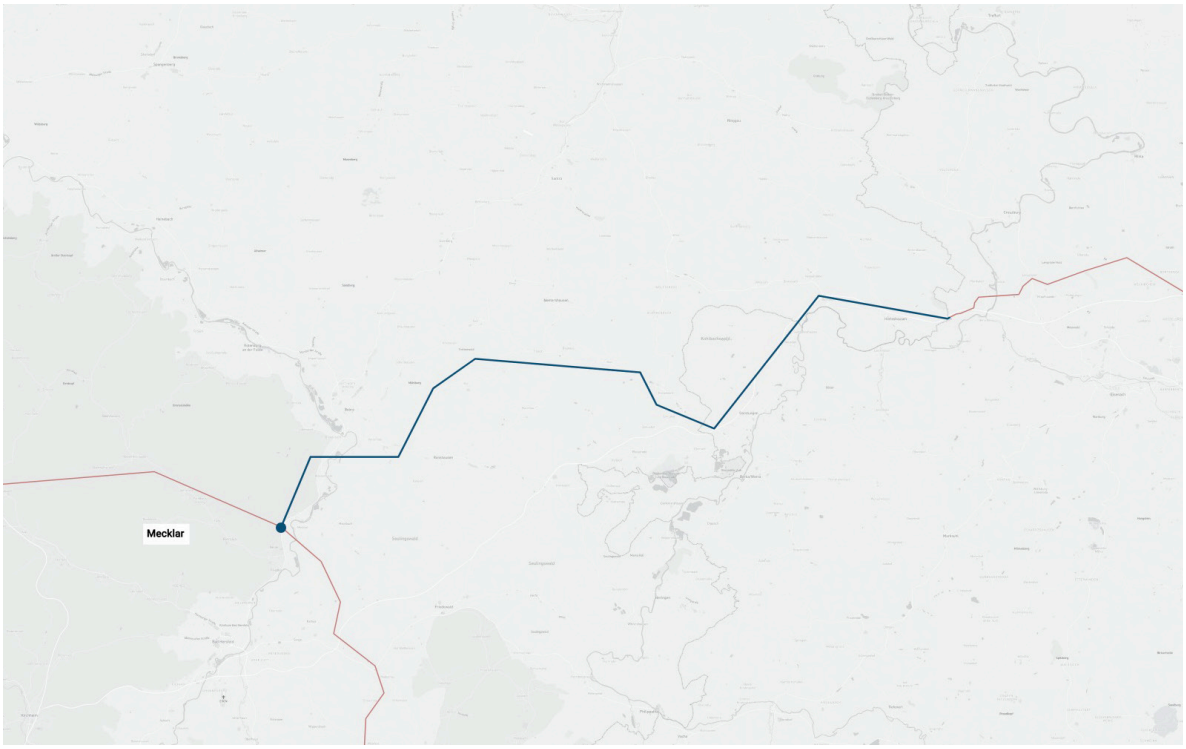
Die bestehende 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) wird durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, beansprucht.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.660 MVA auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch Umbeseilung wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b wurde seit dem NEP 2022 (2012) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 12 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2022: 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf und enthält die folgende Maßnahme:

- M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf
  Von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf muss die bestehende Leitung verstärkt werden. Dabei handelt es sich um einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in der Trasse der bestehenden Leitung, die aktuell mit je einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis betrieben wird (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Struktur von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf wird nach Inbetriebnahme von TTG-P46 zurückgebaut. Außerdem müssen die 380-kV-Schaltanlagen in Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf verstärkt werden (Netzverstärkung).

Der Abschnitt C von Redwitz nach Mechlenreuth ist seit Herbst 2022 in Betrieb. Der Abschnitt A von Etzenricht nach Schwandorf ist planfestgestellt und befindet sich im Bau. Der Abschnitt B von Mechlenreuth nach Etzenricht befindet sich in der Planfeststellung. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

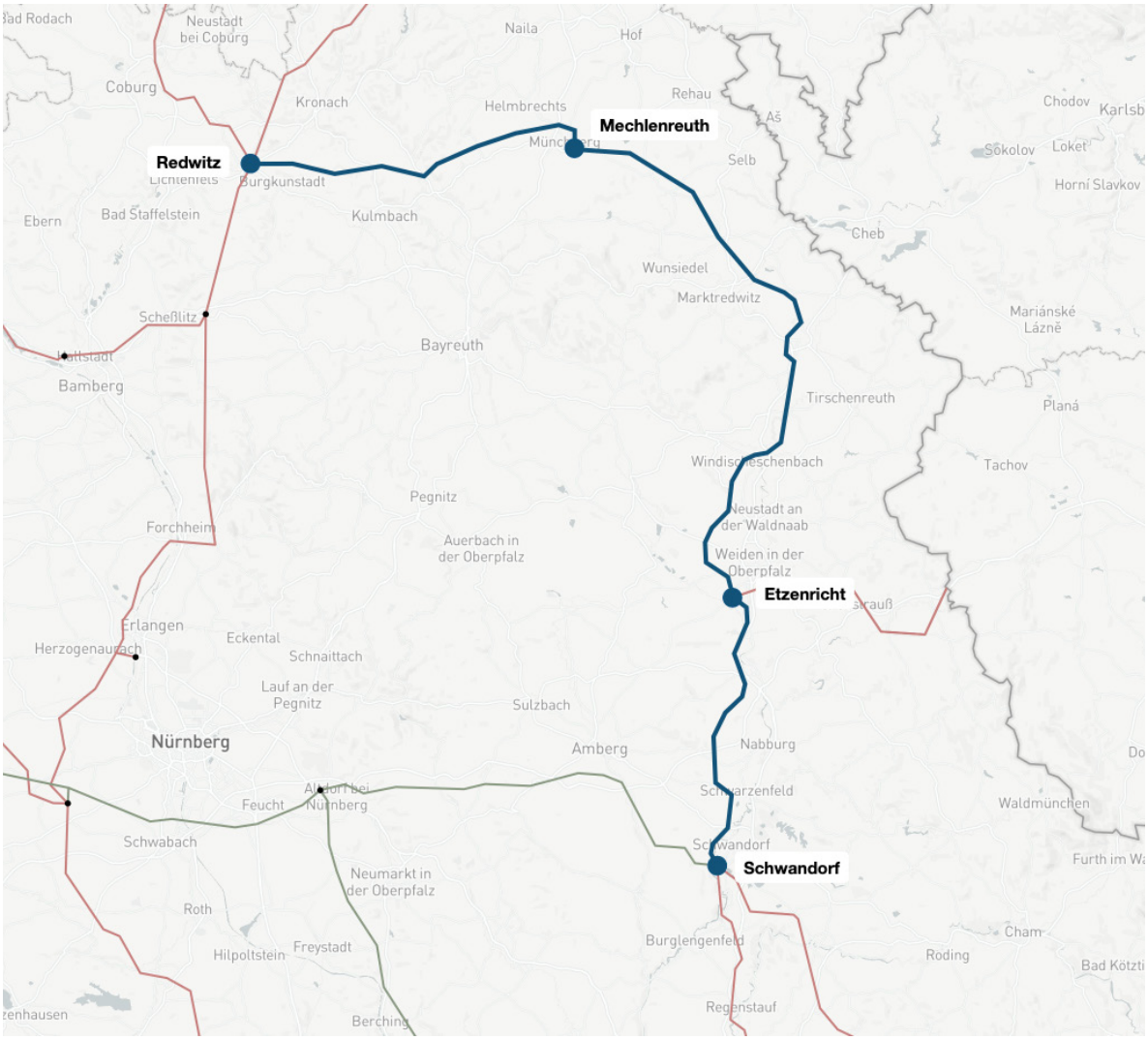
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/ostbayernring

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M56	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		182	2022, 2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau, 5: Realisiert

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands sowie der Stilllegung von Kraftwerkseinheiten in Bayern ist die bestehende 380/220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie transportieren zu können. Daher ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse erforderlich.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 18 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P48: Netzverstärkung zwischen Bayern und Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 20

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahme:

- M38a: Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell notwendig (Netzverstärkung). TenneT ist für den Abschnitt zwischen Grafenrheinfeld und dem Punkt Rittershausen zuständig. Im Zuge dessen ist darüber hinaus die Schaltanlage Grafenrheinfeld zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt TNG-P48 Rittershausen – Kupferzell. Beide zusammen bilden die Maßnahme M38a.

Die Maßnahme M38a befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde daher in das Startnetz überführt.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M38a1	Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	L	BY	NV	Zu-/Umbeseilung		50	2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung durch eine zusätzliche 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

Die Leitung ist das einzige Bindeglied zwischen TenneT und TransnetBW für Leistungen aus den neuen Bundesländern von Altenfeld und Remptendorf über Redwitz und Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg. Auf dieser Leitungsachse können bereits heute schon hohe und teilweise sehr kritische Auslastungen auftreten, die Gegenmaßnahmen erfordern. Bei einem Verzicht auf diese Stromkreisauflage ist mit hohem Redispatchbedarf und damit hohen wiederkehrenden Kosten zu rechnen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

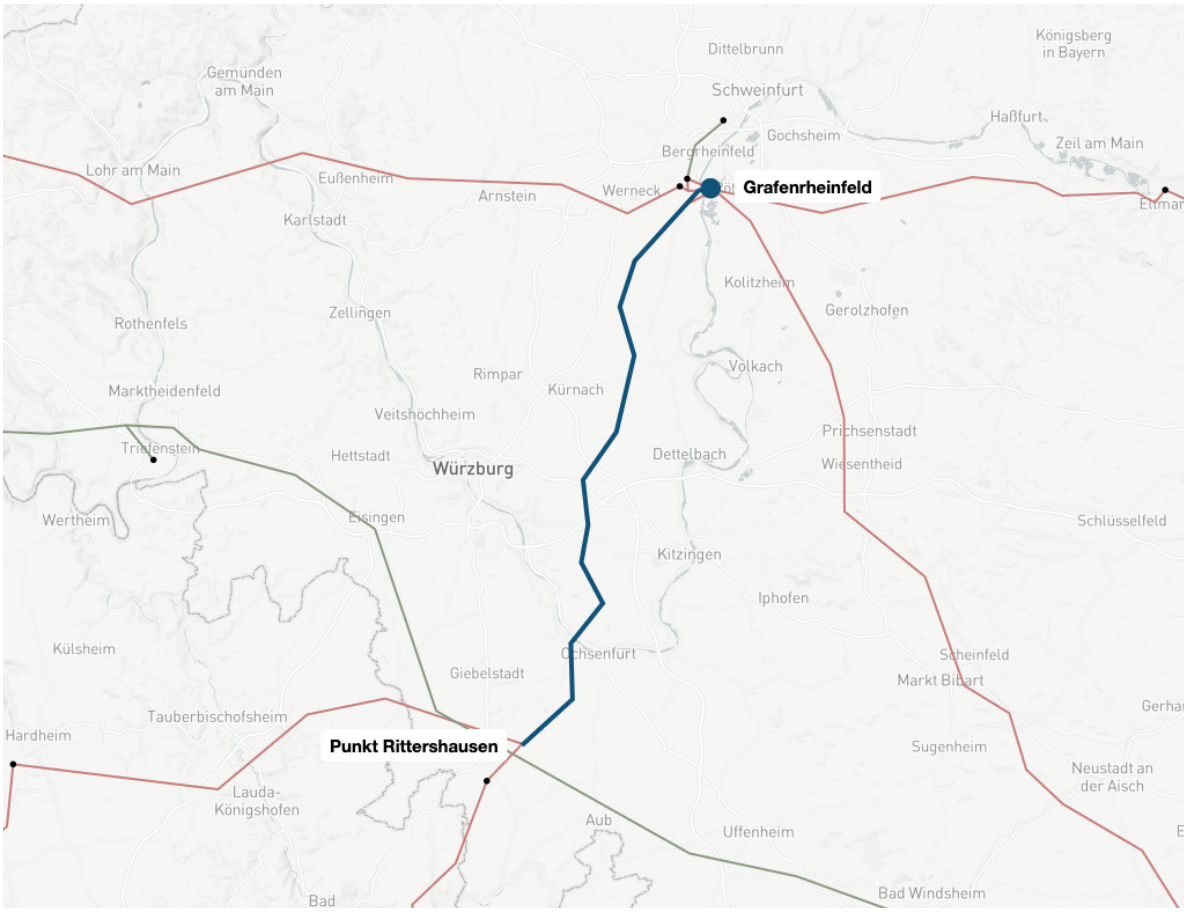
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht jederzeit erreicht werden kann. Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M38a wurde zusammen mit dem Abschnitt Rittershausen-Kupferzell (s. TNG-P48) im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist als Teil des Vorhabens Nr. 20 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich (Altheim – St. Peter)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2022: 313
Nr. PCI: 3.1.1

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 32

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt trägt dazu bei, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu ist eine Netzverstärkung zwischen Altheim und St. Peter notwendig. Hierzu gehören folgende Maßnahmen:

- M102: Simbach – Bundesgrenze AT
  Im Rahmen der Maßnahme wird die bestehende 220-kV-Doppelleitung von Simbach über Matzenhof nach St. Peter (Österreich) durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzverstärkung).
- M103a: Altheim – Adlkofen und M103b: Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)
  Im Rahmen der Maßnahmen wird die 220-kV-Doppelleitung von Altheim über Adlkofen nach Matzenhof (Abzweig Simbach) durch eine neue 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter) und P225 (Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar mit Kreuzung Adlkofen).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt befindet sich im Planfeststellungsverfahren, ist teilweise bereits planfestgestellt und im Bau und wurde daher in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/altheim-st-peter

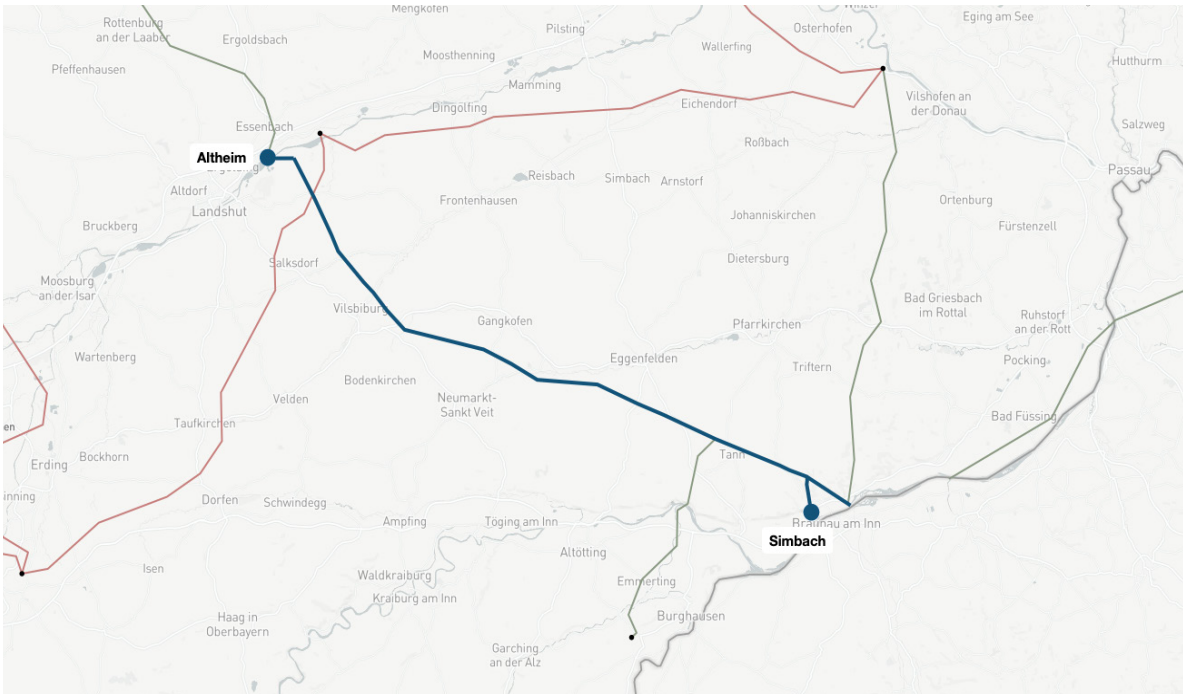
M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M102	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		13	2027	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M103a	Altheim – Adlkofen	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		7	2027	3: Im Genehmigungsverfahren
M103b	Adlkofen – Matzenhof	L	BY	NV	Ersatzneubau		66	2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Zur Erhöhung der Kuppelkapazität wird eine neue 380-kV-Leitung zwischen Bayern und Oberösterreich errichtet. Anschlusspunkt in Österreich ist das Umspannwerk St. Peter. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen zwischen Österreich und Deutschland sind in zunehmendem Maße ausgeschöpft. Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg der Leistungsflüsse ausgegangen. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Hintergrund für den Leistungsanstieg ist der zunehmende Ausbau von EEG-Erzeugung in Deutschland, überwiegend Wind- und Solarenergie, sowie die Errichtung von zahlreichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32). Es wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.1.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins (Ostküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT	Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. TYNDP 2022: 209.935	Nr. BBPlG 2022: 42

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- M50: Ulzburg (Kreis Segeberg) – Lübeck/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Doppelleitung von Ulzburg (Kreis Segeberg) nach Lübeck/West im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung von Lübeck nach Hamburg Nord notwendig (Netzverstärkung). Die 220-kV-Leitung wird anschließend zurückgebaut. In Ulzburg sowie in Lübeck/West ist jeweils der Neubau eines 380-kV-Umspannwerks notwendig (Netzausbau). Die bestehenden 220/110-kV-Transformatoren im Hamburg/Nord werden durch neue 380/110-kV-Transformatoren in Ulzburg ersetzt. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Hamburg/Nord wird langfristig abgelöst.
  Die bestehende 220-kV-Schaltanlage Lübeck wird durch die neue 380-kV-Schaltanlage Lübeck/West in unmittelbarer Nähe ersetzt (Netzverstärkung). Eine Spannungsumstellung der bestehenden Anlage am gleichen Standort ist technisch nicht möglich.
- M49: Lübeck/West – Siems
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung von Lübeck nach Siems vorgesehen. Das 380-kV-Umspannwerk Siems wird mit dem neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Lübeck/West (M50) durch eine neue 380-kV-Doppelleitung verbunden (Netzverstärkung). Das Umspannwerk in Siems ist dafür am bestehenden Standort neu zu errichten (Netzverstärkung). Das Umspannwerk Lübeck/West ist dafür zu erweitern (Netzverstärkung).
- M351: Abzweig Ratekau – Göhl/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Doppelleitung vom Abzweig Ratekau der Leitung Lübeck/West – Siems nach Göhl/West vorgesehen (Netzausbau). In Göhl/West ist ein 380-kV Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Sämtliche Maßnahmen des Projektes befinden sich bereits in der Planfeststellung. Bei M50 haben darüber hinaus die Bauarbeiten bereits begonnen. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/ostkuestenleitung

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M351	Abzweig Göhl	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	40		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
M49	Lübeck/West – Siems	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau		14	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
M50	Ulzburg – Lübeck/West	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse	5	46	2025	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 220-kV-Netzstruktur zwischen Hamburg/Nord und Lübeck sowie die 110-kV-Netzstruktur zwischen Göhl und Siems und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert.

Bei Ausfall des einsystemigen 220-kV-Erdkabels zwischen Siems und Lübeck muss Leistung, die von Schweden über das Baltic Cable am Umspannwerk Herrenwyk in das deutsche Netz eingespeist wird, durch das unterlagerte 110-kV-Netz transportiert werden. Bei umgekehrter Fahrweise des Baltic Cable muss in dieser Situation die Leistung aus dem 110-kV-Netz bereitgestellt werden. Auslösungen aufgrund von Überlastungen im 110-kV-Netz werden heute über eine Reduzierung der Austauschleistung mit Schweden via Baltic Cable mittels EPC (Emergency Power Control) automatisiert vermieden.

Errichtet man den Leitungsabschnitt von Siems über Ratekau nach Lübeck/West mit einer Nennspannung von 380 kV, anstatt die bereits vorhandene 220-kV-Struktur zu verstärken, und eine neue 380-kV-Leitung von Ratekau nach Göhl/West, ist der Leistungstransport für das Baltic Cable selbst im (n-1)-Fall über einen 380-kV-Stromkreis sichergestellt, ohne dass es zu einem unzulässigen Leistungsfluss in das oder aus dem 110-kV-Netz kommt. Darüber hinaus ist die aktuell vorhandene 220-kV-Netzstruktur nicht mehr (n-1)-sicher und bereits im (n-0)-Fall überlastet. Deshalb wird im Rahmen der Maßnahme M50 die 220-kV-Infrastruktur durch eine 380-kV-Doppelleitung abgelöst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

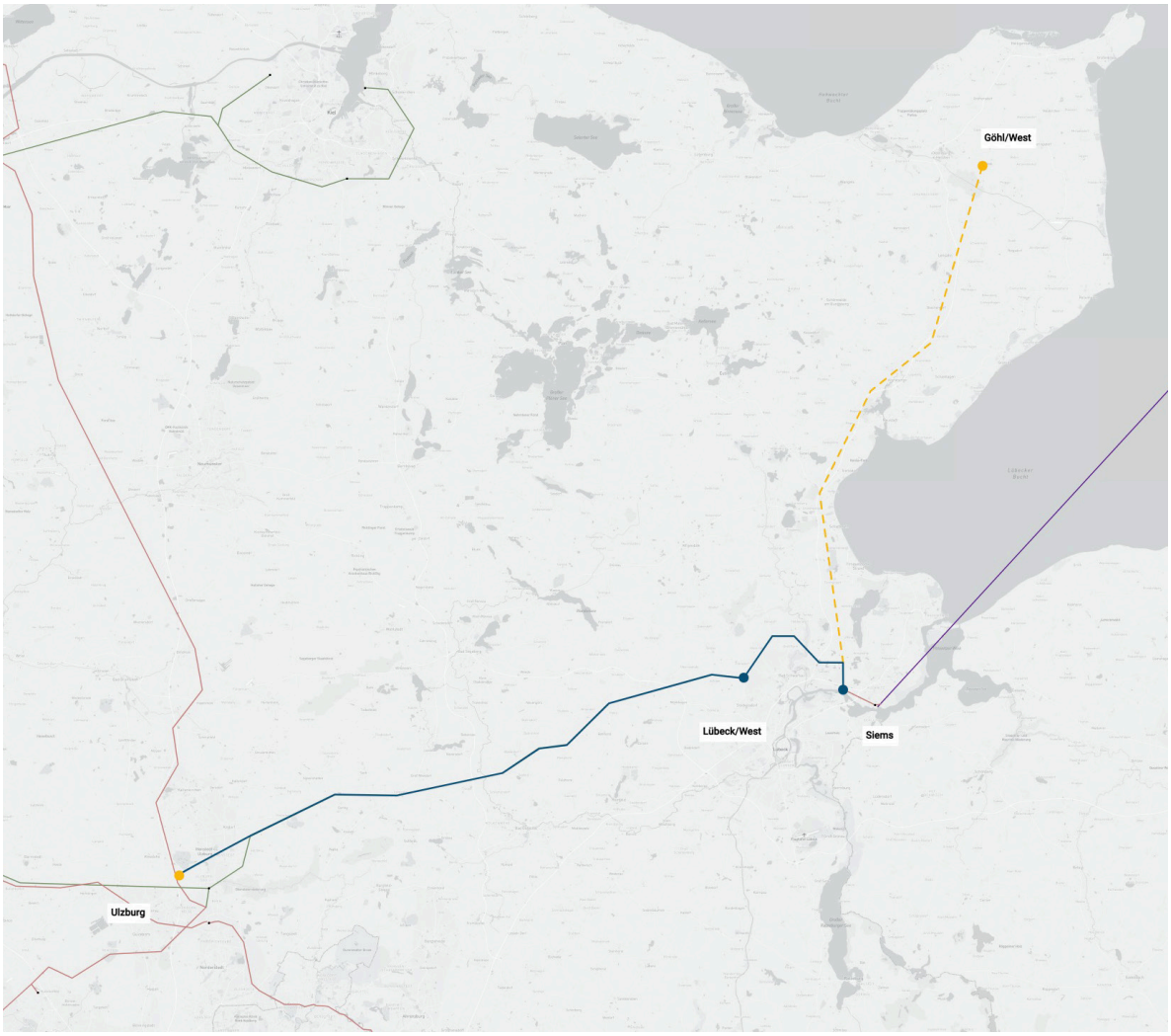
Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P72 wurde im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 42 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 43

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M207: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden zweisystemigen 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen. Gemäß Planfeststellungsbeschluss für das Startnetz-Projekt TTG-006 (Wahle – Mecklar) werden auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen M207 Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt. Nach diesem Abschnitt, der bereits errichtet wurde, werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Für einen Teil der Maßnahme M207 liegt die Plangenehmigung nach § 43f EnWG vor. Mit der Realisierung wurde bereits begonnen. Für die restlichen Streckenabschnitte der Maßnahme wurde das Planfeststellungsverfahren eröffnet. Daher wurde das gesamte Projekt in das Startnetz überführt.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M207	Borken – Mecklar	L	HE	NV	Zu-/Umbeseilung		41	2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

An den Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Transportkanäle von Nord nach Süd sowie von Ost nach West. Durch das Projekt P118 wird ein besserer Leistungsausgleich zwischen diesen Trassen gewährleistet. Bei Ausfall eines Stromkreises der Leitung Borken – Mecklar ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Dadurch trägt das Projekt zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.00 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL auf zwei insgesamt 33 km langen Teilabschnitten ist es dagegen möglich, die Freileitung mit WAFB mit bis zu 4.000 A zu betreiben. Hierfür sind einige bauliche Anpassungen notwendig. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen ist für den restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge eine parallele Leitungsführung mit der Leitung Wahle – Mecklar (TTG-006) auf einem Gestänge vorgesehen.

Durch die gemeinsame Führung der beiden Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P118 wurde im NEP 2013 erstmals als erforderlich identifiziert und im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 43).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 45

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M353: Borken – Twistetal
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden zweisystemigen 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal auf eine Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung).

  Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Für den überwiegenden Teil der Maßnahme M353 liegt die Plangenehmigung nach § 43f EnWG vor. Für die restlichen Streckenabschnitte der Maßnahme sowie die Erhöhung der Stromtragfähigkeit wurde das Planfeststellungsverfahren im Februar 2023 abgeschlossen. Die Maßnahme befindet sich bereits in der Realisierung und soll noch in Jahr 2023 in Betrieb gehen.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M353	Borken – Twistetal	L	HE	NV	Zu-/Umbeseilung		43	2023	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist eine wichtige Nord-Süd-Trasse im TenneT-Höchstspannungsnetz und schließt direkt nördlich an das Projekt TTG-P118 Borken – Mecklar an. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Aus diesem Grund muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

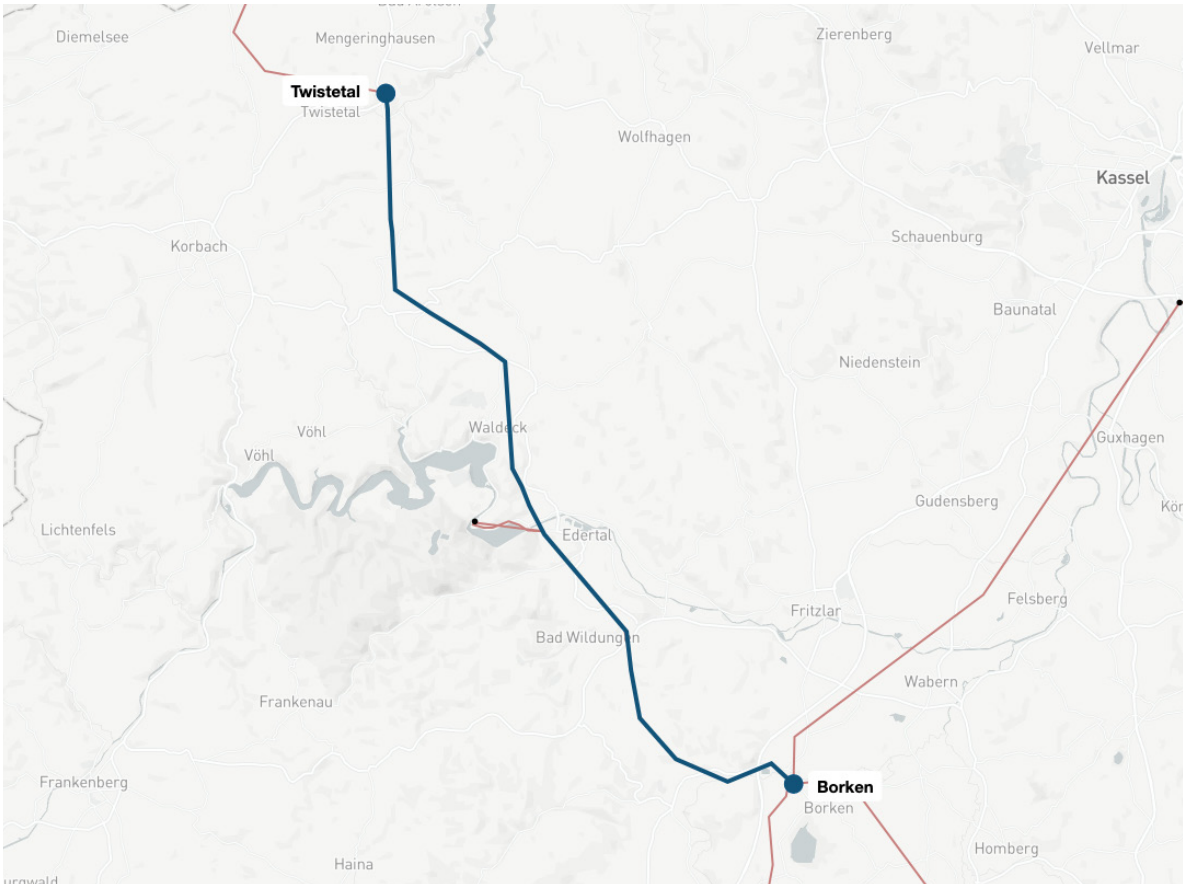
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die erforderliche Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist dagegen mit zusätzlichem FLM grundsätzlich eine Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A pro Stromkreis möglich. Dies kann mit geringem baulichem Aufwand realisiert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P151 wurde im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 45).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P157: Netzausbau: Umspannwerk Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

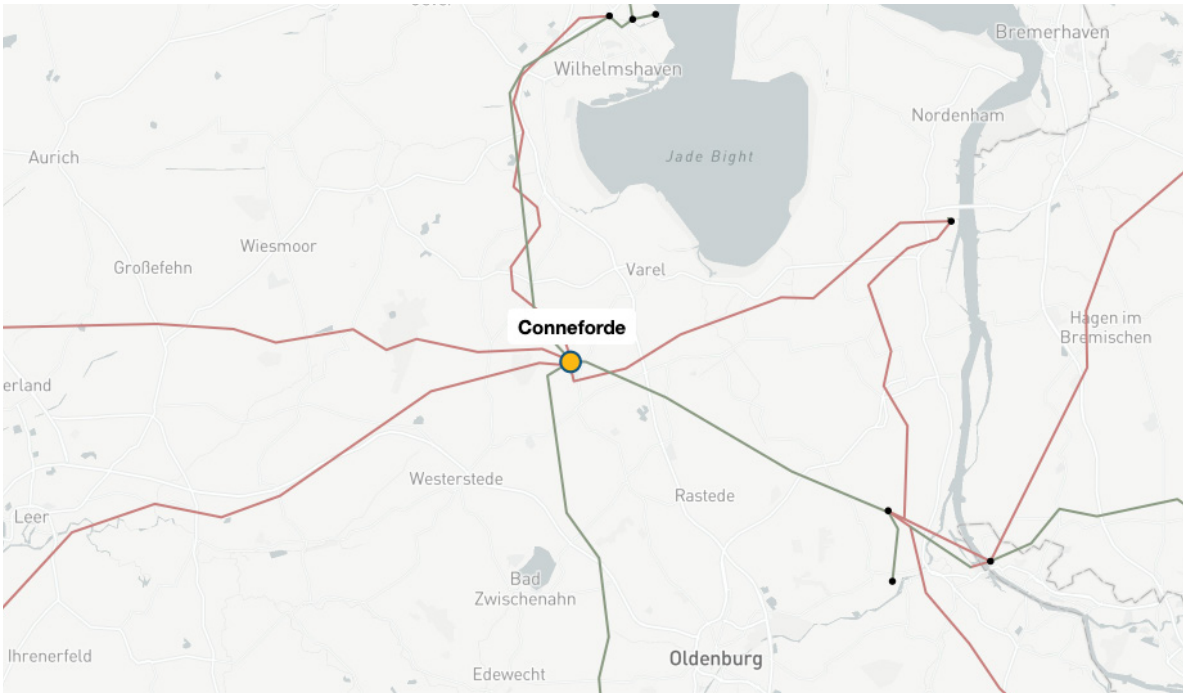
Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Ammerland und Friesland (Niedersachsen) erhöht, um regenerative Erzeugungsleistung in das Netz zu integrieren. Hierfür werden im bestehenden Umspannwerk Conneforde zwei neue 380/110-kV-Transformatoren errichtet (Netzverstärkung), von denen der erste 2015 und der zweite 2022 in Betrieb gegangen ist. Weiterhin wird die Anlage dahingehend erweitert, dass die Projekte TTG-P21 und P22 angeschlossen werden können. Die Erweiterung des Umspannwerks erfolgt im Einklang mit den anzuschließenden Projekten in unterschiedlichen Bauabschnitten.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M359	Conneforde	A	NI	NV				2023	4: Genehmigt/in Baubvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die installierte Einspeiseleistung aus regenerativer Erzeugungsleistung im Raum Ammerland und Friesland, überwiegend aus Windenergie, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten nicht mehr ausreichend und müssen daher verstärkt werden.

Das Projekt steht darüber hinaus in Zusammenhang mit den Projekten TTG-P21 und P22. Diese Projekte bedingen einen Ausbau der Schaltanlage Conneforde.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P371: Bestätigte Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag genehmigt

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit im TenneT-Netzgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M773: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West
  In der 380-kV-Schaltanlage Bergrheinfeld/West ist der Anschluss der Projekte DC4 und P43 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Bergrheinfeld/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M774: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg
  Im Großraum Frankfurt sind notwendige Umstrukturierungen der Netzkonfiguration vor dem Hintergrund kurz- und mittelfristiger Netzausbaumaßnahmen notwendig. Mit der Inbetriebnahme der Projekte P43, P161, P230 und P500 steigt die maximale Kurzschlussleistung in der Region weiter an. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Großkrotzenburg keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher werden sowohl eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte in Großkrotzenburg als auch eine Netztrennung zwischen den 380-kV-Schaltanlagen Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 erforderlich. In Großkrotzenburg2 werden die Projekte P471, P481 und P486 angeschlossen.
- M789: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen in der Region (u. a. TTG-P118, TTG-P151, P133) steigt die Kurzschlussleistung. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Borken keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M791: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen im Großraum Frankfurt steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In dem Zeithorizont t+5 sind erhöhte Kurzschlussbeiträge aus dem Amprion-Netz zu erwarten. Für die Zeithorizone im NEP sind des Weiteren auch höhere Kurzschlussbeiträge aus dem Umspannwerk Großkrotzenburg zu erwarten. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Karben keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M792: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar
  In der 380-kV-Schaltanlage Mecklar ist der Anschluss der P43 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Mecklar keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich. Im Umspannwerk Mecklar werden im Zeithorizont t +5 zwei weitere Leitungen aus dem Umspannwerk Hardegsen angeschlossen, außerdem ist mit der Erhöhung des Kurzschlussstromes aus Vieselbach zu rechnen.
- M793: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern
  Aufgrund der Projekte P23, P26 und P116 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Dollern keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M794: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen in der Region steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Diele keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

- M795: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde und Conneforde/Ost
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen P22, P119 und P175 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel in den Umspannwerken Conneforde und Conneforde/Ost keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte in Conneforde und Conneforde/Ost sowie eine Netztrennung in den 380-kV-Schaltanlagen Conneforde, Conneforde/Ost, Suchraum Rastede und Elsfleth/West erforderlich. Als Folge der Netztrennung wird für die Aufrechterhaltung der (n-1)-sicheren Anbindung zwischen den 380-kV-Schaltanlagen Conneforde und Conneforde/Ost eine kurze Verbindung mit zwei zusätzlichen Stromkreisen erforderlich.
- M796: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord
  In der 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord ist der Anschluss der P228 und P33 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Mehrum/Nord keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M773	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West	A	BY	NA				2026	0: Noch keine Aktivität
M774	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg	A	HE	NA				2025	0: Noch keine Aktivität
M789	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken	A	NW	NA				2025	0: Noch keine Aktivität
M791	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben	A	HE	NA				2025	0: Noch keine Aktivität
M792	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar	A	HE	NA				2025	0: Noch keine Aktivität
M793	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern	A	NI	NA				2028	0: Noch keine Aktivität
M794	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele	A	NI	NA				2028	0: Noch keine Aktivität
M795	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde	A	NI	NA				2028	0: Noch keine Aktivität
M796	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord	A	HE	NA				2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Von den Maßnahmen zur Herstellung der Kurzschlussfestigkeit sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bergrheinfeld/West, Großkrotzenburg, Borken, Karben, Mecklar, Dollern, Diele, Conneforde, Conneforde/Ost und Mehrum/Nord betroffen. Von den damit verbundenen Netztrennungen sind darüber hinaus die 380-kV Schaltanlagen in Elsfleth/West, Suchraum Rastede, sowie Großkrotzenburg2 betroffen.

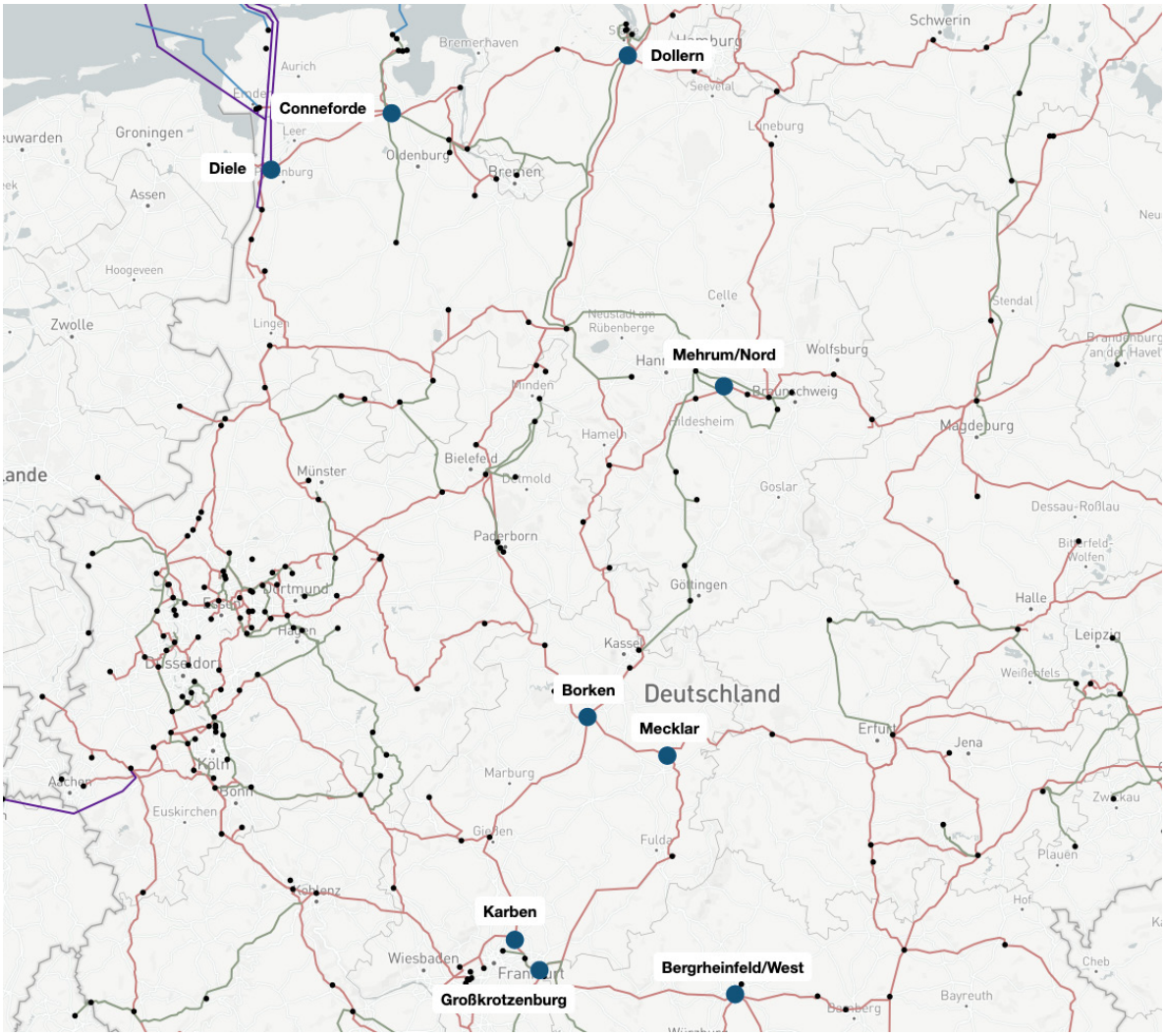
Netzplanerische Begründung

Im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) werden zusätzliche Übertragungskapazitäten identifiziert. Die zusätzlichen Leitungsbaumaßnahmen sowie die zunehmende Vermaschung lässt die Kurzschlussleistung im deutschen Übertragungsnetz ansteigen. Technische Untersuchungen haben ergeben, dass nicht alle Schaltanlagen bzw. Geräte diese Voraussetzungen der Kurzschlussfestigkeit erfüllen und entsprechend ertüchtigt werden müssen.

Auf Basis der bereits erfolgten Untersuchungen sind noch weitere Anlagen identifiziert worden, die früher oder später aufgrund der Kurzschlussfestigkeit ertüchtigt werden müssen. Aufgrund dessen erfolgen weiterhin detaillierte Analysen hinsichtlich der notwendigen und möglichen Maßnahmen für eine optimale Lösung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahmen M773, M774, M789, M791, M792, M793, M794, M795 und M796 wurden im NEP 2035 (2021) zum ersten Mal explizit ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 19 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.

Im Verantwortungsbereich von TransnetBW wird dazu ein Neubau in bestehender Trasse im Bereich von Weinheim bis Daxlanden umgesetzt sowie die betroffenen Anlagen verstärkt. Darüber hinaus ist in der Anlage Weinheim die Errichtung eines Querregeltransformators an der Schnittstelle zum Verteilnetz notwendig.

Das Projekt umfasst folgende Maßnahmen:

- M31: Weinheim – Daxlanden
- M32: Weinheim – Mannheim (G380)
- M33: Mannheim (G380) – Altlußheim
- M34: Altlußheim – Daxlanden
- M31TR1: Querregeltransformator in Weinheim

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (s. AMP-P47). Im Rahmen von AMP-P47 wird der nördliche Teil des Projekts beschrieben. Für den Abschnitt von Amprion AMP-P47 wurde bereits die Planfeststellung eingeleitet.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzverstaerkung-weinheim-karlsruhe

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M31	Weinheim – Daxlanden	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		76	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
M32	Weinheim – Mannheim (G380)	L	BW	NV	Ersatzneubau		17	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
M33	Mannheim (G380) – Altlußheim	L	BW	NV	Ersatzneubau		23	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
M34	Altlußheim – Daxlanden	L	BW	NV	Ersatzneubau		42	2031	3: Im Genehmigungsverfahren

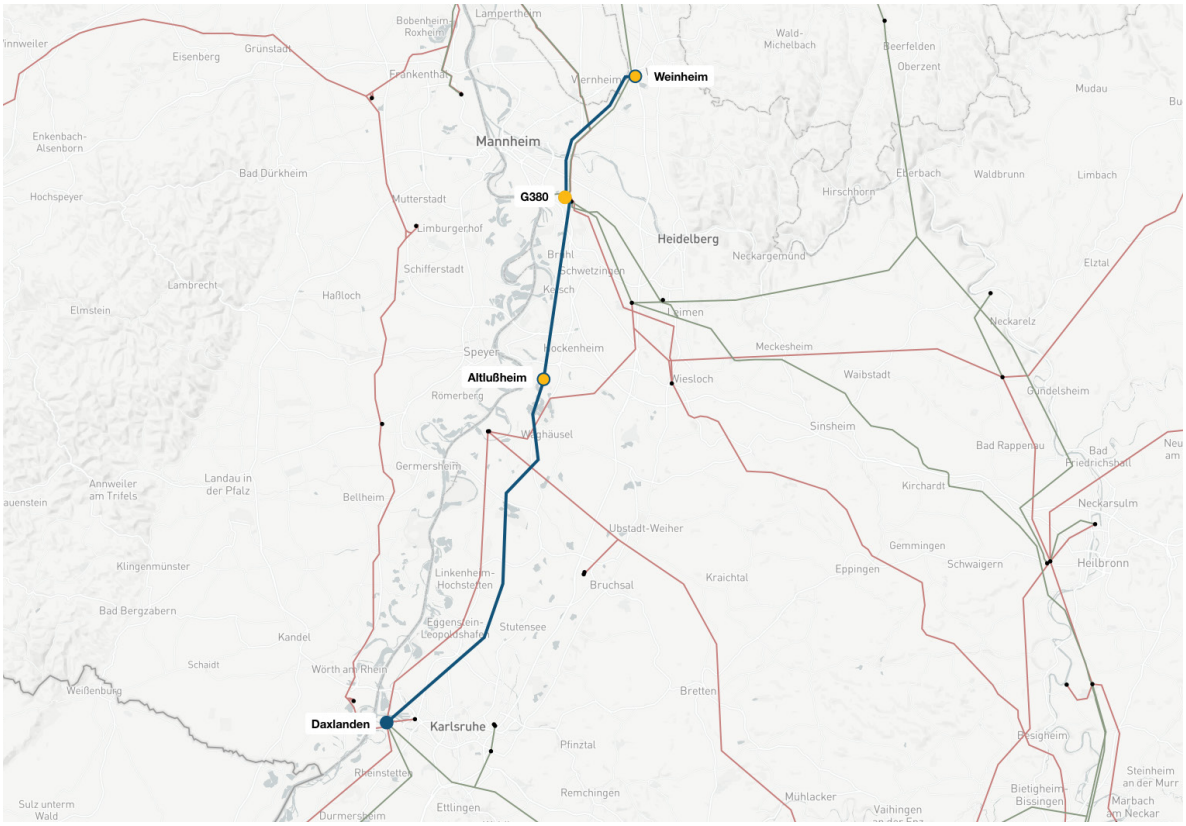
Begründung des geplanten Projekts

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Die neue Verbindung von Urberach (AMP-P47) über Weinheim (TNG-P47) bis Daxlanden reduziert Überlastungen in diesem Bereich signifikant und bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.

Der Stromkreis der Maßnahme M31 zwischen Weinheim und Daxlanden wird zur Erfüllung der vertikalen Versorgungsaufgabe in die Umspannwerke Wallstadt und Rheinau zur Versorgung des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers eingebunden (s. Punktmaßnahmen P179 Wallstadt und Heidelberg-Nord). Im Zuge der Maßnahme wird in Rheinau die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes aus dem Übertragungsnetz auf die neue 380 kV-Spannungsebene umgestellt. Darüber hinaus erfolgt eine Doppeleinschleifung im Umspannwerk Altlußheim zur flexibleren Einbindung von Blindleistungskompensationsanlagen (s. Punktmaßnahme P90 Blindleistungskompensation) in der Region Nordbaden.

Die Netzverknüpfungspunkte „G380“ und „Mannheim“ bezeichnen denselben Ort. Zum besseren Verständnis der Historie wird der alte Name „G380“ in diesem Steckbrief in Klammern mitgeführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 20

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 20 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern. Für den Abschnitt der TenneT sei auf TTG-P48 verwiesen. Um die zusätzliche Übertragungskapazität nutzen zu können, sind auch Verstärkungen in den betroffenen Schaltanlagen notwendig. Auf Seiten von TransnetBW umfasst das Vorhaben folgende Maßnahmen:

- M38a2: Auflage eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises zwischen Punkt Rittershausen und Kupferzell
- M39: Ersatzneubau einer Leitung in bestehender Trasse zwischen Kupferzell und Großgartach

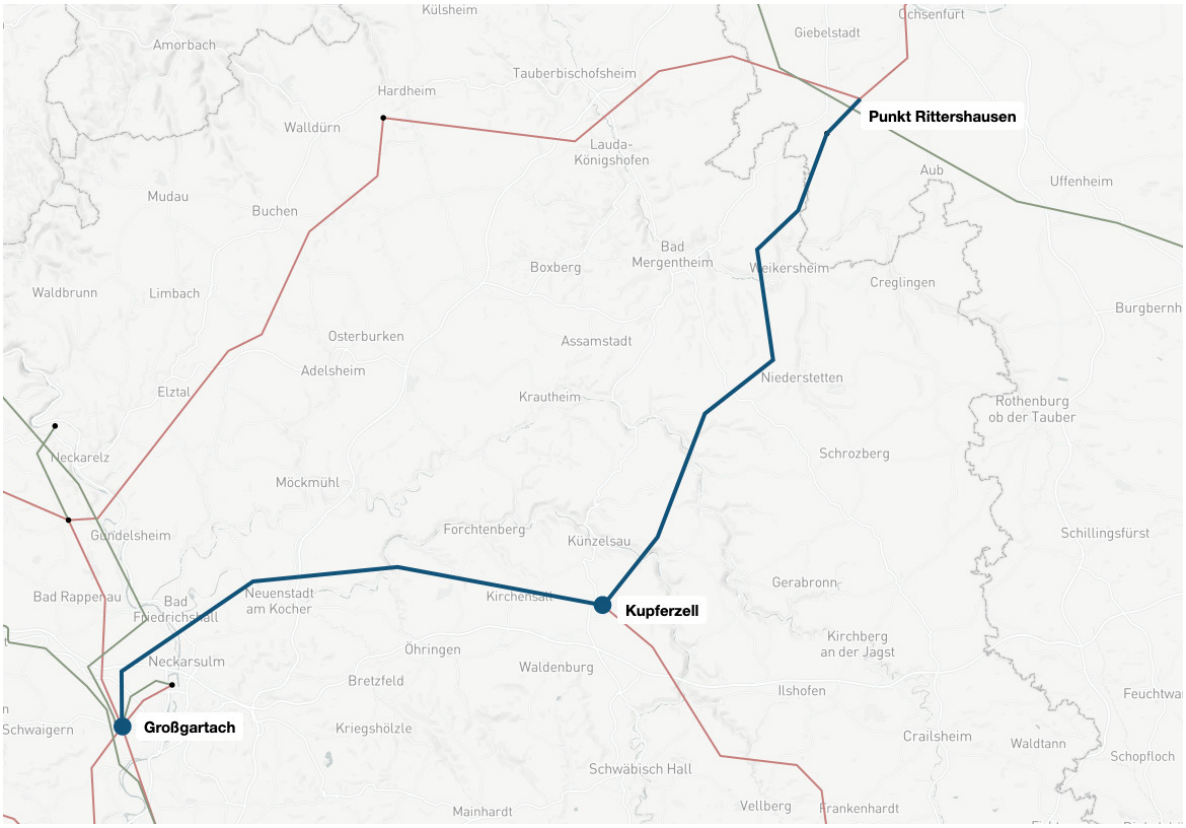
Mehr Informationen zum Projekt unter:
www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/grafenrheinfeld-kupferzell-grossgartach

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M38a2	Punkt Rittershausen – Kupferzell	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung		51	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
M39	Kupferzell – Großgartach	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		48	2026	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu Überlastungen. Die Leitung ist derzeit das einzige Bindeglied zwischen TenneT und TransnetBW für Leistung aus den neuen Bundesländern von Altenfeld und Remptendorf über Redwitz und Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg. Zudem ermöglicht das Vorhaben die Aufnahme der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken).

Durch die Stromkreisauflage werden die verbleibenden Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt. Auf dem bestehenden Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell ist es aus statischen Gründen nicht möglich eine stärkere Beseilung aufzulegen. Deswegen erfolgt ein Ersatzneubau in bestehender Trasse.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 21

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 21 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität der Badischen Rheinschiene auf bestehender Trasse.

Ein Teil der Maßnahmen wird als Pilotstrecke in Form eines Hochtemperaturleiterseils (HTLS-Beseilung) ausgeführt. Das NOVA-Prinzip wird berücksichtigt.

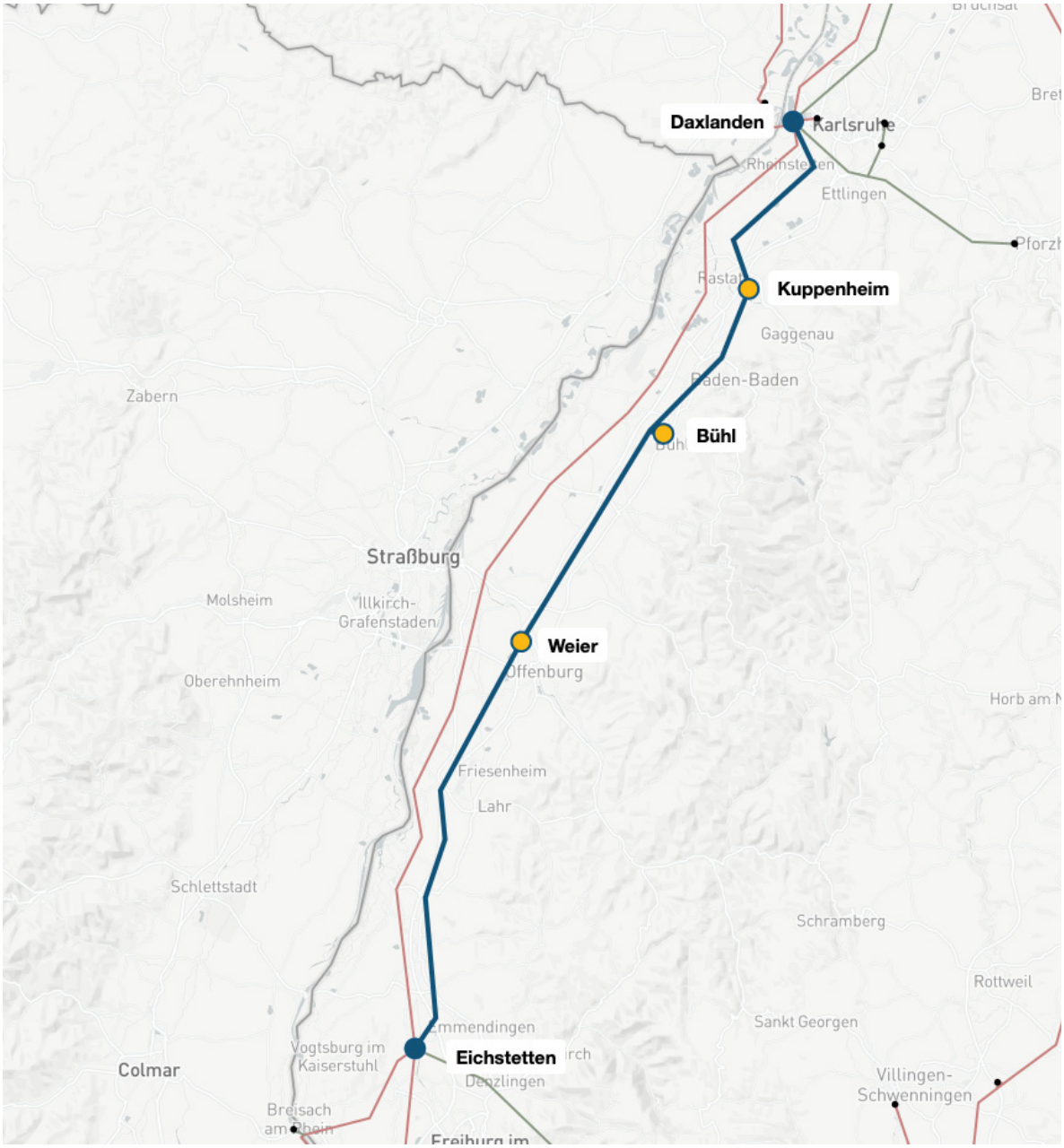
Die 220-kV-Leitungen von Daxlanden über Bühl, Kuppenheim und Weier nach Eichstetten werden auf 380 kV umgestellt (M41a) und eine Verstärkung sowie ein Ausbau der betroffenen Schaltanlagen, einschließlich der Umspannung in die unterlagerte Ebene, durchgeführt.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzverstaerkung-badische-rheinschiene

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M41a	Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	L	BW	NV	Ersatzneubau		121	2029	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Ziel des Projektes ist die Verstärkung der Leitung und somit Erhöhung der Übertragungskapazität, damit die bestehende 220-kV-Leitung Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten bei Ausfall eines Stromkreises nicht überlastet wird.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

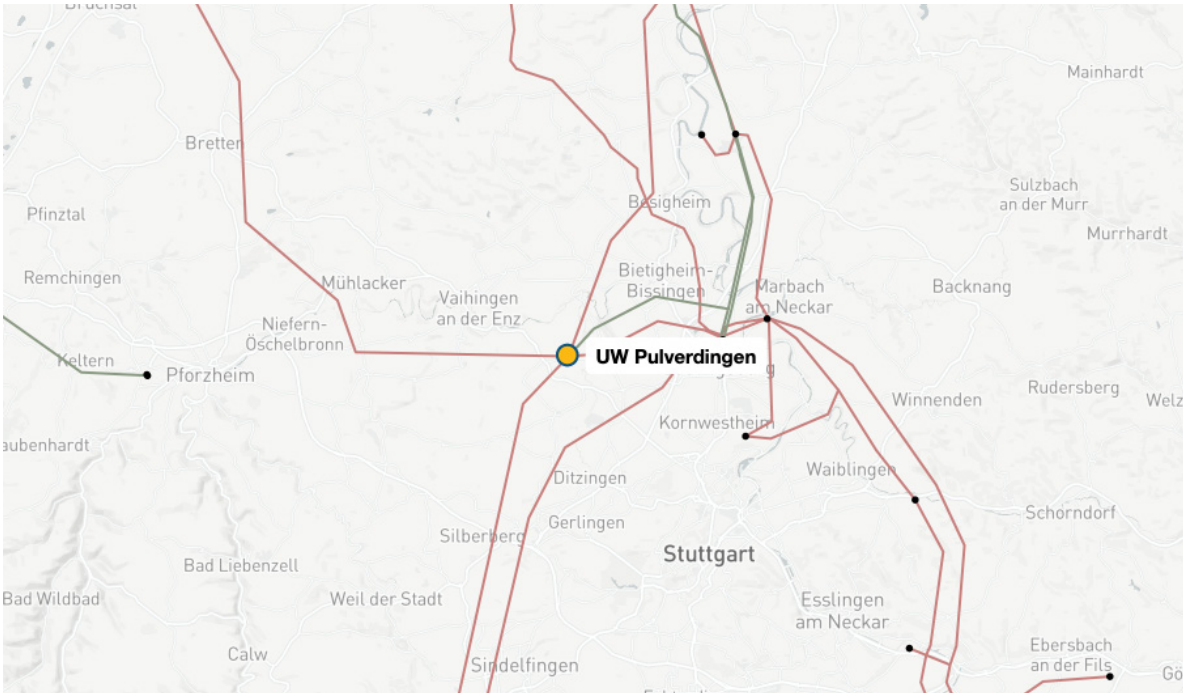
Das Projekt umfasst die Maßnahme M366SA1 zum Neubau der Schaltanlage Pulverdingen.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ersatzneubau-und-erweiterung-umspannwerk-pulverdingen/projektueberblick

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M366SA1	UW Pulverdingen	A	BW	NA				2033	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die 380-kV-Anlage Pulverdingen ist derzeit für einen Bemessungskurzzeitstrom im Kurzschlussfall von 50 kA/1s ausgelegt. Dies ist zukünftig nicht mehr ausreichend. Darüber hinaus muss auch die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel der Anlage erhöht werden. Sie ist zudem aufgrund zukünftiger Anforderungen, wie z. B. von den Projekten P350, P90 sowie von dem Anschluss des besonderen netztechnischen Betriebsmittels, zu erweitern. Die Vielzahl der zukünftigen Anforderungen bedingen daher einen Neubau der Anlage.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 35

Beschreibung des geplanten Projekts

Die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld wird von TransnetBW am Standort der bisherigen 220-kV-Anlage in GIS-Bauweise neu errichtet. Zur Einbindung in das bestehende 380-kV-Netz ist ein Leitungsneubau (M106) in neuer Trasse notwendig. Dieser geht jedoch weitgehend mit dem Rückbau vorhandener 110-kV-Trassen einher, die zukünftig auf der 380-kV-Trasse mitgeführt werden. Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um einen Ausbau, der durch Mitführung von 110-kV-Stromkreisen auf 380-kV-Gestänge optimiert wird.

Mehr Informationen zu dem Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/birkenfeld-punkt-oetisheim

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M106	Birkenfeld – Mast 115A	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Neubau in neuer Trasse	11,5	3	2024*	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Ziel des Projekts ist die Errichtung der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld sowie deren Einbindung in die bestehende 380-kV-Leitung Pulverdingen – Philippsburg.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 35) seit 2013 enthalten und wurde im NEP 2019 bereits als Maßnahme des Startnetzes aufgenommen.

* Planung und Bauablauf von Sonderbauwerken (Vollwandmasten).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P90: Sammelprojekt für Blindleistungskompensationsanlagen in der TransnetBW-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet von TransnetBW. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigen Anlagen im Netzgebiet von TransnetBW ergibt sich in Kombination mit den noch im Zubaunetz befindlichen Anlagen, welche in P90 dargestellt sind.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M17g2	MSCDN Kupferzell	A	BW	NA				2026	3: Im Genehmigungsverfahren
M17g8	MSCDN Pulverdingen	A	BW	NA				2025	3: Im Genehmigungsverfahren
M17i1	Spule Daxlanden	A	BW	NA				2029	4: Genehmigt/in Baubvorbereitung/im Bau
M17i2	Spule Eichstetten	A	BW	NA				2025	4: Genehmigt/in Baubvorbereitung/im Bau
M17i6	Spule Pulverdingen	A	BW	NA				2023	4: Genehmigt/in Baubvorbereitung/im Bau
M17i8	Spule Weinheim	A	BW	NA				2025	4: Genehmigt/in Baubvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

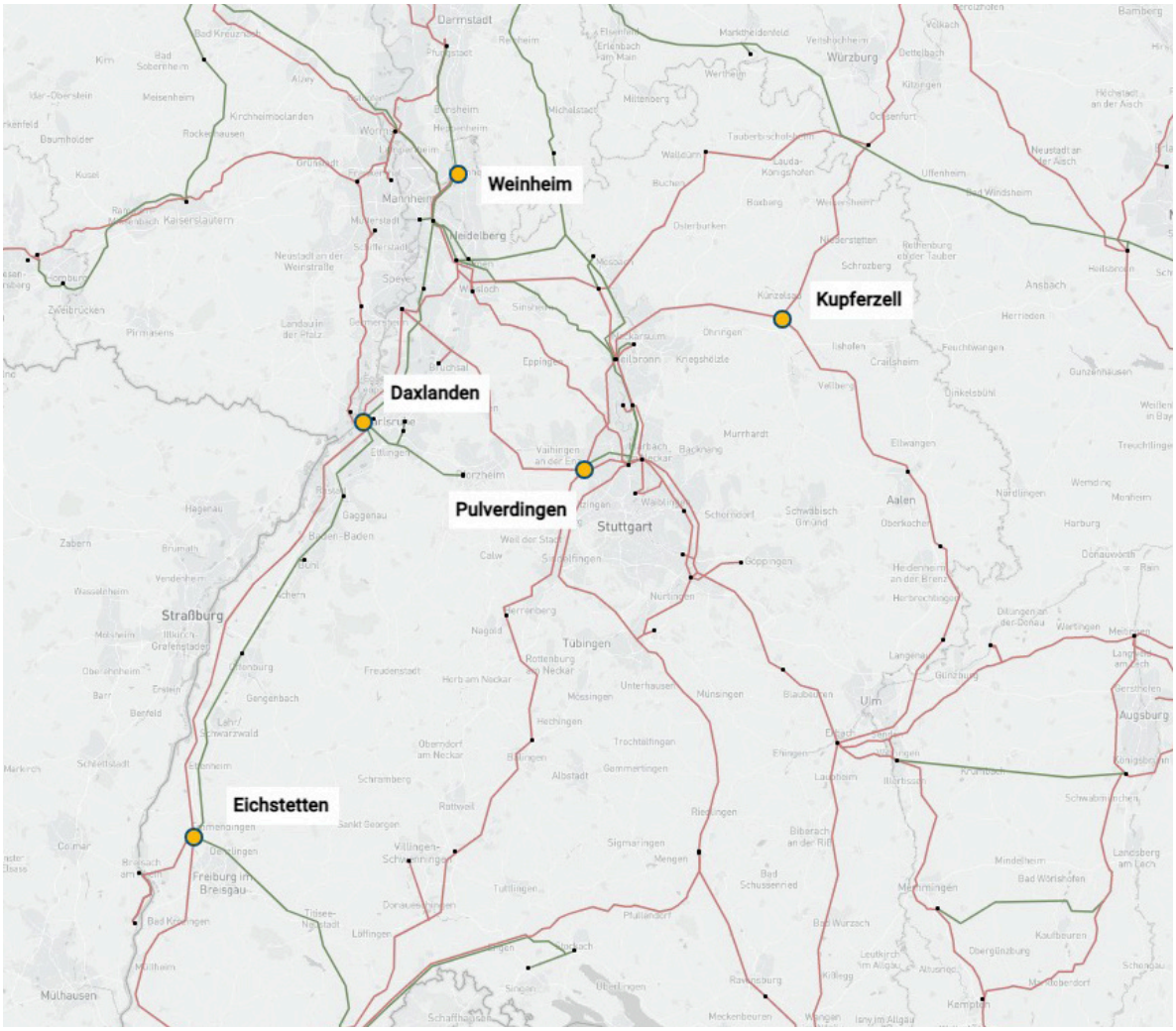
Der Bedarf an stationärer Blindleistungskompensation ergibt sich durch über- oder unternatürliche Belastung der Leitungen. Eine übernatürliche Belastung entsteht bei hoher Auslastung der Leitungen, wie einem hohen Transport von Windenergie aus Norddeutschland oder hohem Export in den Alpenraum. In diesem Fall ist die Aufrechterhaltung der Spannung durch Kompensation der induktiven Blindleistung mittels Kondensatoren notwendig.

Bei geringerer Auslastung des Netzes, wie einem Schwachlasttag mit hoher PV-Einspeisung, wird die kapazitive Blindleistung durch Spulen kompensiert.

Der steigende Kompensationsbedarf wird durch folgende Entwicklungen verstärkt:

- Fortschreitende Energiewende mit Wechsel aus höherem Transportbedarf einerseits und geringerer Netzauslastung andererseits durch höhere Einspeisung aus unterlagerten Netzen
- Geringere Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke aufgrund deren Wegfalls
- Höherauslastung der Transportnetze durch z. B. witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb

Im Gegensatz zur Wirkleistung kann Blindleistung nicht transportiert werden, sondern muss dort kompensiert werden, wo sie benötigt wird.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2022: 228

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 72

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Stabilisierung der Grenzleistungsflüsse in der Netzregion südwestliches Baden-Württemberg/Frankreich und der Erhöhung der Grenzkuppelkapazität und enthält folgende Maßnahme:

- M387: Eichstetten – Bundesgrenze [FR]
  Die Maßnahme ist ein Ersatzneubau der 380-kV-Leitung zwischen Eichstetten – Bundesgrenze [FR] – Muhlbach in bestehender Trasse. In den betroffenen Schaltanlagen sind Verstärkungsmaßnahmen notwendig.

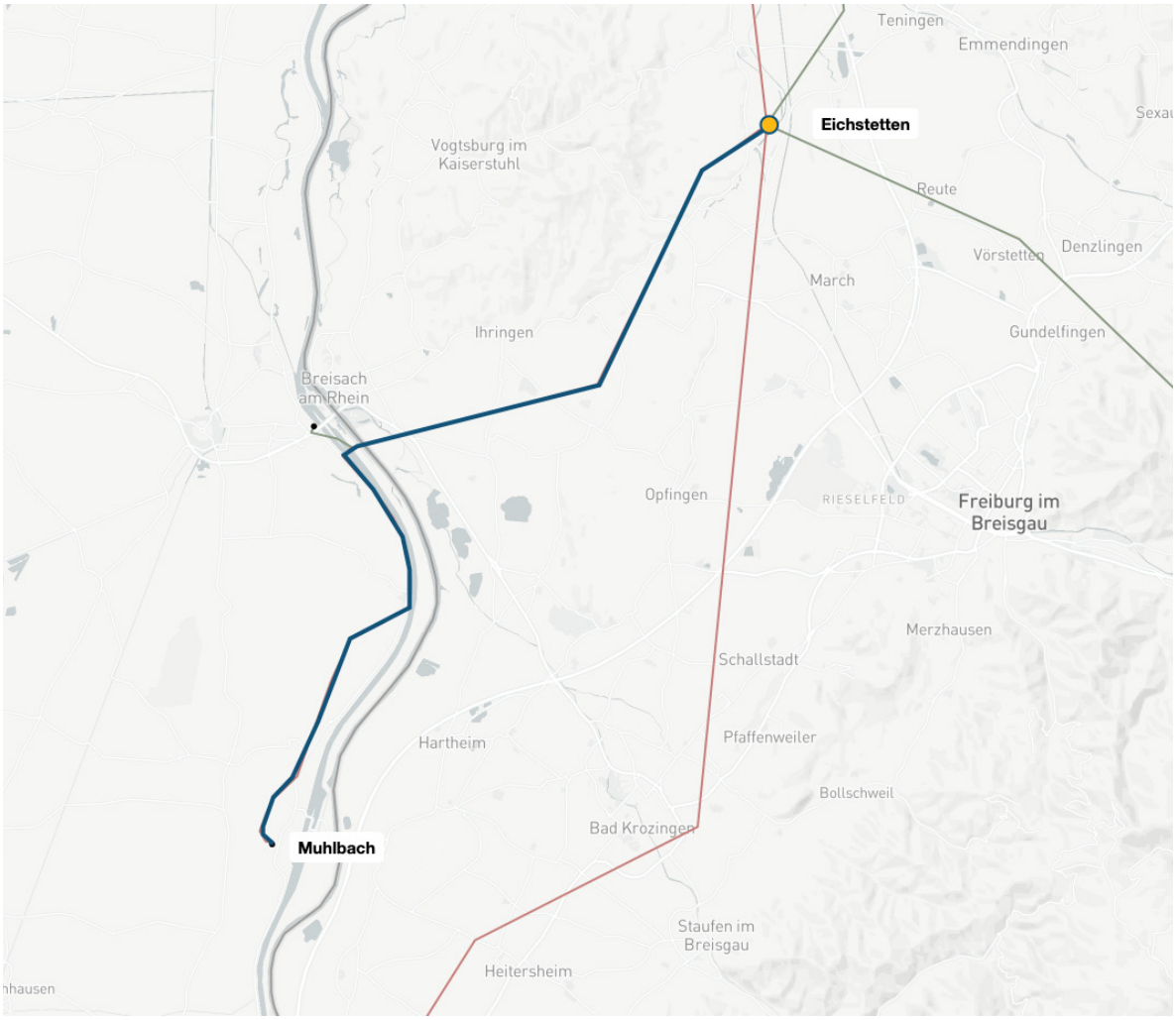
Mehr Informationen zum Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/eichstetten-bundesgrenze-frankreich/projektueberblick

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		20	2027*	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das bestehende Netz in der grenzüberschreitenden Region ist heute teilweise noch in 220 kV verbunden. Die signifikanten Änderungen in der Erzeugungssituation durch die fortschreitende Energiewende führen zu erhöhten grenzüberschreitenden Flüssen und dem Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität. Durch die Verstärkung der vorhandenen grenzüberschreitenden Leitungen kann die Übertragungskapazität erhöht werden.

* Netztechnische Abhängigkeiten (begrenzte Freischaltmöglichkeiten).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P350: Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Grundlage: in Umsetzung befindlich

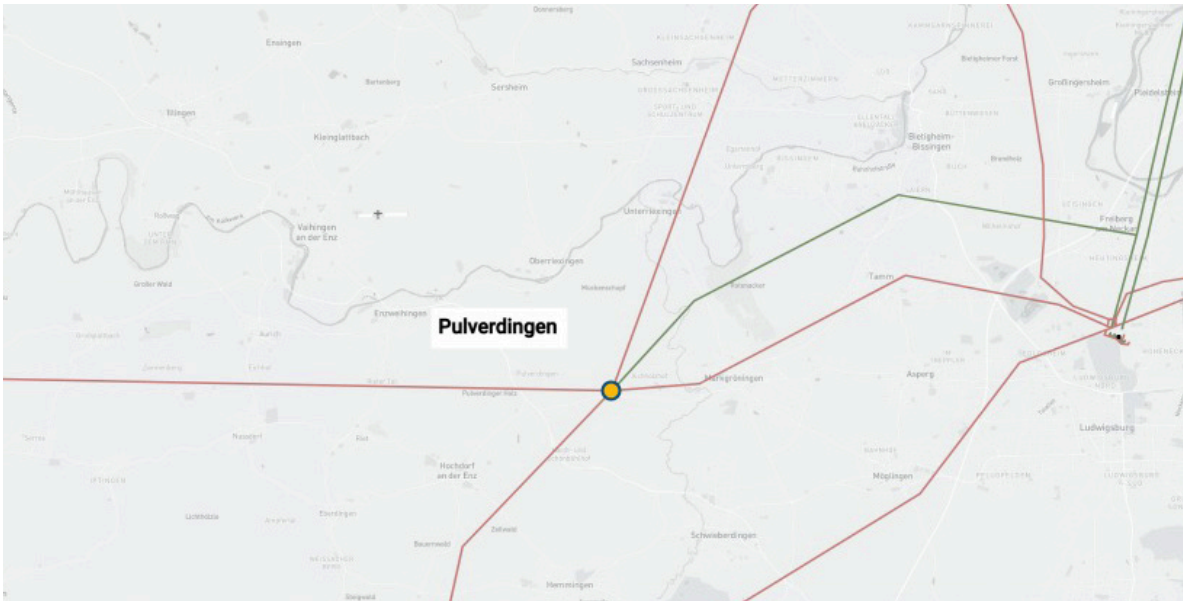
Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts werden in der Schaltanlage Pulverdingen Querregeltransformatoren (M561) zur Leistungsflusssteuerung errichtet und die Schaltanlage Pulverdingen entsprechend erweitert (Netzverstärkung).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M561	PST Pulverdingen	A	BW	NA				2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Querregeltransformatoren steuern die Leistungsflüsse in der Region. Dies verhindert als Ad-Hoc-Maßnahme kurzfristig Überlastungen auf nahen, parallel verlaufenden Leitungen. Die Steuerung verhindert als Ad-Hoc-Maßnahme kurzfristig den kostenintensiven Einsatz von Redispatch. Mittel- und langfristig können sie den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen reduzieren.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P428: Netzverstärkung 380-kV-Schaltanlage Kühmoos

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

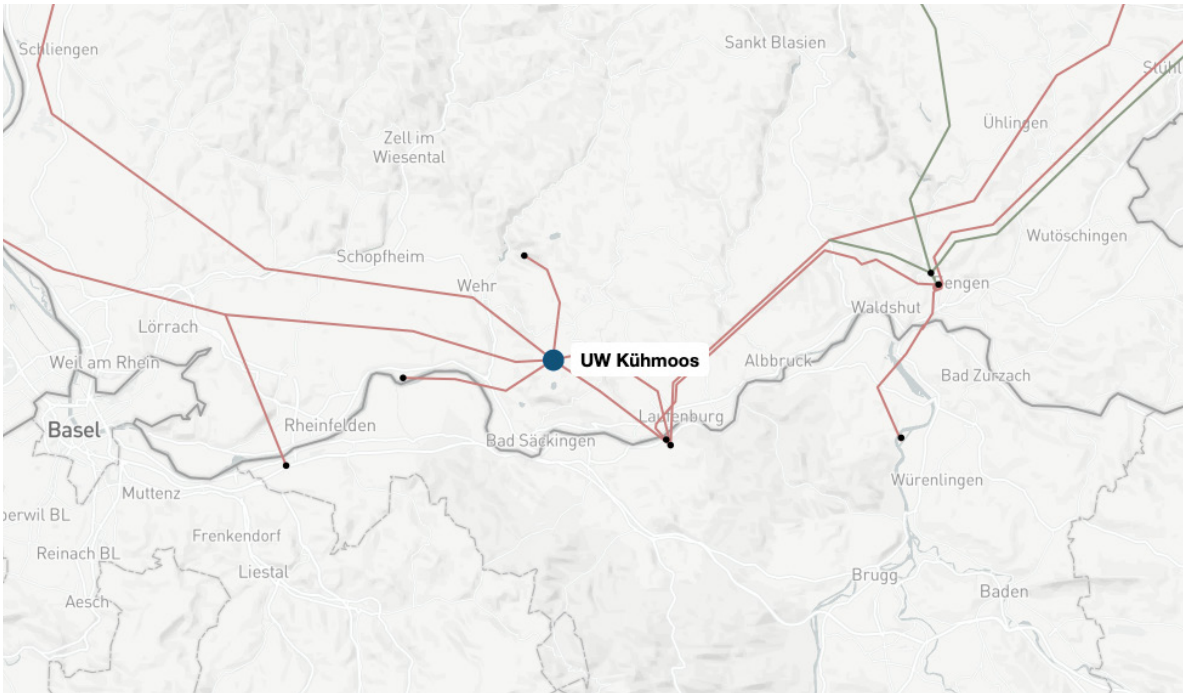
Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Grenzregion Deutschland, Schweiz, Frankreich sowie der Sicherstellung eines sicheren Systembetriebs. Es umfasst einen Neubau mit Erweiterung der bestehenden 380-kV-Schaltanlage Kühmoos von TransnetBW. Es handelt sich um eine horizontale Punktmaßnahme.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzknoten-kuehmoos

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M700	UW Kühmoos	A	BW	NA				2032	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Schaltanlage Kühmoos stellt einen sehr wichtigen Verbindungsknoten für Transporte zwischen den Übertragungsnetzen von Deutschland und der Schweiz dar. Darüber hinaus spielt der Netzknoten eine zentrale Rolle im Netzwiederaufbaukonzept von TransnetBW. Die zukünftigen Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit der Anlage sowie notwendige Erweiterungen, wie z. B. aus den Projekten P90 und P310, bedingen einen Neubau der Anlage.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P430: Netzbooster Pilotanlage Kupferzell

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projektes P430 ist die Errichtung einer Pilotanlage des Netzbooster-Konzeptes geplant, um das innovative Konzept zur Höherauslastung der Bestandsnetze zu erproben. Es umfasst folgende Maßnahme:

- M646: Netzbooster Pilotanlage Kupferzell
  Errichtung einer Pilotanlage mit einer Leistung von 250 MW für eine Stunde am Standort Kupferzell. Zur Einbindung des Netzboosters ist die Schaltanlage Kupferzell zu erweitern sowie die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations und Leittechniken zu schaffen.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	A	BW	NA				2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Durch den Zubau von Windenergieanlagen im windreichen Norddeutschland ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd-Transit in Deutschland, der zu großräumigen Überlastungen im bestehenden Netz führt. Insbesondere die Chancen neuartiger Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze werden kontinuierlich durch die Übertragungsnetzbetreiber evaluiert. Hierbei hat sich das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern als vielversprechend erwiesen, einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen zu liefern. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der höheren Akzeptanz im Vergleich zum Bau zusätzlicher Stromtrassen gesehen. Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient daher als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung.

Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist jedoch eine ausreichende Erprobungsphase unabdingbar. Die Pilotanlagen dienen daher in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts.

Eine Besonderheit beim vorliegenden Konzept stellt die Einbindung von Offshore-Netzanbindungssystemen dar. Der Einspeiseerhöhung durch die Netzboosteranlage Kupferzell muss eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Diese erfolgt hier nicht durch Aufladen eines weiteren Netzboosters im Norden, sondern durch Abregelung eines Offshore-Netzanbindungssystems. Mit der Umsetzung des Konzepts wird der Grundstein für den systemischen Betrieb mit mehreren Netzboostern und Offshore-Netzanbindungssystemen als Senke gelegt. So können bei Bedarf und Verfügbarkeit sukzessive weitere Offshore-Netzanbindungssysteme eingebracht werden.

Der Standort Kupferzell bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereiches zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an, da die geplante Anlage dort schon während der Pilotphase einen hohen Nutzen generieren kann. Der gewählte Standort entlastet durch den Nord-Süd-Transit in Deutschland überlastete Leitungen und bietet die Chance, durch die angestrebte Höherauslastung der Leitungen nach Grafenrheinfeld zu TenneT einen weiteren notwendigen Netzausbau auf dieser Achse zu verringern oder zu vermeiden.
Dies vor dem Hintergrund, dass die vorhandene Trasse von Kupferzell nach Grafenrheinfeld auf Seiten von TransnetBW nach den im Rahmen des Projektes P48 geplanten Netzverstärkungen kein oder nur noch geringes Potenzial für weitere Netzverstärkungen bietet. Zusätzliche Übertragungskapazität auf diesem Abschnitt könnte dann nur noch durch Neubau in neuer Trasse geschaffen werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2022: 132

Nr. PCI: 2.31.1

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC1: HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath (A-Nord)
  Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Bei dem Projekt handelt es sich um ein Netzausbauprojekt zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen (Netzausbau). Die Verbindung ist bundeslandübergreifend im Sinne des NABEG. Durch die Ausnutzung inhärenter Reserven kann bei dieser HGÜ-Verbindung eine Übertragungsleistung von 2,4 GW zum Zwecke der Engpassbewirtschaftung genutzt werden.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

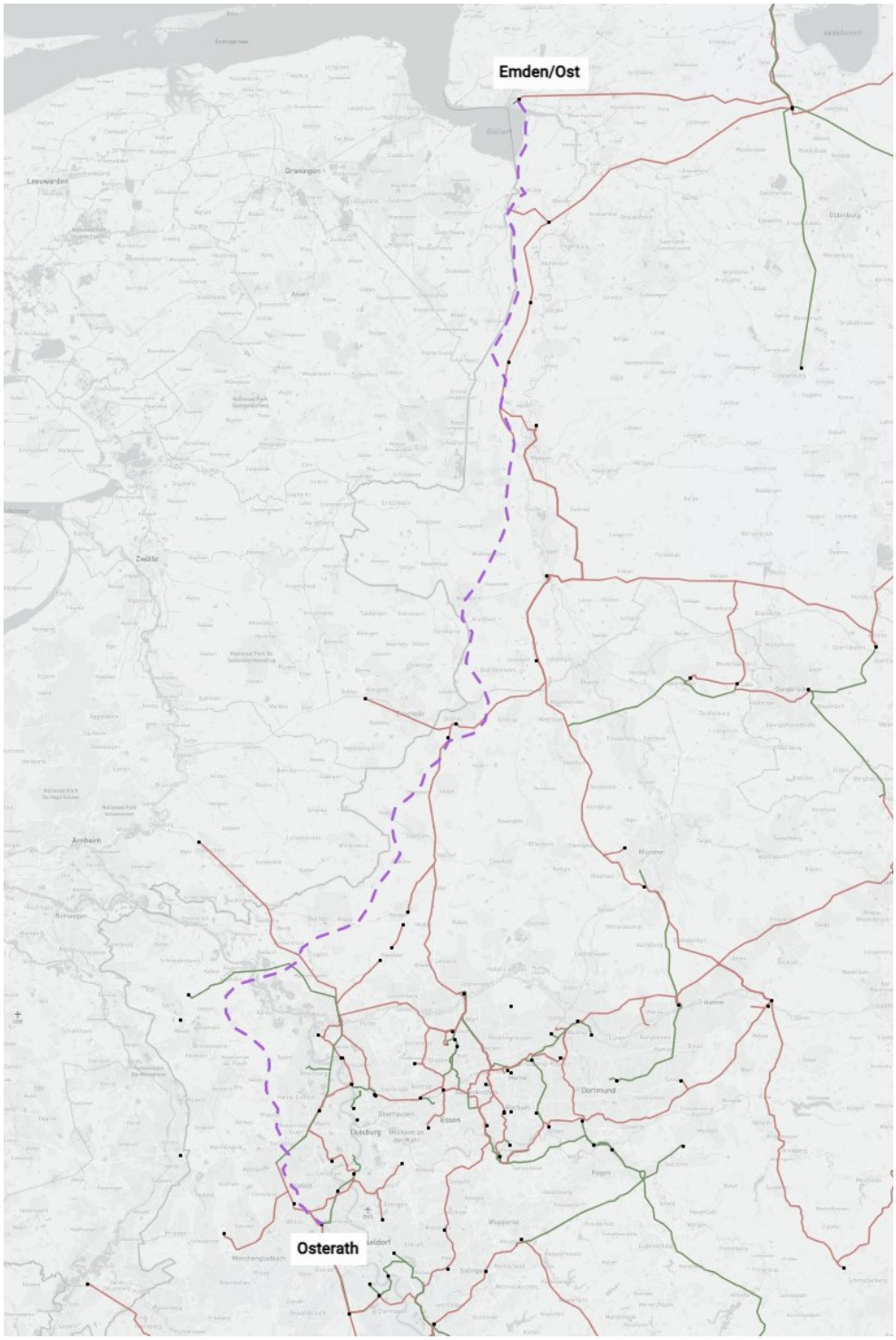
M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
DC1	Emden/Ost - Osterath	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	298		2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Die Erzeugung übersteigt bei hoher regenerativer Einspeisung den Bedarf der norddeutschen Lasten. Das nördliche Rheinland ist als erzeugungsstarke Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Weiterhin ist auch die Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet gegeben.

Der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee erfordert einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im angrenzenden 380/220-kV-Netz. Dies hätte zur Folge, dass der vorrangig zu integrierende Strom aus erneuerbaren Energien zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert. Mit der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath wird die Kapazität des Übertragungsnetzes aus Norddeutschland zu den Lastschwerpunkten im nördlichen Rheinland sowie im Ruhrgebiet wesentlich erhöht. Emden/Ost ist im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt für eine Offshore-Windenergieleistung von voraussichtlich 2,7 GW vorgesehen.

Darüber hinaus besteht durch das HGÜ-Projekt DC2 die Möglichkeit des Weitertransports direkt in die Bedarfsregionen Süddeutschlands, wobei in Osterath der durch DC2 benötigte Konverter auch für die Gesamtverbindung DC1 / DC2 genutzt werden kann. Mit der Verbindung DC1 wird das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport gestärkt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz" wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation" ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TransnetBW Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. TYNDP 2022: 254 Nr. BBPlG 2022: 2

Nr. PCI: 2.9

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Nordrhein-Westfalen in den Nordwesten Baden-Württembergs. Es stellt einen eigenständigen Teilabschnitt für eine großräumige Übertragungsverbindung von der Nordseeküste nach Baden-Württemberg dar (s. auch DC1). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC2: HGÜ-Verbindung Osterath - Philippsburg (Ultranet)
  Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Sie soll auf einer bestehenden Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie realisiert werden (Netzverstärkung). Im Zuge der Maßnahme muss in Rheinau die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes aus dem Übertragungsnetz von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden, weil hier das bestehende 220-kV-Netz für die Realisierung des HGÜ-Stromkreises aufgegeben werden muss. Die HGÜ-Verbindung wird weitestgehend auf bestehenden AC-Leitungen realisiert, abschnittsweise werden neue Masten benötigt. Am Anfang- und Endpunkt der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird jeweils ein Konverter zum Leistungsaustausch mit dem AC-Netz benötigt.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
DC2a	Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte Amprion	L	BW, HE, NW, RP	NV	Zu-/Umbeseilung		299	2026*	3: Im Genehmigungsverfahren
DC2b	Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte TransnetBW	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Parallelneubau		43	2026	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

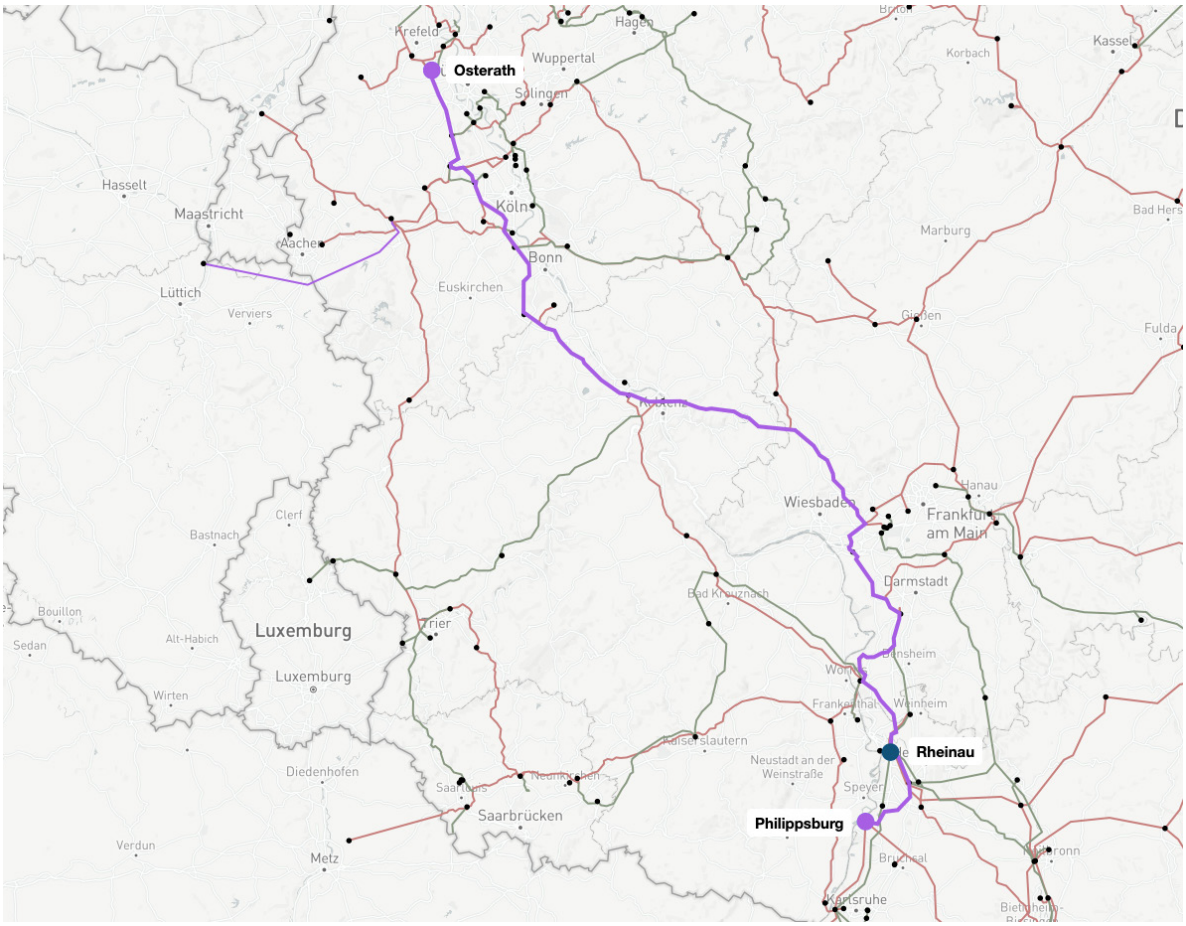
Süddeutschland ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Hierfür müssen über den regionalen Lastbedarf hinausgehende, gesichert verfügbare Erzeugungskapazitäten in Anspruch genommen werden. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik, aber auch Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran. Das nördliche Rheinland ist heute noch durch große konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet, im Rahmen der Energiewende werden diese sinken und NRW mit dem Lastschwerpunkt Ruhrgebiet zu einem Nettoenergieimporteur.

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in den Ballungsräumen in Südwestdeutschland wird zusätzliche Transportkapazität aus der Mitte Deutschlands benötigt, die u. a. durch dieses Projekt realisiert wird. Darüber hinaus erfordert der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen, welcher durch die Erweiterung in Richtung Nordseeküste realisiert wird (s. DC1).

* Die gesetzlichen Maßnahmen zur Genehmigungsbeschleunigung ermöglichen eine schnellere Inbetriebnahme.

Mit der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes wesentlich erhöht und die vorgenannte Anforderung (Gewährleistung der Versorgungssicherheit Süddeutschlands aus gesichert verfügbaren Erzeugungskapazitäten und Übertragung des Leistungsüberschusses aus erneuerbaren Energiequellen in Norddeutschland) erfüllt.

Im Zusammenhang mit dem Projekt DC1 transportiert die geplante HGÜ-Verbindung den aus regenerativen Energiequellen in Norddeutschland erzeugten Strom in die Bedarfsregionen Süddeutschlands. Sie stärkt das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbarer Energie, z. B. aus Photovoltaik, ist es mit DC2 auch möglich, Leistung vom Süden in den Norden zu transportieren.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC3/DC4: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern (SuedLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW
Nr. TYNDP 2022: 235
Nr. PCI: 2.10

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 3, 4

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieser beiden Projekte ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern. Sie enthalten die folgenden Maßnahmen:

- DC3: Brunsbüttel nach Großgartach (SuedLink)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Brunsbüttel nach Großgartach, Ortsteil der Gemeinde Leingarten, vorgesehen.
- DC4: Wilster/West nach Bergrheinfeld/West (SuedLink)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Wilster/West nach Bergrheinfeld/West vorgesehen.

Die Verbindungen DC3 und DC4 werden nach Planung der ÜNB in weiten Teilen gemeinsam als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert. Bei den genannten Projekten handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Beide Verbindungen sind länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für beide Projekte gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Die Maßnahmen DC3 und DC4 befinden sich bereits in der Planfeststellung. Daher wurden beide Projekte vollständig in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zu den Projekten sind verfügbar unter:
https://www.tennet.eu/de/projekte/suedlink
www.transnetbw.de/suedlink

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle bildet den durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgelegten Korridor aus der Entscheidung zur Bundesfachplanung nach § 12 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Planfeststellung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	L	BW, BY, HE, NI, SH, TH	NA	Neubau in neuer Trasse	694		2028	3: Im Genehmigungsverfahren
DC4	Wilster/West – Bergrheinfeld/West (SuedLink)	L	BY, HE, NI, SH, TH	NA	Neubau in neuer Trasse	540		2028	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Durch die Verbindung der küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Süddeutschland wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich dienen die HGÜ-Verbindungen als Zu- und Ableitung der zu transportierenden Leistung für den Austausch mit Norwegen.

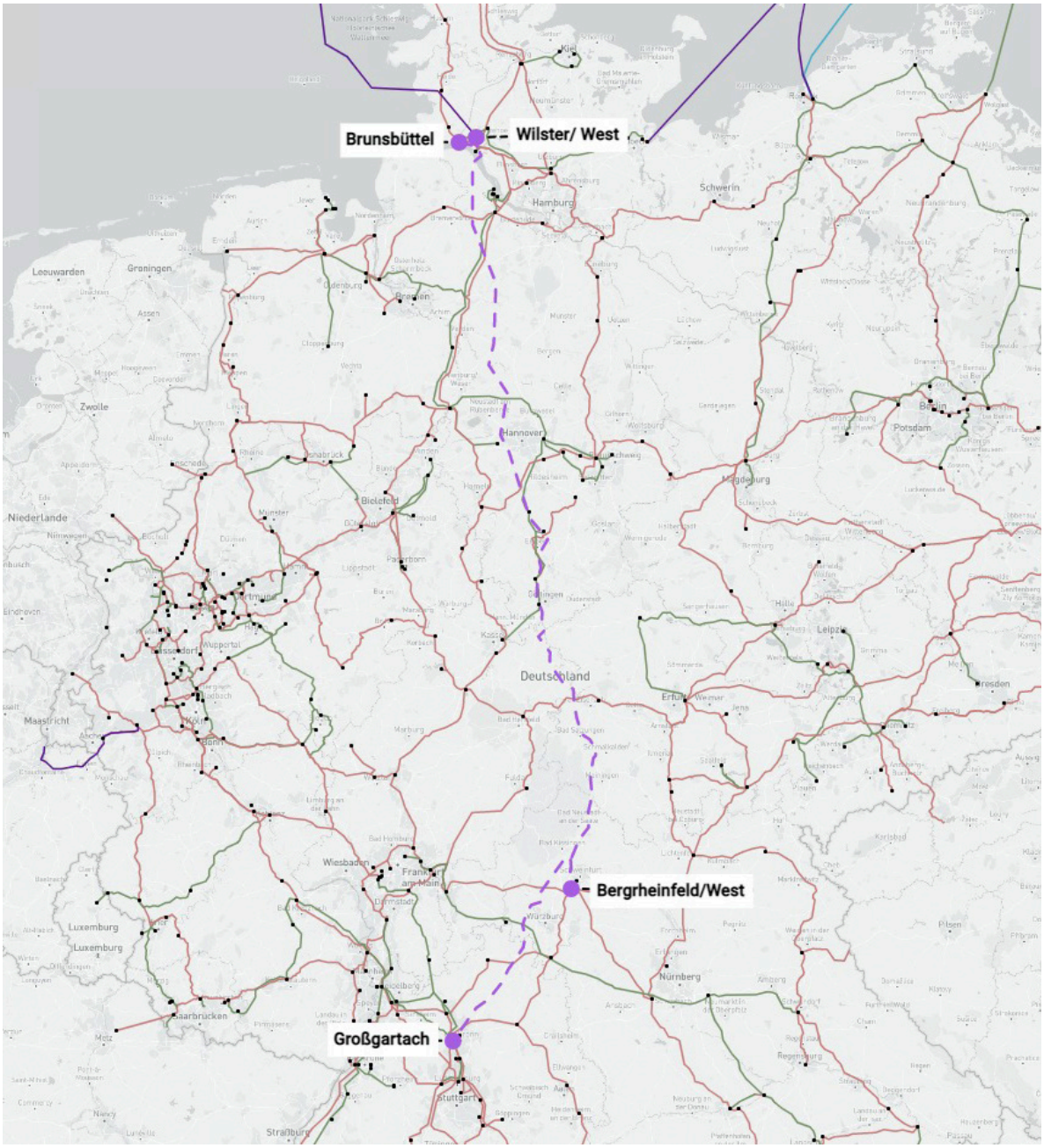
Mit den HGÜ-Verbindungen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen sind eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg und Bayern. Darüber hinaus schaffen die HGÜ-Verbindungen, neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit, die Voraussetzung zu einem freizügigen Energieaustausch mit Skandinavien.

Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energien z. B. aus Photovoltaik ist es möglich auch Leistungen in den Norden zu transportieren.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC3 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz.

Die Projekte DC3 und DC4 wurden seit dem NEP 2012 in allen folgenden NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt und sind als Vorhaben 3 und 4 Bestandteil des Bundesbedarfsplans. Die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 werden von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.10 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC5: HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (SuedOstLink)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT
Nr. TYNDP 2022: 130
Nr. PCI: 3.12

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2022: 5

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC5 verbindet die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt hat in der öffentlichen Kommunikation den Titel SuedOstLink und enthält die folgende Maßnahme:

- DC5: Wolmirstedt – Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wolmirstedt bei Magdeburg in Sachsen-Anhalt nach Isar in Bayern vorgesehen.

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG. Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz. Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Projekt DC20, das als Vorhaben 5a im BBPlG 2021 enthalten ist. Zwischen dem Landkreis Börde im Raum Magdeburg sowie Isar ist nach den Planungen der ÜNB eine parallele Führung beider Projekte auf einer gemeinsamen Stammstrecke geplant.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/SuedOstLink
www.tennet.eu/de/projekte/suedostlink

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 3/2020 entnommen und bildet den durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgelegten Korridor aus der Entscheidung zur Bundesfachplanung nach § 12 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Planfeststellung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
DC5	Wolmirstedt - Isar	L	BY, SN, ST, TH	NA	Leerrohrerrichtung 2 Adern, Neubau in neuer Trasse	539		2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC5 verbindet die nordöstliche Region Deutschlands, die mit über 60 % schon heute den deutschlandweit höchsten Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland.

In Nordostdeutschland wachsen die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Offshore- und Onshore-Wind- sowie Photovoltaik-Leistung stetig an. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger Verbrauch, der heute schon häufig und künftig noch stärker unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen in Nordostdeutschland weiter voran.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Frühjahr 2023 sowie durch den gesetzlich beschlossenen Ausstieg aus der Kohleverstromung eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen demzufolge in 2035 rund 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC5 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern in Österreich her und leistet somit einen essenziellen Beitrag zur Energiewende.

Die HGÜ-Verbindung DC5 wird im Abschnitt Wolmirstedt - Isar weitgehend als Erdkabel geplant. Es wurden Freileitungsprüfverlangen nach §3 Abs. 3 BBPlG geltend gemacht.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung der HGÜ-Verbindung würden zunehmend Netzengpässe in Nordost- und Süddeutschland entstehen. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen in diesen Regionen erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Durch den Einsatz der HGÜ-Verbindung wird mit dem Netzkonzept die Integration weiterer erneuerbarer Energien ermöglicht und gleichzeitig ein umfangreicher Ausbau des AC-Netzes in den betroffenen Regionen vermieden.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der HGÜ-Verbindung den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC5 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze trägt das Projekt zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windenergieanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hohen Einspeiseleistungen aus Windenergieanlagen treten, trotz Einsatz von Querregeltransformatoren (PST) an den Grenzen Deutschlands zu Polen und Tschechien, weiterhin ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf.

Das Projekt DC5 beseitigt diese weitgehend, insbesondere im Zusammenspiel mit den oben genannten PST, die gemeinsam mit PSE und ČEPS bereits heute an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die HGÜ-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzschwerpunkten mit starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die regenerativ erzeugte Energie der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Punkten eine entlastende Wirkung auf AC-Leitungen auf der Transportachse haben. Auf diese Art wird der zusätzliche AC-Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurden die Standorte Wolmirstedt und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Standort Wolmirstedt ist hierbei ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung von Leistungsflüssen nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie und ist bereits mit sechs 380-kV-AC-Doppelleitungen eingebunden.

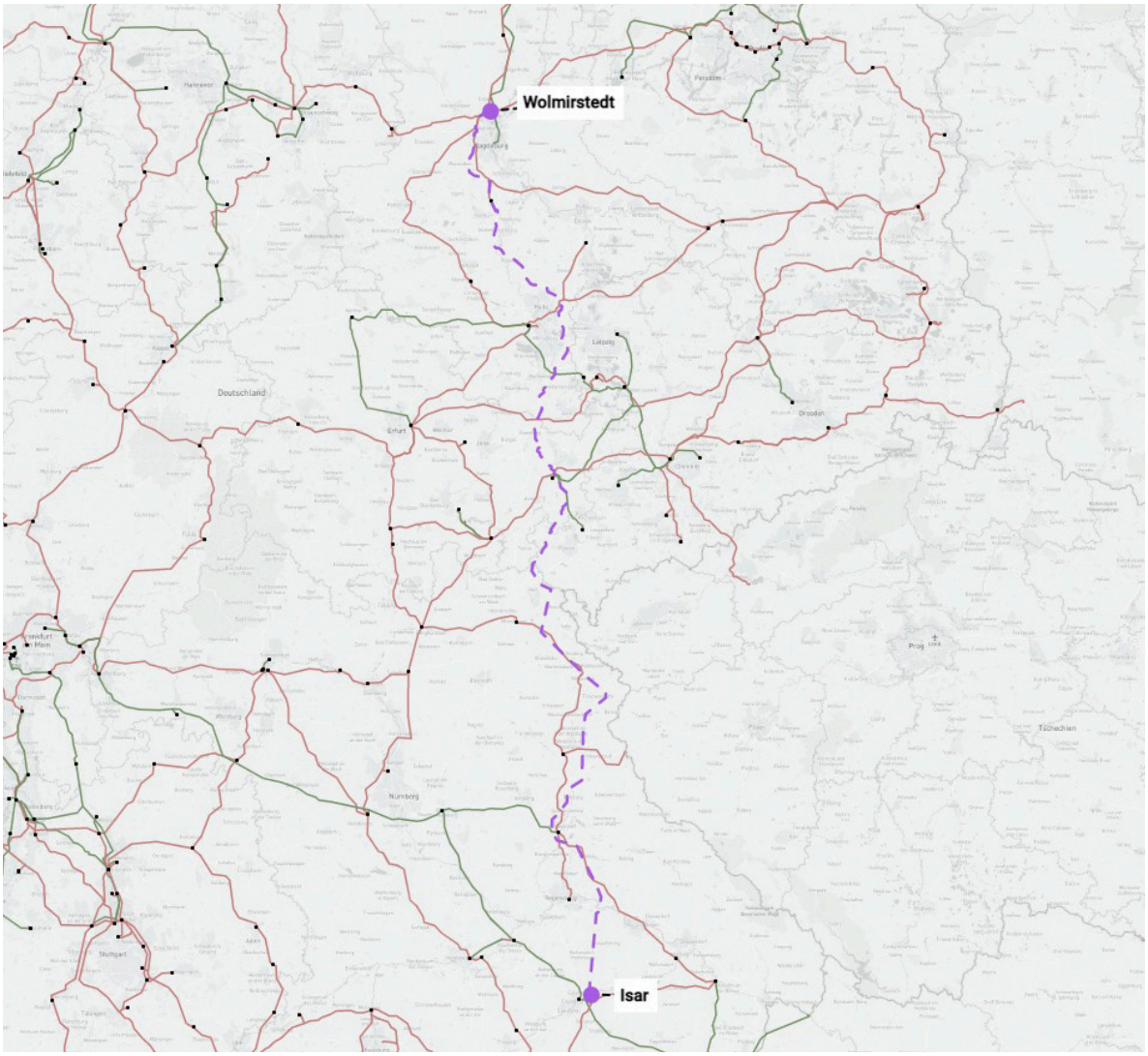
Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch eine zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (s. P222) und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von bzw. im Zusammenspiel mit Windenergie und Photovoltaik einzusetzen.

Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die HGÜ-Verbindung mit den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen/Gundelfingen. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle ergeben sich im Vergleich zu den Vorjahren höhere Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt effektiv.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HGÜ-Verbindung DC5 wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) und im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 5 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.12 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC20: HGÜ-Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern (SuedOstLink+)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2022: 5a

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC20 von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus Windenergie und Photovoltaik in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden. Das Projekt enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC20: Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin - Landkreis Börde - Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung vom Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin in Mecklenburg-Vorpommern nach Isar in Bayern mit einer Bemessungsleistung von 2 GW vorgesehen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin wie folgt abgekürzt: "Suchraum Klein Rogahn".

  Im Suchraum Klein Rogahn wird ein neues Umspannwerk (UW) errichtet. Dieses UW dient als Netzverknüpfungspunkt der HGÜ-Verbindung DC20 und wird mit einer Doppeleinschleifung in die bestehende 380-kV-Freileitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel eingebunden. Darüber hinaus ist im Suchraum Klein Rogahn sowie in Isar jeweils eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

  Die Maßnahme gliedert sich in zwei Bestandteile: Suchraum Klein Rogahn bis Landkreis Börde (Netzausbau: Neubau in neuer Trasse) und Landkreis Börde bis Isar (Netzverstärkung: Parallelneubau).

Der südliche Teil der DC20 zwischen Landkreis Börde und Isar soll möglichst in Bündelung mit dem Projekt DC5 umgesetzt werden. Der Teil südlich des Landkreises Börde wird in der öffentlichen Kommunikation dem Projekt SuedOstLink zugeordnet. Der Teil nördlich des Landkreises Börde wird öffentlich als eigenständiges Projekt SuedOstLink+ kommuniziert.

Die HGÜ-Verbindung DC20 entspricht dem gestiegenen Nord-Süd-Transportbedarf. Der steigende Übertragungsbedarf ist insbesondere durch den weiteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen gemäß des Ausbaupfades des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) getrieben. Seit dem NEP 2022 (2012) bestätigte sich immer wieder der Bedarf für weitere 2 GW Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Für den Abschnitt Landkreis Börde - Isar ist gemäß der „G“-Kennzeichnung in der Anlage zu § 1 Abs. 1 BBPlG bei Zulassung des Vorhabens auf eine Bundesfachplanung zu verzichten.

Das Vorhaben DC5 befindet sich mittlerweile in der Planfeststellung. Deshalb ist dieser Abschnitt von DC20 als Netzverstärkung (im Bestand des Projekts DC5) dargestellt. Als Folge des oben beschriebenen Bundesfachplanungsverzichts befindet sich der Abschnitt Landkreis Börde - Isar von DC20 bereits ebenso im Planfeststellungsverfahren. Daher wurde das Projekt DC20 in das Startnetz überführt. Für den Abschnitt Suchraum Klein Rogahn bis zum Landkreis Börde wurde der Antrag auf Bundesfachplanung nach § 6 NABEG eingereicht.

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 3/2020 entnommen und bildet für den Abschnitt Landkreis Börde – Isar den durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgelegten DC5-Korridor aus der Entscheidung zur Bundesfachplanung nach § 12 NABEG ab. Die Gesamtlänge des Korridors von DC20 am Ende der Bundesfachplanung bzw. Planfeststellung kann hiervon abweichen.

Im Rahmen der Konsultation des NEP 2037/2045 (2023) wurde in verschiedenen Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass über die Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) hinaus ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien in Norddeutschland sowie möglicherweise zusätzliche industrielle Lasten in Süddeutschland zu erwarten sind. Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber - gemäß der Vorgaben der Bundesnetzagentur - Annahmen im NEP 2037/2045 (2023) getroffen, die zu einer Reduktion des Übertragungsbedarfs und damit des Netzausbaubedarfs führen. Dazu zählt insbesondere die engpassorientierte Verortung von Flexibilitäten im großen Maßstab. Es ist nicht ausgeschlossen, dass sich der Szenariorahmen in künftigenNetzentwicklungsplänen diesbezüglich ändern wird. Dies kann zu einem höheren Nord-Süd- bzw. Ost-West-Übertragungsbedarf führen, verbunden mit einem zusätzlichen weiträumigen Netzausbaubedarf, der den aktuell im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten no regret-Netzausbau übersteigt. Um flexibel auf diese Änderungen reagieren zu können, schlagen die ÜNB daher vor, bei dem HGÜ-Projekt DC20 – im Abschnitt Suchraum Klein Rogahn bis zum Landkreis Börde – eine Leerrohrmöglichkeit im Sinne einer vorausschauenden Planung vorzusehen. Die Option Leerrohre von Beginn an in den Genehmigungsverfahren für den nördlichen Abschnitt des Vorhabens DC20 zu berücksichtigen, ermöglicht es Beschleunigungen in den späteren Genehmigungsverfahren zu erzielen und Eingriffe in Naturräume innerhalb wenigerJahre deutlich zu reduzieren. Die konkreten Analysen für den Bedarf zusätzlicher HGÜ-Verbindungen sowie optimaler Netzverknüpfungspunkte erfolgen im regulären Prozess des kommenden NEP 2025 unter Berücksichtigung eines aktualisierten Szenariorahmens.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
DC20	Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/ Schossin - Isar	L	BB, BY, MV, NI, SN, ST, TH	NA, NV	Leerrohrnutzung (2pol Adern), Neubau in neuer Trasse	220	539	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erforderlichkeit des Projekts DC20 lässt sich insbesondere aus den beiden nachfolgenden Entwicklungen begründen:

- Das im Koalitionsvertrag der Regierungskoalition sowie mittlerweile im EEG verankerte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 auf 80 % zu steigern.
- Die mit dem „Clean energy for all Europeans package“ einhergehenden Vorgaben auf europäischer Ebene für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die zu einer Zunahme paneuropäischer Handelsflüsse führen werden.

Beide Entwicklungen führen zu einer höheren Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes. Das Projekt DC20 schafft dazu neue Übertragungskapazitäten.

Die HGÜ-Verbindung von der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum Klein Rogahn in Mecklenburg-Vorpommern nach Isar in Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergie in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden.

In Nord- und Mitteldeutschland wächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Onshore-Windleistung, stetig. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger Verbrauch, der heute schon häufig unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zuwachs der Onshore-Windleistung und Photovoltaik in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie den Zubau an Onshore- und Offshore-Windleistung in Mecklenburg-Vorpommern.

Für die Szenarien des NEP zeichnen sich für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt eine deutliche Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen an Land ab. Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Frühjahr 2023 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen im Jahr 2035 rund 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dieser Importbedarf hat sich durch den politisch beschlossenen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung noch weiter gesteigert.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke sowie der stillzulegenden Kohlekraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC20 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern. In Kombination mit dem Projekt DC31 Suchraum Heide - Suchraum Klein Rogahn ermöglicht DC20 darüber hinaus sogar die direkte Versorgung Süddeutschlands mit Onshore- und Offshore-Windenergie aus Schleswig-Holstein.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern in Österreich her und leistet somit einen essenziellen Beitrag zur Energiewende.

Die HGÜ-Verbindung DC20 wird im Abschnitt Landkreis Börde - Isar weitgehend als Erdkabel geplant. Im Sinne einer vorausschauenden Planung waren bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung auf diesem Abschnitt vorgesehen. Diese planerischen Vorarbeiten können nun von DC20 genutzt werden. So werden im Planfeststellungsverfahren und insbesondere den folgenden Bauphasen Synergien geschaffen und die Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich reduziert.

Die HGÜ-Verbindung DC20 ermöglicht einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität im Süden Deutschlands. Insbesondere bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten wird das süddeutsche Netz durch den zielgerichteten Leistungstransport entscheidend gestützt.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Mitteldeutschland und Bayern, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

Seit dem NEP 2022 (2012) bestätigt sich in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern, der durch die HGÜ-Verbindung DC20 mit einer Bemessungsleistung von 2 GW möglichst in bestehender Trasse gedeckt wird. Die HGÜ-Verbindung könnte weitestgehend in den Schutzstreifen bestehender AC-Freileitungen und DC-Kabeltrassen umgesetzt werden.

Im „Vorschlag für Lösung der Netzprobleme im Dreiländereck Bayern, Hessen und Thüringen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Energieministerien der Länder Bayern, Hessen und Thüringen vom 05.06.2019 wurde unter anderem die Bundesnetzagentur mit der Prüfung beauftragt, ob auf das Projekt P44 verzichtet werden kann, wenn nicht nur das Vorhaben P43 (Ursprungsvariante), sondern auch bereits 2030

die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2030 (2019) für 2035 vorgesehene Erweiterung des SuedOst-Link vom Suchraum Klein Rogahn nach Isar realisiert wird (DC20; SOL-Erweiterung).

Im Rahmen des daraufhin von der Bundesnetzagentur durchgeführten Variantenvergleichs der Vorhaben P44 (Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld) und DC20 (HGÜ-Verbindung Suchraum Klein Rogahn - Isar) hat die Bundesnetzagentur Netzanalysen für beide Varianten im Zieljahr 2030 durchgeführt. Dabei erweist sich das Vorhaben DC20 als grundsätzlich geeignet, an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern eine Entlastung im bestehenden Stromnetz zu schaffen. Zudem hat die Bundesnetzagentur den deutschlandweiten Überlastungsindex für beide Varianten berechnet, welcher für die Entlastung auf überregionale Engpässe zugunsten DC20 eine um 12 % höhere Reduktion feststellt als bei der alternativen, eher regional wirkenden Maßnahme P44.

Im Dokument „Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“ (S. 160 ff.) vom 20. Dezember 2019 kommt die Bundesnetzagentur zu folgendem Ergebnis: „Die alternativ geprüfte SuedOst-Link-Erweiterung (DC20) im Jahr 2030 hat sich grundsätzlich ebenfalls als geeignet erwiesen. Insofern wird es im folgenden Gesetzgebungsverfahren einer Abwägungsentscheidung bedürfen, welche Alternative mit Blick auf Realisierungschancen und Akzeptanz weiter geplant werden soll. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, dass beim Vorhaben Nr. 5 des BBPlG (2019) (SuedOstLink) bereits zusätzliche Leerrohre gesetzlich vorgesehen waren (Kennzeichnung im Gesetz mit „H“).“

Im Dokument „Bedarfsermittlung 2019-2030: Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom“ (S. 169) vom 6. August 2019 hatte die Bundesnetzagentur dazu weiter erläutert: „Im Falle einer Abwägungsentscheidung gegen P44 wäre die Maßnahme DC20 vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse für 2030 bestätigungsfähig.“ In der Folge wurde vom Gesetzgeber das Projekt DC20 im Jahr 2021 als Vorhaben 5a in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Planung des deutschen Übertragungsnetzes für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden.

Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzschwerpunkten mit starker Vermaschung im Übertragungsnetz selbst und starker Anbindung an die

regionalen Versorgungsstrukturen, um die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energiequellen auf der einen Seite aus dem AC-Netz der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. auf der anderen Seite wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Netzverknüpfungspunkten eine entlastende Wirkung auf die AC-Leitungen entlang der Transportachse haben. Auf diese Art wird der ansonsten notwendige zusätzliche AC-Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurde der Suchraum Klein Rogahn und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Suchraum Klein Rogahn ist hierbei im Zusammenspiel mit der leistungsflusssteuernden Maßnahme in Güstrow (PST; Projekt 50HzT-P357) ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung ungewollter Leistungsflüsse nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch einen zusätzlichen Netzausbau zwischen Isar und Altheim (P225; BBP-Vorhaben 77) und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von bzw. im Zusammenspiel mit Windenergie und Photovoltaik einzusetzen.

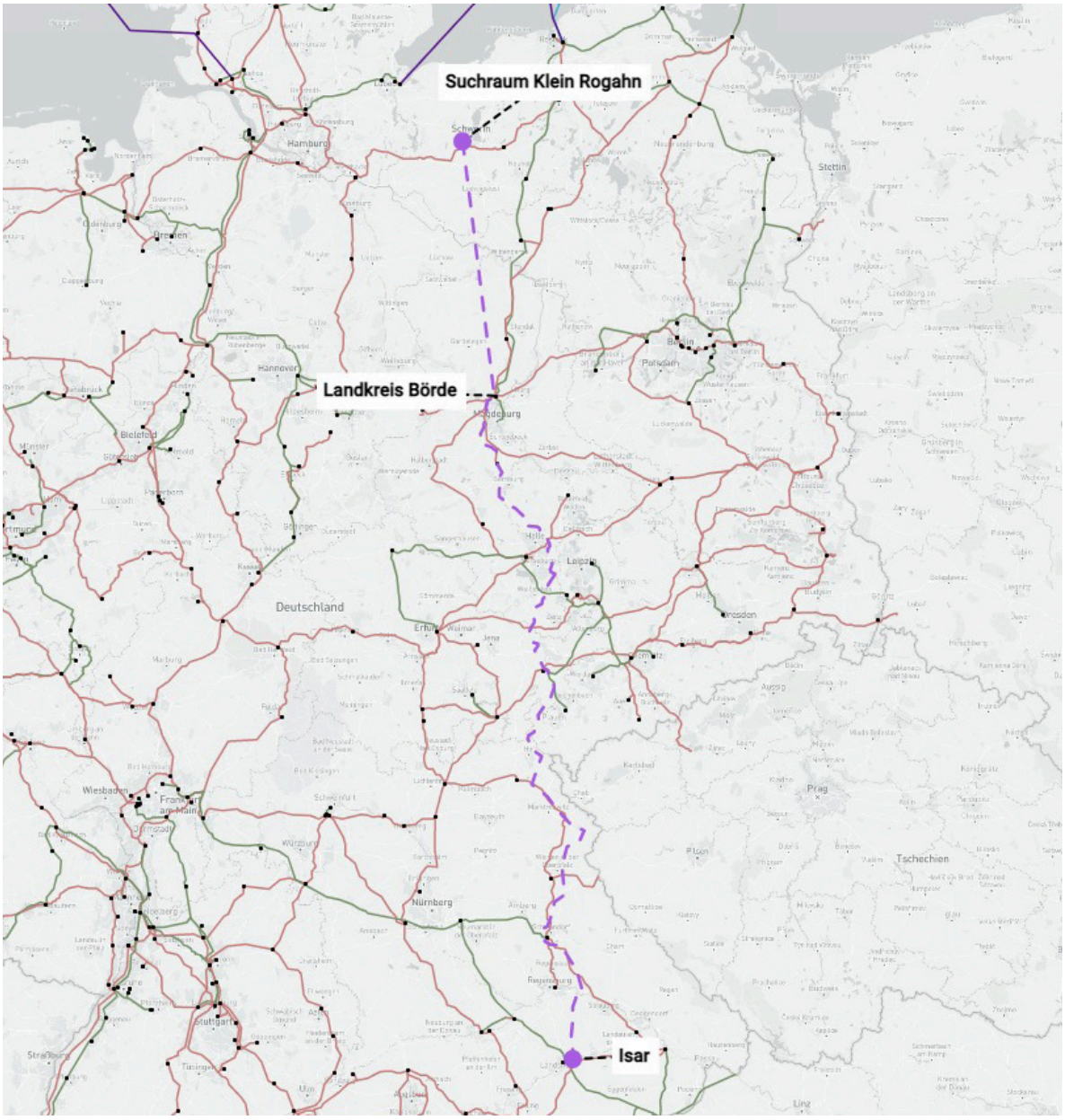
Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die HGÜ-Verbindung von Güstrow nach Isar betrachtet werden, die bereits im NEP 2030 (2017) Ergebnis der Planungen war. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle erweist sich eine Verlagerung des Standortes von Güstrow in den Suchraum Klein Rogahn als vorteilhaft, um den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom effizient in das Netz zu integrieren. Im Vergleich zu dem bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow, trägt die weiter westliche Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Das AC-Netz wird wirkungsvoll entlastet und Überlastungen der benachbarten Netze in Polen und Tschechien können reduziert werden. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (50HzT-P357) können gezielt zur Entlastung der Leitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein. Für den südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar sind Alternativen im Rahmen von DC5 geprüft worden (s. Steckbrief DC5).

Im Bestätigungsdokument zum NEP 2030 (2019) kommt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass die HGÜ-Verbindung DC20 zwischen dem Suchraum Klein Rogahn und Isar mit 2 GW bis zum Jahr 2030 als Alternative zur P44 grundsätzlich geeignet ist. Darauf aufbauend wurde vom Gesetzgeber das Projekt DC20 im Jahr 2021 als Vorhaben Nr. 5a in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Die Darstellung des südlichen Vorhabenteils zwischen Isar und Landkreis Börde übernimmt den verbindlich für die nachfolgende Planung festgelegten Trassenkorridor von DC5 (BBP Nr. 5), der nach § 18 Abs. 3a NABEG voraussichtlich für die Maßnahme DC20 verbindlich sein wird. Demgegenüber folgt die Darstellung der für Neubauvorhaben üblichen Logik für den Abschnitt zwischen dem Suchraum Klein Rogahn und Landkreis Börde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC20 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig und im NEP 2035 (2021) erneut von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 5a im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die im Kapitel „Marktsimulation“ ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. BBPlG 2022: 49
Nr. TYNDP 2022: 1034
Nr. PCI: 2.31.3

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC21b: Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilhelmshaven/Landkreis Friesland nach Lippetal/Welver/Hamm vorgesehen (Netzausbau). In Wilhelmshaven/Landkreis Friesland und Lippetal/Welver/Hamm sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau). Das Projekt soll als Punkt-zu-Punkt-Maßnahme umgesetzt werden.

  Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC25 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer gemeinsamen Stammstrecke realisiert werden. Bei dem genannten Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG. Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz. Es gilt ebenso eine Leerrohrvorgabe gemäß dem Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC21b	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse, Leerrohrerrichtung 3 Adern	270		x	x	x	x	x	x	2032*	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Zusätzlich soll ab Fedderwarden eine neue Verbindung nach Großbritannien mit 1,4 GW in Betrieb genommen werden (s. P328). Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC21 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Regionen in Niedersachsen mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft.

* Zusätzliche Mitnahme von Leerrohren im Sinne der Bündelung führt zu einer längeren Projektlaufzeit.

Dies erfolgt ohne unzulässige Belastungen des bestehenden AC-Netzes, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden. Mit der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden.

Die im Rahmen von P175 zu errichtende Umspannanlage in Wilhelmshaven/Landkreis Friesland ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von 4 GW Offshore-Windenergie bis 2031 vorgesehen (NOR-9-2 & NOR-11-2).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC21b hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die im Rahmen von P175 zu errichtende Umspannanlage in Wilhelmshaven/Landkreis Friesland ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Die Region Hamm (Lippetal/Welver/Hamm) ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralem Verbrauchsschwerpunkt geeignet. Der Kraftwerksblock E des Steinkohlekraftwerks Westfalen in Hamm-Uentrop wurde zum rotierenden Phasenschieber umgerüstet. Mit Errichtung des Konverters kann der Phasenschieberbetrieb zur Bereitstellung von Blindleistung in der Region abgelöst werden.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC21 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 49 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. BBPlG 2022: 48
Nr. TYNDP 2022: 1034
Nr. PCI: 2.31.2

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC25: Heide/West – Polsum
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Heide/West nach Polsum vorgesehen (Netzausbau). In Heide/West und Polsum sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau). Das Projekt soll als Punkt-zu-Punkt-Maßnahme umgesetzt werden.

  Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC21 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer gemeinsamen Stammstrecke realisiert werden. Im Bereich der Elbekreuzung ist gemäß Bundesbedarfsplan (BBP) 2022 eine Bündelung mit SuedLink (DC3/DC4) vorgesehen. Bei den genannten Projekten handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC25	L	NI, NW, SH	NA	Leerrohrerrichtung 3 Adern, Neubau in neuer Trasse	440		x	x	x	x	x	x	2032*	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC25 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Region in

* Zusätzliche Mitnahme von Leerrohren im Sinne der Bündelung führt zu einer längeren Projektlaufzeit.

Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Polsum zeigt sich dabei aufgrund der Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet und der netztechnischen Anbindung als geeigneter Standort.

Dies erfolgt ohne unzulässige Belastungen des bestehenden AC-Netzes, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen, was zu Einspeiseeinschränkungen bei erneuerbaren Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfes führen würde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC25 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck einer großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

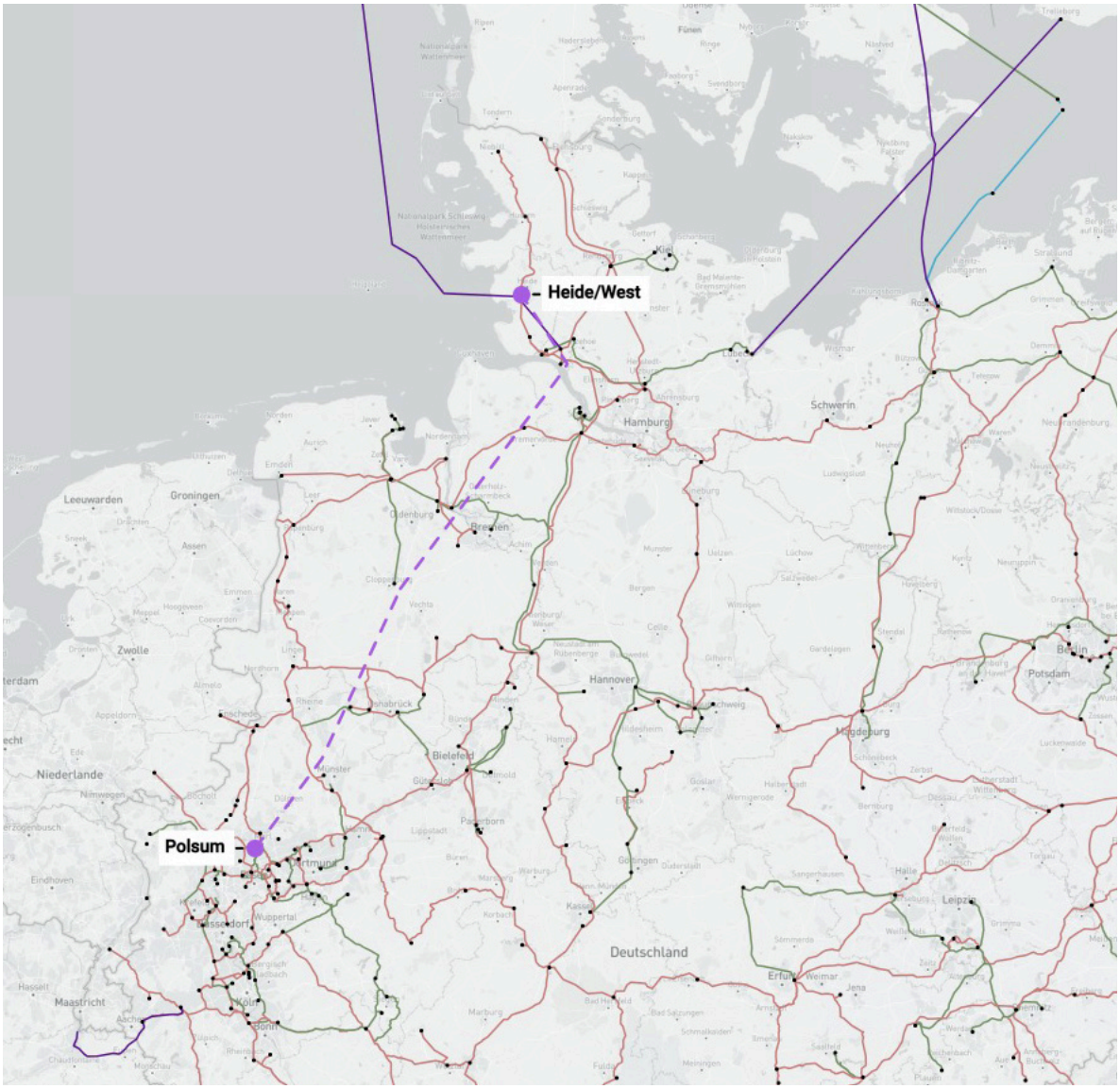
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird. Die Schaltanlage Heide/West ist wegen der hohen Einspeisung aus Onshore-Windenergie in der Region gut als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung geeignet, zudem ist dort perspektivisch der Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen.

Darüber hinaus bildet die Westküstenleitung (s. TTG-P25) in Schleswig-Holstein ab dem Jahr 2023 einen direkten Interkonnektor zu Dänemark. Die Schaltanlage Polsum ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralem Verbrauchsschwerpunkt geeignet. Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in Teilen als paralleles Erdkabel auf einer gemeinsamen Stammstrecke wird die Raum-inanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC25 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 48 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

DC31/DC32: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT Nr. BBPlG 2022: 81

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holsteins nach Mecklenburg-Vorpommern. Es enthält die beiden Maßnahmen:

- DC31: Suchraum Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden – Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
  Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC31 verbindet die Regionen Nord-und Nordostdeutschland und transportiert somit die Onshore- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. der Westküste Schleswig-Holsteins in die 50Hertz-Regelzone. Dabei dient DC31 als Multiterminal-HGÜ-System in Schleswig-Holstein zur Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz.

  Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden wie folgt abgekürzt: "Suchraum Heide". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin wie folgt abgekürzt: "Suchraum Klein Rogahn".

  Im Suchraum Klein Rogahn ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW (Netzausbau) vorgesehen. Im Suchraum Heide ist eine 525-kV-DC-Schaltanlage zu errichten, deren Schalttopologie aber nur im spannungslosen Zustand geändert werden kann. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC31 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-2 umfasst.

  Die HGÜ-Verbindung DC31 verbindet den im Eigentum von 50Hertz liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide (NVP) mit dem im Eigentum und in der Regelzone von 50Hertz liegenden NVP im Suchraum Klein Rogahn. Die Errichtung der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide liegt dabei – unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT geregelten Eigentumsgrenzen – in deren gemeinsamer Verantwortung. Die Verbindung DC31 liegt – ebenfalls unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT vereinbarten Eigentumsgrenze auf der Mitte der Leitung – vollständig in der 50Hertz-Regelzone.

  DC31 soll die im Suchraum Heide angeschlossenen Offshore-Netzanbindungssysteme von NOR-11-1 bzw. NOR-12-2 sowie Leistung aus Onshore-Windenergie entlang der Westküste Schleswig-Holsteins in den Suchraum Klein Rogahn transportieren, von wo die Leistung sowohl über DC20 als auch die bestehende AC-Infrastruktur zu den südlicher gelegenen Lastzentren transportiert wird. Zusätzlich entlastet DC31 in Zeiten, zu denen die Einspeisung aus Offshore-Windenergie nicht voll zur Verfügung steht, die AC-Netzinfrastruktur in Schleswig-Holstein und im Großraum Hamburg. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide an den NVP Heide/West erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-12-2.

- DC32: Suchraum Pöschendorf – Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
  Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC32 verbindet die Regionen Nord-und Nordostdeutschland und transportiert somit die Onshore- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. der Westküste Schleswig-Holsteins in die 50Hertz-Regelzone. Dabei dient DC32 als Multiterminal-HGÜ-System in Schleswig-Holstein zur Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz.

  Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum der Gemeinden Pöschendorf, Hadenfeld, Kaisborstel und Looft und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin wie folgt abgekürzt: Suchraum Klein Rogahn sowie der Suchraum Gemeinden Pöschendorf, Hadenfeld, Kaisborstel und Looft: Suchraum Pöschendorf.

  Im Suchraum Klein Rogahn ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW (Netzausbau) vorgesehen. Im Suchraum Pöschendorf ist eine 525-kV-DC-Schaltanlage zu errichten, deren Schalttopologie aber nur im spannungslosen Zustand geändert werden kann. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC32 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-13-2 und NOR-16-2 umfasst.

  Die HGÜ-Verbindung DC32 verbindet den im Eigentum von 50Hertz liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf (NVP) mit dem im Eigentum und in der Regelzone von 50Hertz liegenden NVP im Suchraum Klein Rogahn. Die Errichtung der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf liegt dabei – unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT geregelten Eigentumsgrenzen – in deren gemeinsamer Verantwortung. Die Verbindung DC32 liegt – ebenfalls unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT vereinbarten Eigentumsgrenze auf der Mitte der Leitung – vollständig in der Regelzone von 50Hertz.

  DC32 soll die im Suchraum Pöschendorf angeschlossenen Offshore-Netzanbindungssysteme von NOR-13-2 bzw. NOR-16-2 sowie Leistung aus Onshore-Windenergie aus dem Südwesten Schleswig-Holsteins in den Suchraum Klein Rogahn transportieren, von wo die Leistung sowohl über die HGÜ-Verbindung DC20 als auch die bestehende AC-Infrastruktur zu den südlicher gelegenen Lastzentren transportiert wird. Zusätzlich entlastet DC32 in Zeiten, zu denen die Einspeisung aus Offshore-Windenergie nicht voll zur Verfügung steht, die AC-Netzinfrastruktur in Schleswig-Holstein und im Großraum Hamburg. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf an den NVP erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-16-2.

Bei den genannten Maßnahmen handelt es sich um Pilotprojekte für verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindungen sind länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für beide Maßnahmen wird ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz angenommen.

Die Verbindungen DC31 und DC32 werden nach Planung der ÜNB in weiten Teilen gemeinsam als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert und stellen daher zwei Bestandteile eines Projekts dar.

Für das Projekt wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC31	L	MV, SH	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter), Leerrohrerrichtung 3 Adern	212		x	x	x	x	x	x	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC32	L	MV, SH	NV	Leerrohrnutzung (inkl. Leerrohr für metallischen Rückleiter)		170	x	x	x	x	x	x	2034	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Für die betrachteten Szenarien zeichnet sich für Schleswig-Holstein eine deutliche Zunahme der EE-Leistung on- und offshore ab, woraus ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region resultiert. Der Zubau an erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein führt zu kritischen Engpasssituationen im Übertragungsnetz, welche weitere Netzausbauprojekte in dieser Netzregion dringend notwendig machen.

DC31 und DC32 verbinden die Stromerzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins sowie aus der Nordsee mit Mecklenburg-Vorpommern – mit dem Ziel, die Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz zu vergleichmäßigen. Der Netzausbau zwischen dem Suchraum Heide bzw. dem Suchraum Pöschendorf und dem Suchraum Klein Rogahn erhöht die Übertragungskapazität in nordöstlicher Richtung und wirkt somit entlastend auf die Nord-Süd-Transportachsen zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen, auf die perspektivisch sehr hochausgelasteten Leitungen im Großraum Hamburg sowie auf die AC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

Die Errichtung von DC31 und DC32 ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten aus den EE-Quellen insbesondere von Offshore-Windenergieanlagen zu den östlichen Nord-Süd-Transportachsen. Dies ist besonders notwendig, um die Leistung im deutschen Übertragungsnetz gleichmäßig zu verteilen, um auf diese Weise Engpassmanagementkosten zu reduzieren sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für die Übertragungsaufgabe von DC31 und DC32 stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein in Richtung Süden, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung der Engpassmanagementkosten führen würden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Der Suchraum Heide ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss der Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-2 mit jeweils 2 GW bis zum Jahr 2030 vorgesehen. Die Anbindung der Offshore-Netzanbindungssysteme an DC31 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Die Anbindung der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide an das AC-Netz erfolgt über den Konverter von NOR-12-2, der bis 2030 zu realisieren ist. Die im Rahmen von DC20 zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Klein Rogahn zeigt sich als geeigneter Netzverknüpfungspunkt für die Anbindung von DC31 an DC20. Dementsprechend ist bei der Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte für DC31 stets das Zusammenwirken mit DC32 und DC20 zu berücksichtigen.

Der Suchraum Pöschendorf ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss der Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-13-2 und NOR-16-2 mit jeweils 2 GW bis zum Jahr 2034 vorgesehen. Die Anbindung der Offshore-Netzanbindungssysteme an DC32 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage in Pöschendorf. Die Anbindung der DC-Schaltanlage in Pöschendorf an das AC-Netz erfolgt über den Konverter von NOR-16-2, der bis 2034 zu realisieren ist. Die im Rahmen von DC20 zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Klein Rogahn zeigt sich als geeigneter Netzverknüpfungspunkt für die Anbindung von DC31 und DC32 an DC20. Dementsprechend ist auch bei der Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte für DC32 stets das Zusammenwirken mit DC31 und DC20 zu berücksichtigen.

Für DC20 wurde der alternative Netzverknüpfungspunkt Güstrow geprüft. Aus diesem Grund wäre auch für DC31 und DC32 der NVP Güstrow als Alternative zu nennen, sofern Güstrow auch für DC20 als nördlicher Netzverknüpfungspunkt gewählt würde. Jedoch erweist sich die Verlagerung des Standortes von Güstrow in den Suchraum Klein Rogahn als vorteilhaft, um den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom effizient in das Netz zu integrieren. Im Vergleich zu dem bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow trägt die weiter westlich gelegene Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (50HzT-P357) können gezielt zur Entlastung der Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein.

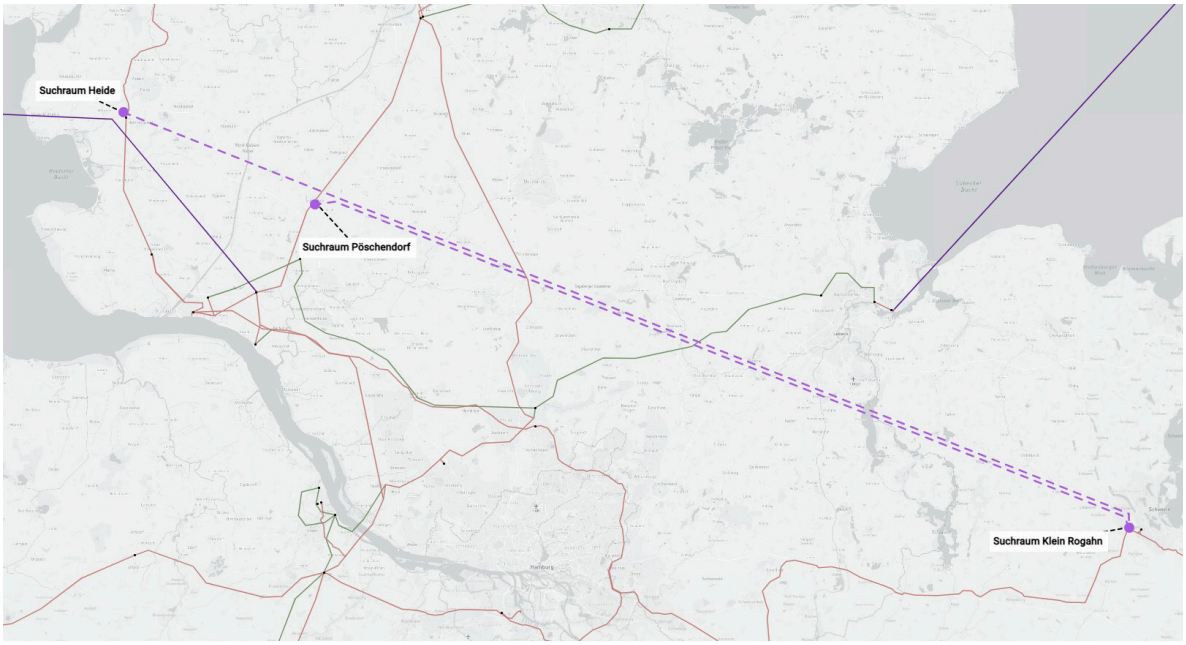
Im NEP 2035 (2021) wurde als Alternative zu DC31 für den großräumigen Nord-Süd-Transport von Schleswig-Holstein in Richtung Süden der Zubau einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung von Heide/West nach Altbach in Baden-Württemberg untersucht. Diese Verbindung, die in Schleswig-Holstein möglicherweise mit DC25 sowie im weiteren Verlauf weitgehend mit DC3 und DC4 gebündelt werden könnte, würde die großräumige Transportaufgabe ebenfalls grundsätzlich erfüllen. Die HGÜ-Verbindung Heide/West – Altbach wäre jedoch deutlich länger und teurer als das Projekt DC31 und wurde insofern als unwirtschaftlich verworfen. Zudem führt die Bündelung im südlichen Abschnitt zwangsläufig zu erheblichen Projektverzögerungen für die beiden bereits im Genehmigungsverfahren weit fortgeschrittenen Abschnitte von SuedLink (DC3 und DC4). Diese Projektverzögerung würde zwangsläufig zu einem erheblichen Anstieg der Engpassmanagementkosten führen.

Bisherige Bestätigung des Projekts und Zusammenhang zwischen DC31 und DC32

Das Projekt DC31 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 81 im Bundesbedarfsplan enthalten und es wurde dabei auch die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für Leerrohre gemäß § 2 Abs. 8 BBPlG gesetzlich festgestellt (H-Kennzeichnung). Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für die H-Kennzeichnung ergab sich im Sinne einer vorausschauenden Planung aus dem erkennbaren weiteren Bedarf für eine Gleichstromleitung in dem betreffenden Planungsraum mit einer Kapazität von voraussichtlich 2 GW, wobei für die Einzelheiten der Bedarfsprüfung auf den nachfolgenden (also jetzigen) NEP verwiesen wurde (BT-Drs. 20/2402, S. 54).

Im vorliegenden NEP ist der betreffende Zusatzbedarf, der bislang bei DC31 über die Leerrohre erfasst werden sollte, nunmehr von DC32 abgedeckt. DC32 wurde bisher noch nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt und wird im NEP 2037/2045 (2023) nunmehr erstmalig als bestätigungsfähig ausgewiesen. Die bisherige Leerrohrfestlegung für DC31 ist daher nicht mehr erforderlich, sondern geht in DC32 auf.

Die Verbindungen DC31 und DC32 werden nach Planung der ÜNB in weiten Teilen gemeinsam als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert und stellen daher zwei Bestandteile eines Projekts dar.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

DC34/DC35: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 82

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen in das Rhein-Main-Gebiet. Es enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC34: Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede nach Bürstadt vorgesehen (Netzausbau). In Ovelgönne/ Rastede/Wiefelstede/Westerstede ist eine DC-Konverterstation zusammen mit den Offshore-Projekten NOR-13-1 und NOR-20-1 von TenneT mit einer Kapazität von jeweils 2 GW als Multiterminallösung zu errichten (Netzausbau) und an die im Rahmen von P119 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage anzubinden. Die Multiterminalanlage NordWestHub wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. In Bürstadt/ Lampertheim/Biblis/Groß-Rohrheim ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).
- DC35: Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim (Taunus)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede nach Marxheim (Taunus) vorgesehen (Netzausbau). In Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede ist diese Leitung in die geplante Multiterminalanlage der DC34 einzubinden. In der Region Hofheim am Taunus/ Kriftel ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt wird ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) angenommen. Es wurde darüber hinaus für DC34 bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 12 Abs. 1 S. 18 BBPlG gesetzlich festgestellt.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung sollen die Maßnahmen DC34 und DC35 mit den Offshore-Anbindungssystemen NOR-19-2 und NOR-19-3 in einem gemeinsamen Korridor ab Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede gebündelt umgesetzt werden. Für DC34 und DC35 wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC34	L	HE, NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter), Parallelneubau mit DC35	523		x	x	x	x	x	x	2033*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC34Konv1	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC35	L	HE, NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter), Parallelneubau mit DC34	461		x	x	x	x	x	x	2035**	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Das Rhein-Main Gebiet hingegen zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in den Zieljahren aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Darum ist die Region besonders nach dem sukzessiven Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für das Zieljahr 2037 eine erhöhte großräumige Übertragungskapazität aus Norddeutschland in Richtung der Lastzentren im Rhein-Main Gebiet benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindungen DC34/DC35 mit einer Nennleistung von je 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Regionen in Niedersachsen mit den Verbrauchszentren im südlichen Hessen sowie dem nördlichen Baden-Württemberg zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Dies erfolgt ohne unzulässige Belastungen des bestehenden AC-Netzes, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden.

Mit den HGÜ-Verbindungen von Niedersachsen nach Hessen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen sind eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Rhein-Main Gebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Rhein-Main-Gebiet aufgrund des erhöhten Lastbedarfs zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

* Die gesetzlichen Maßnahmen zur Genehmigungsbeschleunigung (EU-VO und Präferenzräume) ermöglichen eine schnellere Inbetriebnahme.

** Die Bündelung mit DC34 ermöglicht eine schnellere Inbetriebnahme.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand ist für Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede in Niedersachsen eine Multiterminallösung zusammen mit den Offshore-Netzanbindungen NOR-13-1 und NOR-20-1 von TenneT (je 2 GW) sowie den HGÜ-Verbindungen DC34 (BBPlG Nr. 82) und DC35 von Amprion mit 2 GW Ein- und Ausspeisefähigkeit in Niedersachsen vorgesehen. Die Multiterminalanlage NordWestHub wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. Gegenüber einer Auslegung mit vier Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme, denn es werden keine zusätzlichen Konverter benötigt (s. hierzu auch Kapitel 6 des NEP-Berichts). Eine Ausführung als individuelle Punkt-zu-Punkt-Systeme würde in Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede je einen Konverter für DC34 und einen für DC35 erforderlich machen. Nur falls eine Umsetzung der Multiterminallösung mit drei oder fünf Terminals nicht möglich sein sollte, beispielsweise, wenn technologische Realisierungsrisiken bestehen sollten, so wären die Übertragungsstrecken als Punkt-zu-Punkt-Systeme auszuführen. Dies stellt die letzte von mehreren Rückfalloptionen dar.

Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Planungsprozess der Netzentwicklung. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindungen bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Hessen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden. Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie ab 2031 vorgesehen (NOR-13-1 und NOR-20-1). Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindung NOR-13-1 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, welches innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, welche am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

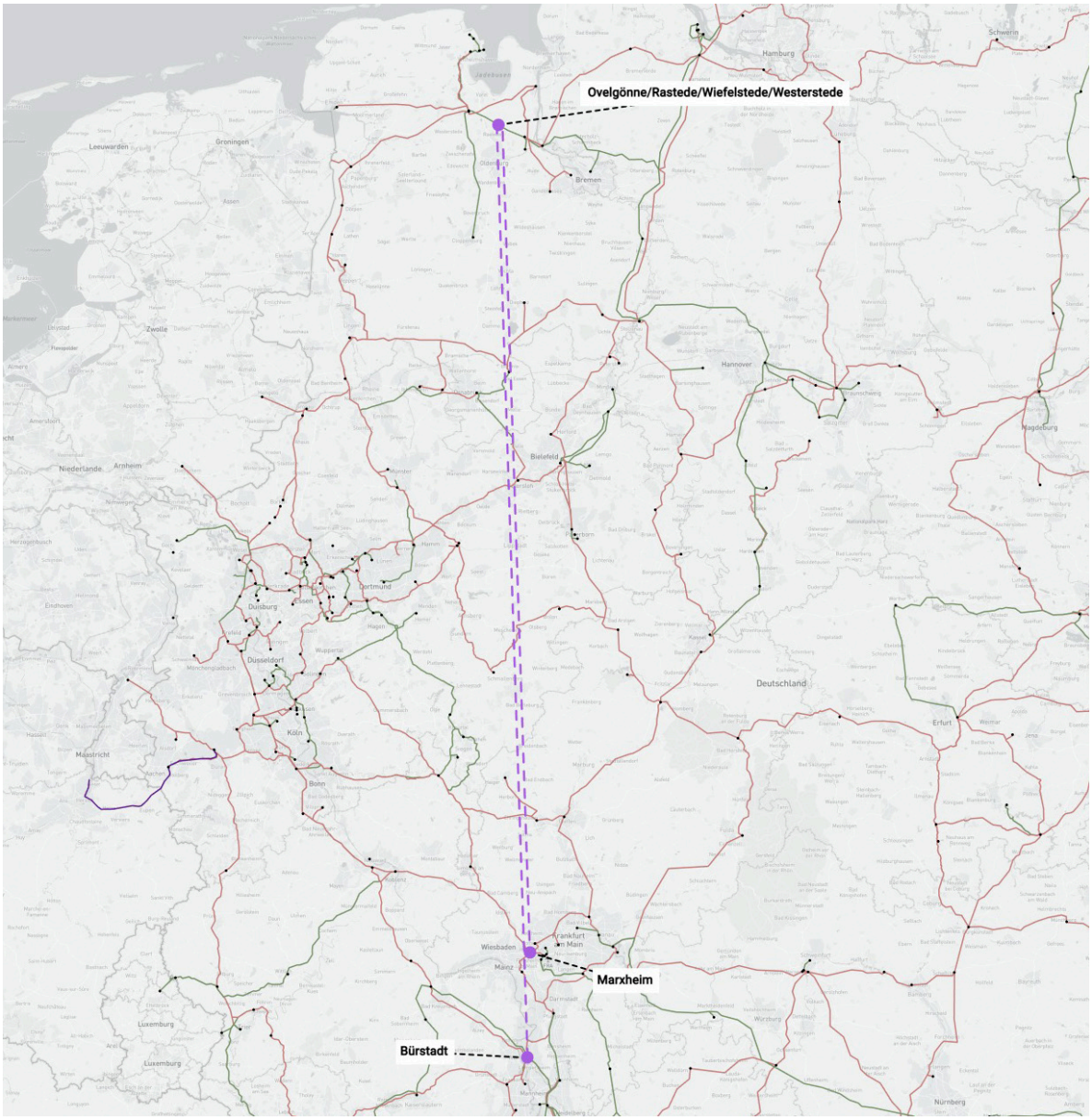
Die geplante Schaltanlage Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede ist wegen der küstennahen Lage gut geeignet, um Offshore Windenergie anzuschließen. Darüber hinaus kann über die geplanten DC-Verbindungen die in der Region nordwestliches Niedersachsen stark konzentrierte Leistung aus Onshore-Windenergie abtransportiert werden. Bürstadt sowie Marxheim sind wegen der Nähe zum Frankfurter Raum und den umliegenden Industrieschwerpunkten als zentrale Verbrauchsschwerpunkte geeignet.

Im NEP 2035 (2021) haben die den ÜNB vorliegenden Lastanfragen aus dem Rhein-Main Gebiet und die dadurch hervorgerufenen Überlastungen nördlich davon den Ausschlag gegeben, die Verbindung DC34 in Bürstadt enden zu lassen. Aufgrund der Vielzahl an zusätzlichen Offshore-Anschlüssen im Vergleich zum NEP 2030 (2019) hat es sich zudem als netztechnisch sinnvoller erwiesen, die Verbindung direkt im Norden Niedersachsens beginnen zu lassen, um das AC-Netz bei hohem Nord-Süd-Transportbedarf zu entlasten. Durch die weiterhin hohen Lastanfragen im Rhein-Main-Gebiet sowie die effiziente Nutzung des Korridors von DC34 ist es notwendig, ein weiteres 2 GW System in der Region enden zu lassen, was den Ausschlag bei der Verbindung DC35 für Marxheim (Taunus) gegeben hat. Durch die Parallelführung von DC34 und DC35 können zusätzliche Neubetroffenheiten durch einen weiteren eigenständigen DC35-Korridor verhindern werden und es kann dem Bündelungsprinzip vorausschauend Rechnung getragen werden.

Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC34 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist im Bundesbedarfsplan unter der Nr. 82 enthalten. Die Maßnahme DC35 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

DC40: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Sachsen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC40 verbindet Niedersachsen mit Sachsen und ermöglicht einen Leistungsaustausch zwischen den Regionen. In Zeiten mit hoher Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. von der Küste Niedersachsens transportiert die HGÜ-Verbindung Leistung in die 50Hertz-Regelzone. In Zeiten mit geringer EE-Einspeisung in Niedersachsen und hohen Ost-West-Leistungsflüssen ermöglicht die HGÜ-Verbindung einen Leistungstransport von Ost nach West. Dabei dient DC40 als Multiterminal-HGÜ-System in Niedersachsen zur Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz.

- DC40: Suchraum Nüttermoor – Streumen
  Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie den Gemeinden Moormerland und Jemgum und dem bestehenden Umspannwerk (UW) Streumen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie den Gemeinden Moormerland und Jemgum wie folgt abgekürzt: "Suchraum Nüttermoor".
  Im UW Streumen (Netzverknüpfungspunkt (NVP) zum Offshore-Netz) ist der Anschluss einer DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW (Netzausbau) vorgesehen. Im Suchraum Nüttermoor ist eine 525-kV-DC-Schaltanlage zu errichten. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC40 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-17-2 und NOR-x-11 umfasst.
  Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient dabei die zwischen 50Hertz und Tennet vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzonengrenze: Abschnitt UW Streumen einschließlich Konverter in Streumen bis einschließlich des Kreuzungspunktes mit DC42 (Eigentum und Regelzone 50Hertz) und Abschnitt ab Kreuzungspunkt mit DC42 über den Kreuzungspunkt mit DC41 bis zum Suchraum Nüttermoor einschließlich Konverter und DC-Schaltanlage in Nüttermoor (Eigentum und Regelzone TenneT) entsprechend der zwischen den Parteien geschlossenen Vereinbarung.

DC40 soll die im Suchraum Nüttermoor angeschlossenen Offshore-Netzanbindungssysteme von NOR-17-2 bzw. NOR-x-11 sowie Leistung aus Onshore-Windenergie entlang der Küste Niedersachsens nach Streumen transportieren, von wo die Leistung über die bestehende AC-Infrastruktur zu den südlicher gelegenen Lastzentren transportiert wird. Zusätzlich entlastet DC40 in Zeiten, zu denen die Einspeisung aus Offshore-Windenergie nicht voll zur Verfügung steht, die AC-Netzinfrastruktur. In diesen Situationen trägt die HGÜ-Verbindung ebenfalls dazu bei, bestehende Netzengpässe in Ost-West-Richtung zu entlasten. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Nüttermoor an den NVP erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-17-2.

Bei dem Projekt handelt es sich um ein Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt wird ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz angenommen.

Für das Projekt wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

Eine oder mehrere der Kreuzungspunkte der HGÜ-Verbindungen DC40, DC41 und DC42 könnten so ausgestaltet werden, dass mittelfristig eine Verknüpfung der DC-Verbindungen möglich wird.
Folgender Nutzen könnte dadurch entstehen:

- Optimierung der Leistungsflüsse und damit verbundene Einsparungen von Engpassmanagementkosten,
- Umschaltung (ggf. auch händisch oder per Schwarzschaltung) bei längerfristigem Ausfall eines Teilabschnittes einer der drei Verbindungen.

Wie die Verknüpfung ausgeführt wird, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht exakt festgelegt werden, da technische Voraussetzungen wie z. B. die Verfügbarkeit von DC-Leistungsschaltern bzw. die örtlichen Gegebenheiten am Verknüpfungspunkt noch nicht geklärt sind. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten sich die Option auf jeden Fall erhalten und werden die Verknüpfungspunkte entsprechend vorbereiten (z. B. durch Flächensicherung, Kabelabschnittsstationen). Im Falle der Realisierung würde solch ein Verknüpfungspunkt der Startpunkt eines deutschen oder europäischen vermaschten DC-Netzes onshore sein.

Aus heutiger Sicht weist der Verknüpfungspunkt von DC40 mit DC41 wirtschaftliche Vorteile hinsichtlich Einsparung von Engpassmanagementkosten auf: Bei einer angenommenen Investitionssumme von ca. 516 Mio. € für die Verknüpfung mit DC-Leistungsschaltern ergibt sich eine jährliche Reduzierung der Engpassmanagementkosten von ca. 20 Mio. €.

Im Rahmen der Konsultation des NEP 2037/2045 (2023) wurde in verschiedenen Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass über die Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) hinaus ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien in Norddeutschland sowie möglicherweise zusätzliche industrielle Lasten in Süddeutschland zu erwarten sind. Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber – gemäß der Vorgaben der Bundesnetzagentur – Annahmen im NEP 2037/2045 (2023) getroffen, die zu einer Reduktion des Übertragungsbedarfs und damit des Netzausbaubedarfs führen. Dazu zählt insbesondere die engpassorientierte Verortung von Flexibilitäten im großen Maßstab. Es nicht ausgeschlossen, dass sich der Szenariorahmen in künftigen Netzentwicklungsplänen in diesen Gesichtspunkten ändern wird. Dies kann zu einem höheren Nord-Süd- bzw. West-Ost-Übertragungsbedarf führen, woraus ein zusätzlicher weiträumiger Netzausbaubedarf resultiert, der den aktuell im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten no regret-Netzausbau übersteigt. Um flexibel auf diese Änderungen reagieren zu können, schlagen die ÜNB daher vor, bei den neu identifizierten HGÜ-Projekten DC40, DC41 sowie DC42 jeweils eine Leerrohrmöglichkeit im Sinne einer vorausschauenden Planung vorzusehen. Damit wird auch die Möglichkeit geschaffen neue HGÜ-Verbindungen nach Bayern führen zu können. Die Option Leerrohre von Beginn an in den Genehmigungsverfahren der Vorhaben DC40, DC41 und DC42 zu berücksichtigen, ermöglicht es Beschleunigungen in den späteren Genehmigungsverfahren zu erzielen und Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich zu reduzieren. Die konkreten Analysen für den Bedarf zusätzlicher HGÜ-Verbindungen sowie optimaler Netzverknüpfungspunkte erfolgen im regulären Prozess des kommenden NEP 2025 unter Berücksichtigung eines aktualisieren Szenariorahmens.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC40	L	NI, SN, ST	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	594		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Für die betrachteten Szenarien zeichnet sich für Niedersachsen eine deutliche Zunahme der EE-Leistung on- und offshore ab, woraus ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region resultiert. Der Zubau an erneuerbaren Energien in Niedersachsen führt zu kritischen Engpasssituationen im Übertragungsnetz, welche weitere Netzausbauprojekte in dieser Netzregion dringend notwendig machen.

Netzplanerische Begründung

DC40 verbindet die Stromerzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergie an der Küste Niedersachsens sowie aus der Nordsee mit Sachsen mit dem Ziel, die Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz zu vergleichmäßigen. Der Netzausbau zwischen Nüttermoor und Streumen erhöht die Übertragungskapazität in nordöstlicher Richtung und wirkt somit entlastend auf die Nord-Süd-Transportachsen zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie auf die AC-Verbindungen zwischen den Regelzonen von TenneT und 50Hertz.

Die Errichtung von DC40 ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten aus den EE-Quellen insbesondere von Offshore-Windenergieanlagen zu den östlichen Nord-Süd-Transportachsen. Dies ist besonders vonnöten, um die Leistung im deutschen Übertragungsnetz gleichmäßig zu verteilen, um auf diese Weise Engpassmanagementkosten zu reduzieren sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für die Übertragungsaufgabe von DC40 stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe im gesamten Bundesgebiet, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung der Engpassmanagementkosten führen würden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen, gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

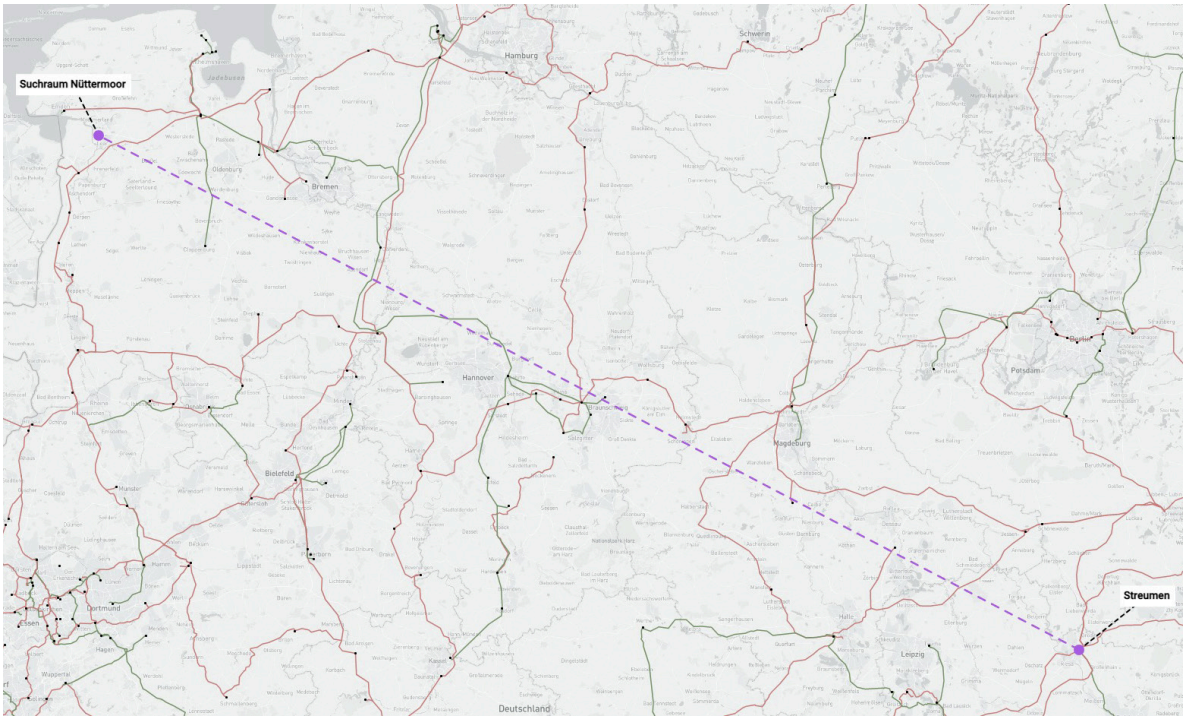
Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, welches innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, welche am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Als mögliche Alternative zum UW Streumen wurde ebenfalls der alternative NVP UW Wolkramshausen betrachtet. Dieser wurde jedoch aufgrund der geringeren engpassreduzierenden Wirkung verworfen.

Der Suchraum Nüttermoor ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss der Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-17-2 und NOR-x-11 mit jeweils 2 GW bis zum Jahr 2044 vorgesehen. Die Anbindung der Offshore-Netzanbindungssysteme an DC40 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Nüttermoor. Die Anbindung der DC-Schaltanlage im Suchraum Nüttermoor an das AC-Netz erfolgt über den Konverter von NOR-17-2, der bis 2037 zu realisieren ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC40 wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

DC41: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT,TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Baden-Württemberg und enthält folgende Maßnahmen:

- DC41: Suchraum Alfstedt – Obrigheim
  Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum der Gemeinden Alfstedt, Armstorf und Hollnseth sowie Obrigheim (Netzausbau). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Alfstedt, Armstorf und Hollnseth wie folgt abgekürzt: Suchraum Alfstedt. Im Suchraum Alfstedt und Obrigheim ist jeweils eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW vorgesehen (Netzausbau). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Alfstedt und Obrigheim zum Anschluss der DC-Konverterstationen erforderlich (Netzverstärkung).
  Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient die zwischen TenneT und TransnetBW vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzonengrenze: Abschnitt Suchraum Alfstedt einschließlich Konverter bis einschließlich des Kreuzungspunktes mit DC40 (Eigentum und Regelzone TenneT) und Abschnitt ab Kreuzungspunkt mit DC40 bis Obrigheim einschließlich Konverter in Obrigheim (Eigentum und Regelzone TransnetBW) entsprechend der zwischen den Parteien geschlossenen Vereinbarung.
- M856: Obrigheim – Hüffenhardt
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der bestehenden 220kV-Leitung in 380kV notwendig zur Anbindung des Konverters in Obrigheim (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den Schaltanlagen Obrigheim und Hüffenhardt erforderlich.

Für das Projekt wird ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz angenommen.

Derzeit wird für das Projekt gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

Eine oder mehrere der Kreuzungspunkte der HGÜ-Verbindungen DC40, DC41 und DC42 könnten so ausgestaltet werden, dass mittelfristig eine Verknüpfung der DC-Verbindungen möglich wird.
Folgender Nutzen könnte dadurch entstehen:

- Optimierung der Leistungsflüsse und damit verbundene Redispatcheinsparungen,
- Umschaltung (gegebenenfalls auch händisch oder per Schwarzschaltung) bei längerfristigem Ausfall eines Teilabschnittes einer der drei Verbindungen.

Wie die Verknüpfung ausgeführt wird, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht exakt festgelegt werden, da technische Voraussetzungen wie zum Beispiel die Verfügbarkeit von DC-Leistungsschaltern beziehungsweise die örtlichen Gegebenheiten am Verknüpfungspunkt noch nicht geklärt sind. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten sich die Option auf jeden Fall erhalten und werden die Verknüpfungspunkte entsprechend vorbereiten (zum Beispiel durch Flächensicherung, Kabelabschnittsstationen). Im Falle der Realisierung würde solch ein Verknüpfungspunkt der Startpunkt eines deutschen oder europäischen vermaschten DC-Netzes onshore sein.

Aus heutiger Sicht weist der Verknüpfungspunkt von DC40 mit DC41 wirtschaftliche Vorteile hinsichtlich Redispatch-Einsparung auf: Bei einer angenommenen Investitionssumme von 516 Mio. € Euro für die Verknüpfung mit DC-Leistungsschaltern ergibt sich eine jährliche Redispatch-Reduzierung von 20,3 Mio. €.

Im Rahmen der Konsultation des NEP 2037/2045 (2023) wurde in verschiedenen Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass über die Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) hinaus ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien in Norddeutschland sowie möglicherweise zusätzliche industrielle Lasten in Süddeutschland zu erwarten sind. Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber – gemäß der Vorgaben der Bundesnetzagentur – Annahmen im NEP 2037/2045 (2023) getroffen, die zu einer Reduktion des Übertragungsbedarfs und damit des Netzausbaubedarfs führen. Dazu zählt insbesondere die engpassorientierte Verortung von Flexibilitäten im großen Maßstab. Es nicht ausgeschlossen, dass sich der Szenariorahmen in künftigen Netzentwicklungsplänen in diesen Gesichtspunkten ändern wird. Dies kann zu einem höheren Nord-Süd- bzw. West-Ost-Übertragungsbedarf führen, woraus ein zusätzlicher weiträumiger Netzausbaubedarf resultiert, der den aktuell im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten no regret-Netzausbau übersteigt. Um flexibel auf diese Änderungen reagieren zu können, schlagen die ÜNB daher vor, bei den neu identifizierten HGÜ-Projekten DC40, DC41 sowie DC42 jeweils eine Leerrohrmöglichkeit im Sinne einer vorausschauenden Planung vorzusehen. Damit wird auch die Möglichkeit geschaffen neue HGÜ-Verbindungen nach Bayern führen zu können. Die Option Leerrohre von Beginn an in den Genehmigungsverfahren der Vorhaben DC40, DC41 und DC42 zu berücksichtigen, ermöglicht es Beschleunigungen in den späteren Genehmigungsverfahren zu erzielen und Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich zu reduzieren. Die konkreten Analysen für den Bedarf zusätzlicher HGÜ-Verbindungen sowie optimaler Netzverknüpfungspunkte erfolgen im regulären Prozess des kommenden NEP 2025 unter Berücksichtigung eines aktualisieren Szenariorahmens.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC41	L	BW, BY, HE, NI, TH	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	607		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein bedeutender Erzeugungsüberschuss aus der Region. Baden-Württemberg ist dagegen, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Zwar schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) auch in Baden-Württemberg weiter voran. Aufgrund der Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Wärme und der industriellen Prozesse durch Elektrifizierung steigt jedoch auch der Strombedarf in Baden-Württemberg erheblich an.

Netzplanerische Begründung

Der bereits geplante Netzausbau reicht nicht aus, um die großräumigen Überlastungen im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland zu beheben. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert. Die Verbindung der windreichen Regionen in Norddeutschland mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart erhöht die Versorgungssicherheit sowohl in diesen, als auch in den dazwischen liegenden und benachbarten Regionen. Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Energieübertragung aus den

erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg. Aufgrund des starken Zubaus an Photovoltaik wird es zukünftig im süddeutschen Raum in sonnenreichen Zeiten auch Erzeugungsüberschüsse geben. Diese verursachen wiederum starke Süd-Nord-Flüsse. Durch die neue Verbindung können Überlastungen in dieser Richtung ebenfalls reduziert werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. DDas Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt bei großräumigem Transportbedarf die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

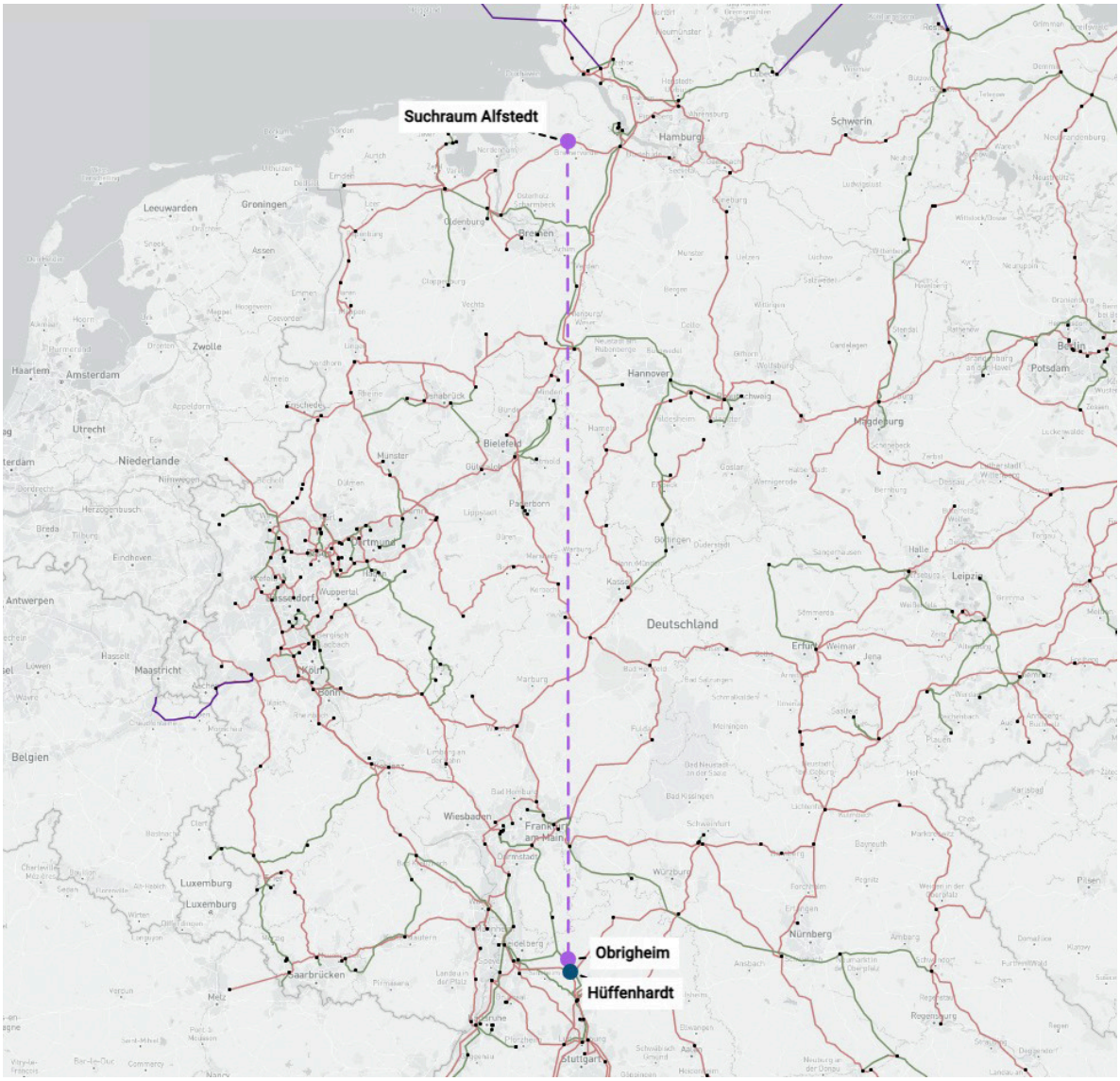
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, das innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, die am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Der Bedarf für die Stärkung der AC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen durch das Projekt P478 Pöschendorf – Alfstedt ist unabhängig von DC41. Durch dieses liegt jedoch in Alfstedt ein gut vermaschter Knoten für die Anbindung von DC41 vor. Zu der Maßnahme 856 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC41 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

DC42: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg. Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- DC42: Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen
  Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land und dem Suchraum des südlichen Landkreises Böblingen. An beiden Punkten ist der Anschluss einer DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW vorgesehen (Netzausbau). Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC42 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-6 umfasst. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: "Suchraum BBS".
  Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient die zwischen 50Hertz und TransnetBW vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzonengrenze: Abschnitt Suchraum BBS einschließlich Konverter und DC-Schaltanlage im Suchraum BBS bis einschließlich des Kreuzungspunktes mit DC40 (Eigentum und Regelzone 50Hertz) und Abschnitt ab Kreuzungspunkt mit DC40 bis zum Suchraum des südlichen Landkreises Böblingen einschließlich Konverter im Suchraum des südlichen Landkreises Böblingen (Eigentum und Regelzone TransnetBW) entsprechend der zwischen den Parteien geschlossenen Vereinbarung.

Für das Projekt wird ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz angenommen.

Für das Projekt wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

Eine oder mehrere der Kreuzungspunkte der HGÜ-Verbindungen DC40, DC41 und DC42 könnten so ausgestaltet werden, dass mittelfristig eine Verknüpfung der DC-Verbindungen möglich wird. Folgender Nutzen könnte dadurch entstehen:

- Optimierung der Leistungsflüsse und damit verbundene Engpassmanagementkosten,
- Umschaltung (gegebenenfalls auch händisch oder per Schwarzschaltung) bei längerfristigem Ausfall eines Teilabschnittes einer der drei Verbindungen.

Wie die Verknüpfung ausgeführt wird, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht exakt festgelegt werden, da technische Voraussetzungen wie zum Beispiel die Verfügbarkeit von DC-Leistungsschaltern beziehungsweise die örtlichen Gegebenheiten am Verknüpfungspunkt noch nicht geklärt sind. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten sich die Option auf jeden Fall erhalten und werden die Verknüpfungspunkte entsprechend vorbereiten (zum Beispiel durch Flächensicherung, Kabelabschnittsstationen). Im Falle der Realisierung würde solch ein Verknüpfungspunkt der Startpunkt eines deutschen oder europäischen vermaschten DC-Netzes onshore sein.

Aus heutiger Sicht weist der Verknüpfungspunkt von DC40 mit DC42 wirtschaftliche Vorteile hinsichtlich Einsparung von Engpassmanagementkosten auf: Bei einer angenommenen Investitionssumme von ca. 516 Mio. € für die Verknüpfung mit DC-Leistungsschaltern ergibt sich eine jährliche Reduzierung von Engpassmanagementkosten von ca. 15 Mio. €.

Im Rahmen der Konsultation des NEP 2037/2045 (2023) wurde in verschiedenen Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass über die Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) hinaus ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien in Norddeutschland sowie möglicherweise zusätzliche industrielle Lasten in Süddeutschland zu erwarten sind. Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber – gemäß der Vorgaben der Bundesnetzagentur – Annahmen im NEP 2037/2045 (2023) getroffen, die zu einer Reduktion des Übertragungsbedarfs und damit des Netzausbaubedarfs führen. Dazu zählt insbesondere die engpassorientierte Verortung von Flexibilitäten im großen Maßstab. Es nicht ausgeschlossen, dass sich der Szenariorahmen in künftigen Netzentwicklungsplänen in diesen Gesichtspunkten ändern wird. Dies kann zu einem höheren Nord-Süd- bzw. West-Ost-Übertragungsbedarf führen, woraus ein zusätzlicher weiträumiger Netzausbaubedarf resultiert, der den aktuell im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten no regret-Netzausbau übersteigt. Um flexibel auf diese Änderungen reagieren zu können, schlagen die ÜNB daher vor, bei den neu identifizierten HGÜ-Projekten DC40, DC41 sowie DC42 jeweils eine Leerrohrmöglichkeit im Sinne einer vorausschauenden Planung vorzusehen. Damit wird auch die Möglichkeit geschaffen neue HGÜ-Verbindungen nach Bayern führen zu können. Die Option Leerrohre von Beginn an in den Genehmigungsverfahren der Vorhaben DC40, DC41 und DC42 zu berücksichtigen, ermöglicht es Beschleunigungen in den späteren Genehmigungsverfahren zu erzielen und Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich zu reduzieren. Die konkreten Analysen für den Bedarf zusätzlicher HGÜ-Verbindungen sowie optimaler Netzverknüpfungspunkte erfolgen im regulären Prozess des kommenden NEP 2025 unter Berücksichtigung eines aktualisieren Szenariorahmens.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC42	L	BW, BY, HE, NI, SH	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	737		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein bedeutender Erzeugungsüberschuss aus der Region. Baden-Württemberg ist dagegen, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Zwar schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) auch in Baden-Württemberg weiter voran. Aufgrund der Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Wärme und der industriellen Prozesse durch Elektrifizierung steigt jedoch auch der Strombedarf in Baden-Württemberg erheblich an.

Netzplanerische Begründung

Der bereits geplante Netzausbau reicht nicht aus, um die großräumigen Überlastungen im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland zu beheben. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert. Die Verbindung der windreichen Regionen in Norddeutschland mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart erhöht die Versorgungssicherheit sowohl in diesen, als auch in den dazwischen liegenden und benachbarten Regionen. Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Energieübertragung aus den erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg. Aufgrund des starken Zubaus an Photovoltaik wird es zukünftig im süddeutschen Raum in sonnenreichen Zeiten auch Erzeugungsüberschüsse geben. Diese verursachen wiederum starke Süd-Nord-Flüsse.

Durch die neue Verbindung können Überlastungen in dieser Richtung ebenfalls reduziert werden. Darüber hinaus stärkt die Verbindung auch den europäischen Binnenmarkt und unterstützt dadurch die Entwicklung zu einem sicheren und kostenoptimalen Gesamtsystem. Dies ist auch durch die Fortführung der europäischen Nord-Süd-Achse im Rahmen des Projektes P678 "DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz" ersichtlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

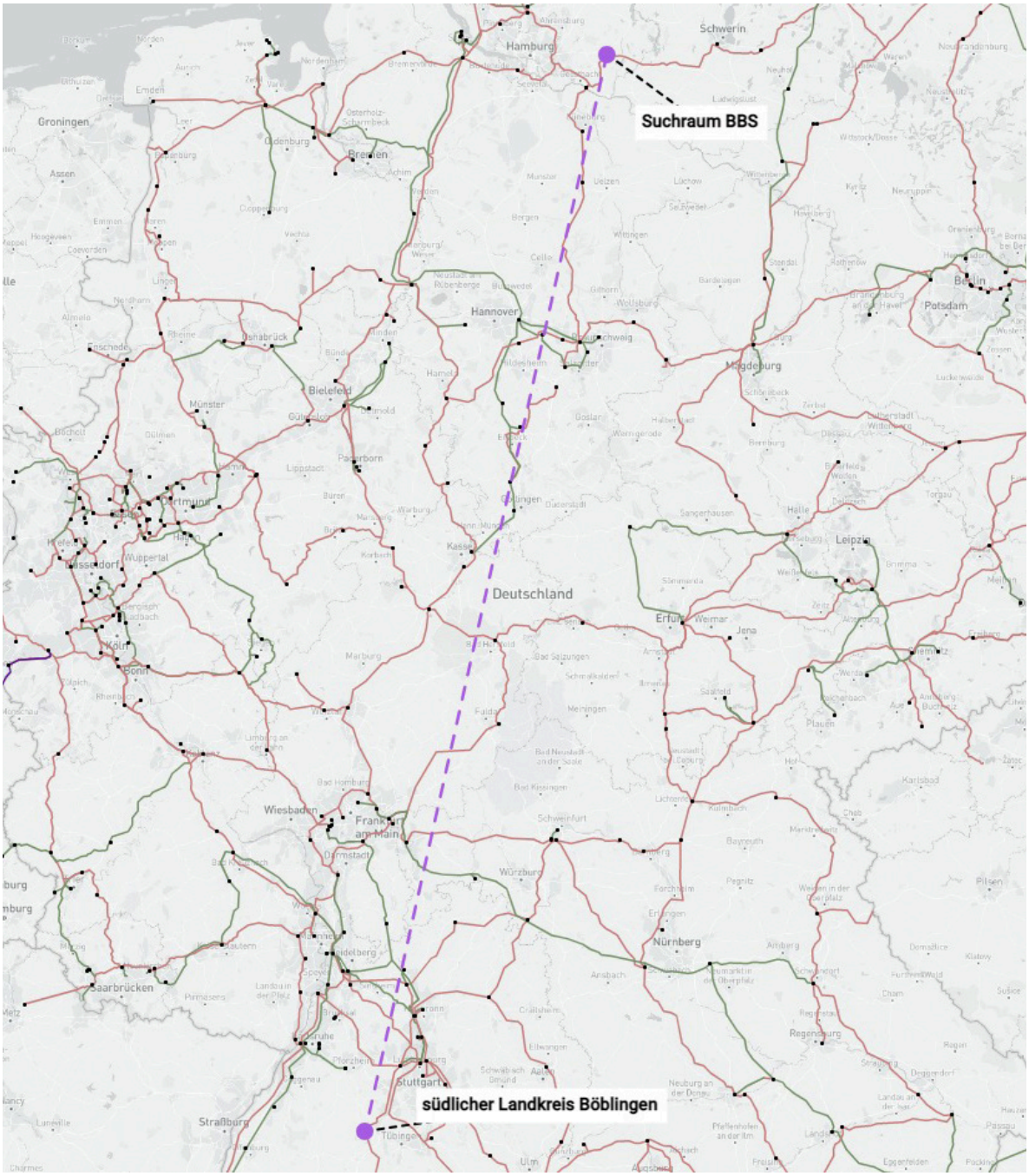
Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt bei großräumigem Transportbedarf die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen, gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, das innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, die am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC42 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P22: Netzverstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 54, 55

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält folgende Maßnahmen:

- M82: Conneforde – Unterweser
  Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A (mit WAFB) teilweise neu errichtet werden. Dabei wird versucht, so weit wie möglich die bestehenden Masten sowie die bestehende Trasse zu nutzen. Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde verstärkt (Netzverstärkung; s. TTG-P157) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser am gleichen Standort durch einen Neubau abgelöst werden (Netzverstärkung; s. TTG-019).
- M80: Elsfleth/West – Hunte-Ochtum – Ganderkesee
  Von Elsfleth/West über Hunte-Ochtum nach Ganderkesee ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Weiterhin ist die 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee zu verstärken (Netzverstärkung) sowie am Kreuzungspunkt an dem Abzweig nach Niedervieland (Arbeitstitel Hunte-Ochtum; Suchraum Gemeinden Ganderkesee/Lemwerder/Berne) eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M80	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		29	x	x	x	x	x	x	2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
M82	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		32	x	x	x	x	x	x	2028*	3: Im Genehmigungsverfahren

* Scope-Änderung der Maßnahme (Ersatzneubau statt Umbeseilung) hat sich mit Eröffnungsbilanz überschnitten.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, vor allem Wind onshore und offshore, im Raum nordwestliches Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Des Weiteren ist die Schaltanlage Unterweser (s. TTG-019) als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Ohne die Verstärkung der Leitungen wird der bestehende 380-kV-Stromkreis Conneforde – Unterweser bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Unterweser – Elsfleth/West unzulässig hoch belastet. Des Weiteren bestehen ohne die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Elsfleth/West – Ganderkesee bei Ausfall eines parallelen Stromkreises Überlastungen. Zusammen mit dem Projekt P119 bildet P22 die Grundlage für den Anschluss von 4 GW Offshore-Windenergie in Unterweser bis 2030 sowie den überregionalen Abtransport.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M80 durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

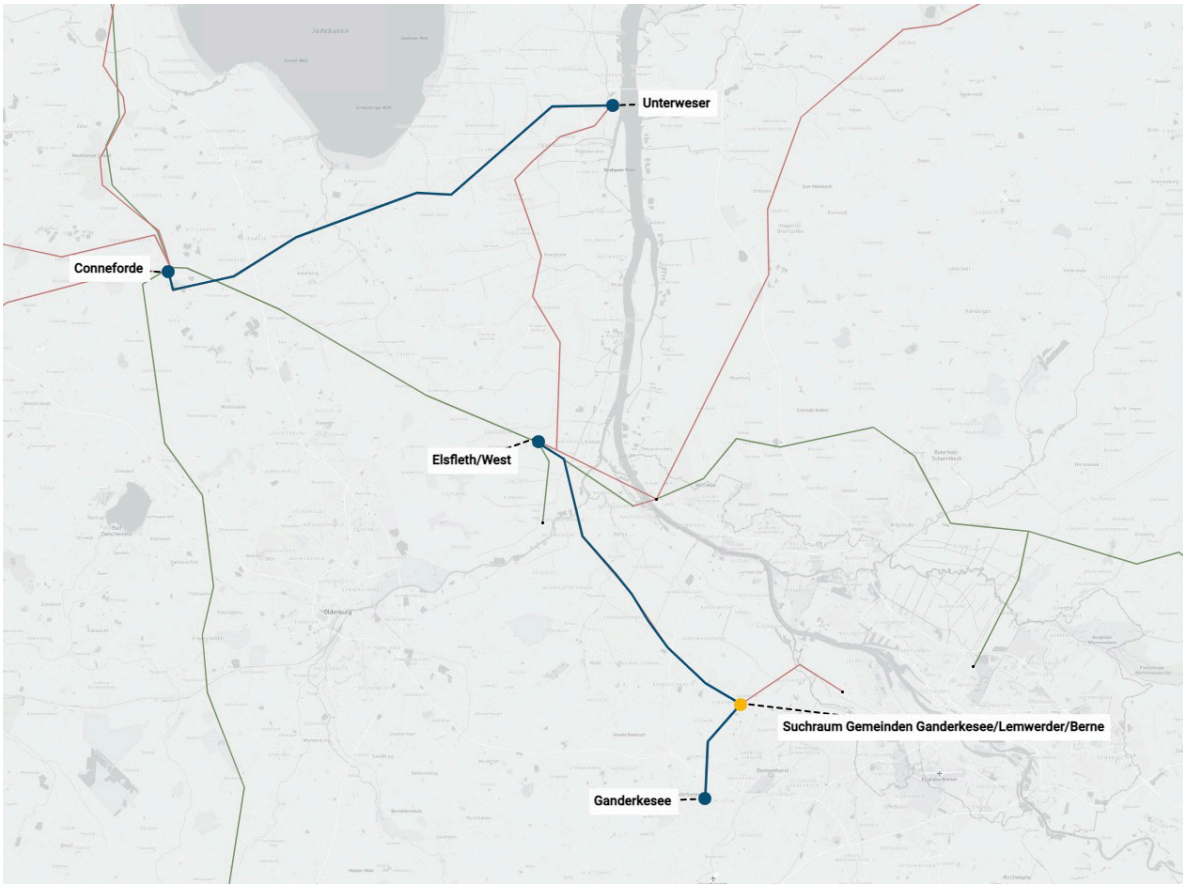
Die Prüfungen haben darüber hinaus gezeigt, dass zwischen Conneforde und Unterweser mit der im Zuge des 2. Entwurfs des NEP 2035 (2021) beantragten Maßnahme M92 theoretisch eine Spannungsumstellung des aktuell mit 220 kV betriebenen Stromkreises ausreichen würde. Allerdings hat sich bei näherer Untersuchung der Leitung in der Region herausgestellt, dass zur Erfüllung der Anforderungen der TA Lärm rund 30 der bestehenden 80 Masten neu errichtet, erhöht oder verstärkt werden müssten, was einem partiellen Ersatzneubau gleich kommt. Aus diesem Grund wird M92 nicht weiter verfolgt, sondern mit M82 die nachhaltigere Maßnahme eines Ersatzneubaus mit Auflage von zwei neuen Stromkreisen mit einer dauerhaften Stromtragfähigkeit von je 4.000 A angestrebt. Hierbei wird versucht, rund 35 bestehende Masten, bei denen die Anforderungen der TA Lärm mit den neuen Leiterseilen erfüllt werden, in den folglich partiellen Ersatzneubau zu integrieren.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Eine Alternative zu M82 stellt theoretisch die Maßnahmen M92 dar (s.o.). Allerdings würden damit die genehmigungsrechtlichen Anforderungen nicht erfüllt. Daher scheidet diese Option (weitgehend) aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P22 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 54 (M82) sowie Nr. 55 (M80) im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West (Elbe-Weser-Leitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 38

Nr. TYNDP 2022: 207. 676

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Elsfleth/West in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M20: Dollern – Alfstedt – Schwanewede/Hagen im Bremischen – Elsfleth/West
  Von Dollern über Alfstedt und Schwanewede/Hagen im Bremischen zur Schaltanlage Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Transportkapazität zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Dollern und Alfstedt zu verstärken (Netzverstärkung). Aufgrund von lokalen Gegebenheiten muss das 220-kV-Umspannwerk Farge darüber hinaus im Suchraum Schwanewede/Hagen im Bremischen als 380-kV-Umspannwerk mit fünf 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M20	L	HB, NI	NA, NV	Ersatzneubau		100	x	x	x	x	x	x	2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs der Stromerzeugung aus Windenergie onshore und offshore in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Westen nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Ohne die beschriebene Maßnahme wird die 380-kV-Leitung Dollern – Elsfleth/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises deutlich überlastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

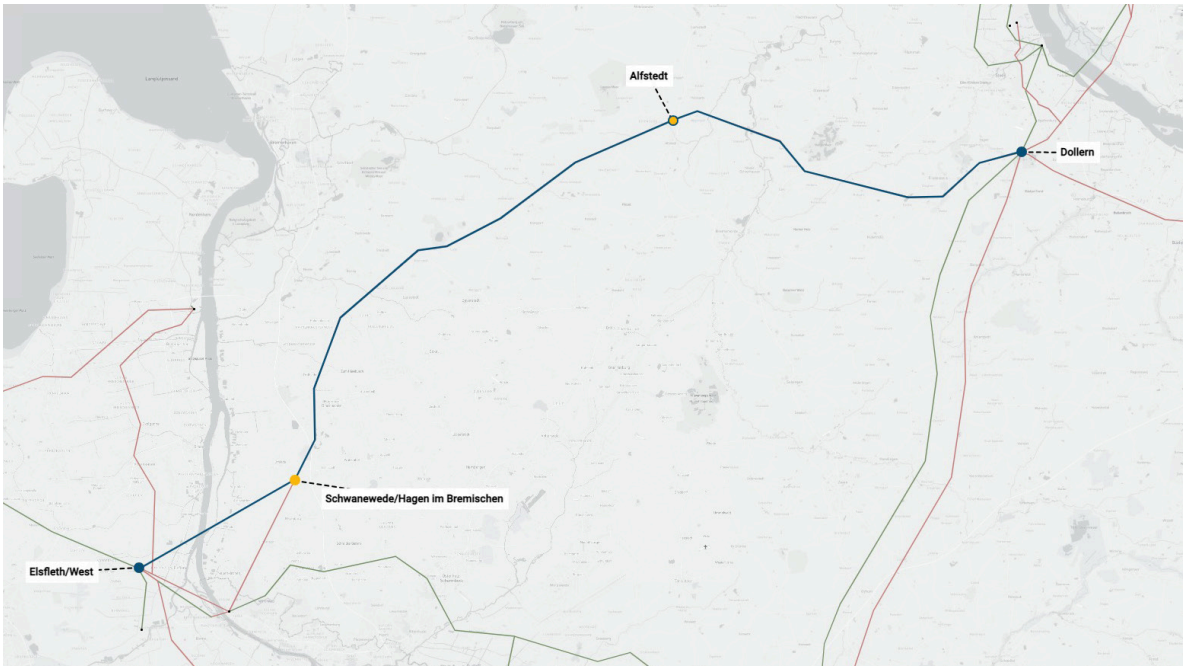
Alternative Netzverknüpfungspunkte

Bei der Verbindung handelt es sich um eine bereits existierende Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative bestehende Verbindungen aus dem Raum Stade/Dollern in den Raum nordwestlich von Bremen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, bestehen nicht. Mit den ebenfalls bereits im BBP enthaltenen Projekten TTG-P24, P116 und P119 werden bereits die alternativen Bestandsleitungen aus dem Raum Stade/Dollern in Richtung Süden und Westen ertüchtigt.

Alternativ zu P23 wäre theoretisch eine Verstärkung der bestehenden Achse Dollern – SG Sottrum – Elsfleth/West denkbar. Da dieses Projekt durchgängig als Parallelneubau zusätzlich zu den bereits im Rahmen von TTG-P24, P116 und P119 zur Ertüchtigung anstehenden Leitungen ausgeführt werden müsste, kommt diese Alternative sowohl wegen ihrer Länge als auch wegen der schlechteren NOVA-Einstufung nicht ernsthaft in Betracht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P23 wurde im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 38 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel und Stade/West (Netzverstärkung NordElbe)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 50

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M432: Brunsbüttel – Büttel
  Von Brunsbüttel nach Büttel ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Büttel zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel wurde im Rahmen des Projekts TTG-P25 (Westküstenleitung) bereits ertüchtigt.
- M76: Büttel – Wilster/West
  Von Büttel nach Wilster/West ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Büttel zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wilster/West wurde neu errichtet und ist für den Anschluss der Maßnahme vorbereitet.
- M89: Wilster/West – Suchraum Grevenkop – Stade/West
  Von Wilster/West über Suchraum Grevenkop nach Stade/West ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Wilster/West nach Dollern durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wilster/West ist für den Anschluss der Maßnahme bereits vorbereitet und die Schaltanlage Stade/West wird bereits im Rahmen des Projekts TTG-P24 neu gebaut. Im Suchraum Grevenkop (Suchraum Gemeinden Grevenkop/Süderau/Sommerland/Wahlstorf/Wittmoldt) im Kreis Steinburg ist ein neues Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten und in die beiden 380-kV-Stromkreise voll einzuschleifen. Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit des südlichen Abschnitts der bestehenden Leitung von Stade/West bis zum Kreuzungsmast der Leitungen nach Wilster/West und Hamburg/Nord im Amt Geest und Marsch Südholstein auf 3.600 A ist bereits im Rahmen der Projekte TTG-005 (s. NEP 2030 (2019)) und TTG-P24 erfolgt. Der behördliche genehmigte Dauerstrom dieses Leitungsstücks muss im Rahmen der Maßnahme auf 4.000 A erhöht werden. Nach Inbetriebnahme von TTG-P24 wird die Leitung von Wilster/West über Stade/West nach Sottrum an Dollern vorbei geführt.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M432	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau		3	x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren
M76	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau		8	x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren
M89	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau		44	x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die zugrundeliegende 380-kV-Netzstruktur wäre ohne die hier aufgeführten Maßnahmen nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus sind die Schaltanlage Büttel als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (Projekte NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1 und NOR-7-2) sowie die Schaltanlagen Brunsbüttel und Wilster/West jeweils als Startpunkt für die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 (zusammen SuedLink) vorgesehen. Die Schaltanlage Wilster/West ist darüber hinaus Startpunkt für die mittlerweile in Betrieb befindliche DC-Verbindung nach Norwegen (NordLink, s. TTG-P68 im NEP 2030 (2019)).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

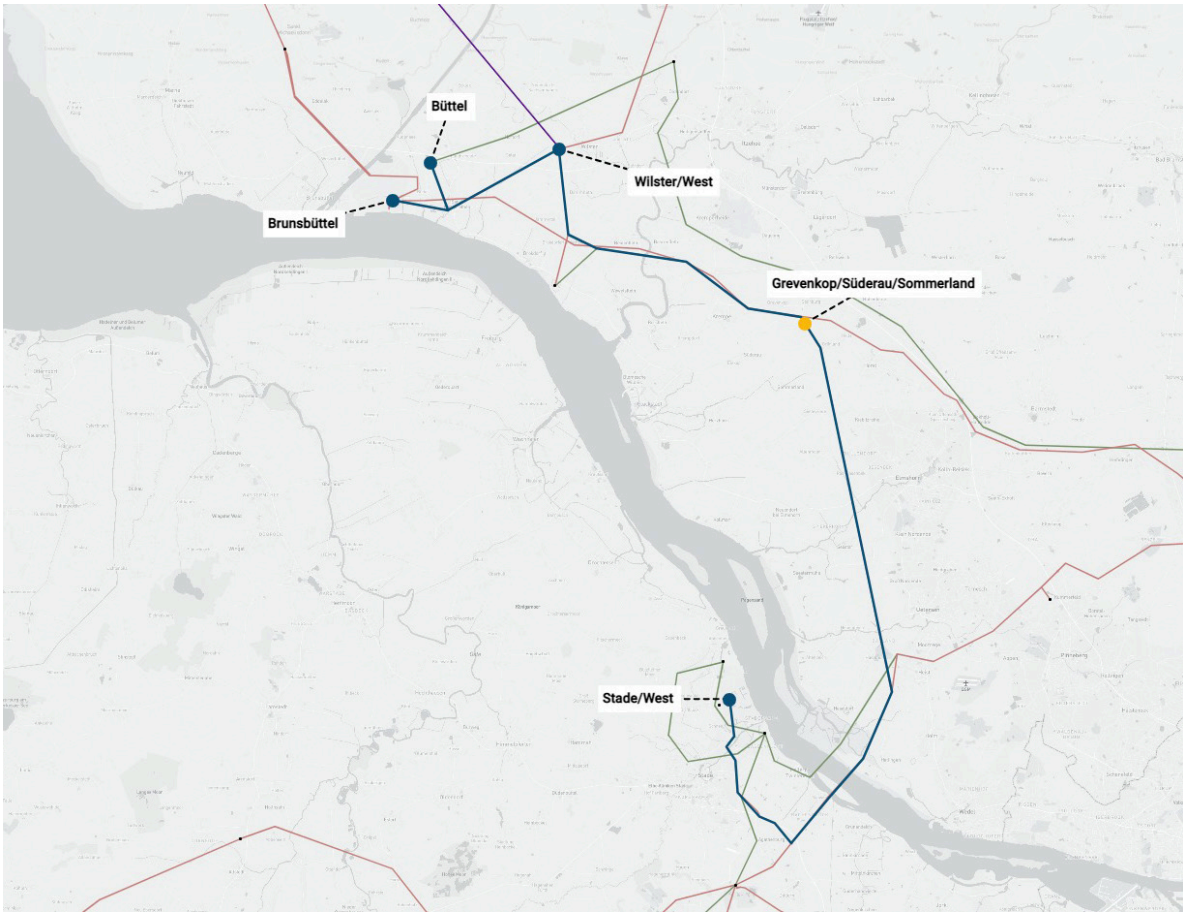
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis nicht erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Zweier-Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommen könnte. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um bereits existierende Leitungen handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindungen in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P26 wurde von der BNetzA im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 50 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P27: Netzverstärkung zwischen Punkt Lemförde und Ohlensehlen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M52: Netzverstärkung Punkt Lemförde - Ohlensehlen
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis zwischen dem Punkt Lemförde und Ohlensehlen notwendig (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Wehrendorf und Ohlensehlen müssen verstärkt werden (Netzverstärkung). Der Abschnitt Wehrendorf – Punkt Lemförde wird bereits im Zuge des Vorhabens AMP-001 (Wehrendorf – St. Hülfe) mit vier 380-kV-fähigen Stromkreisen errichtet. Aufgrund der absehbar steigenden Transportaufgabe ist im weiteren Projektverlauf eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit der bestehenden sowie der zusätzlichen Stromkreise zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen zu prüfen (s. netzplanerische Begründung).
  Abschnittsweise werden heute auf dem 380-kV-Stromkreisplatz 110-kV-Stromkreise auf der Leitung mitgeführt. Für die 110-kV-Stromkreise (Anschluss WP Bohmte und 110-kV-Stromkreis St. Hülfe – Wagenfeld) muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M52	L	NI	NV	Zu-/Umbeseilung		42	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende sowie durch andere Vorhaben geplante Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Ost-West-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der bestehenden Trasse. Diese entstehen durch den Abtransport überschüssiger Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen von Norden nach Süden. Darüber hinaus entstehen hohe Ost-West-Flüsse, die mit der Verstärkung besser bedient werden können. Aufgrund weiterer kürzlich gestellter Anfragen hinsichtlich einer steigenden Energiebereitstellung aus dem Übertragungsnetz zur Dekarbonisierung der Industrie sowie zur Erzeugung von Wasserstoff in NRW sowie im südlichen Niedersachsen ist eine zusätzliche Verstärkung der Stromkreise zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen im weiteren Projektverlauf zu prüfen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M52 im Bereich der bestehenden Trassenräume erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

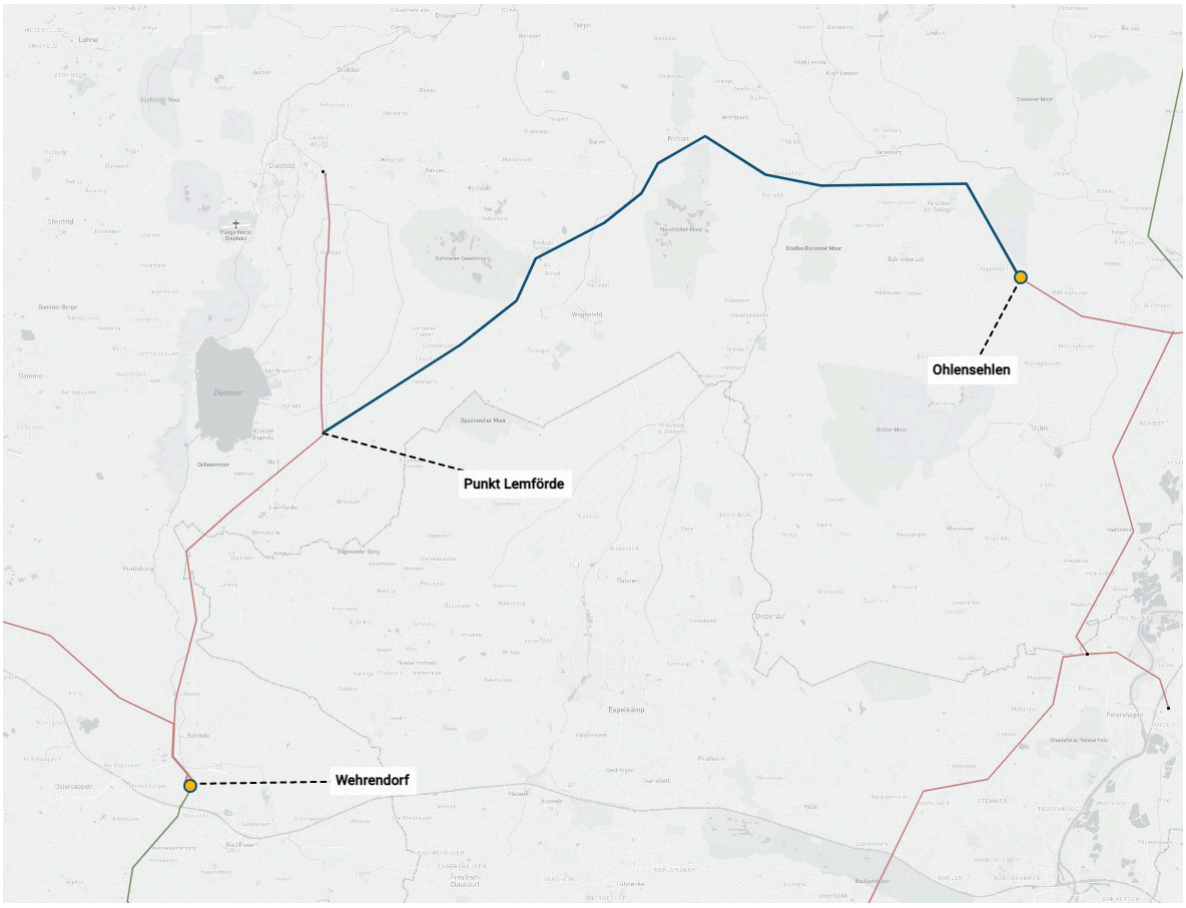
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M52 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Wehrendorf und der Anlage Ohlensehlen als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M52 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P27 wurde bereits im NEP 2022, im NEP 2023, im NEP 2024, im NEP 2025 sowie im NEP 2030 (Version 2017) identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Salzgitter

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT Nr. BBPlG 2022: 10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Übertragungsnetze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es enthält folgende Maßnahme:

- M24b: Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Twieflingen/Schöningen – Liebenburg/Schladen-Werla – Bleckenstedt/Süd
  Von Wolmirstedt über Helmstedt/Ost, Twieflingen/Schöningen und Liebenburg/Schladen-Werla nach Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) wird ergänzend zur Maßnahme M24a (s. 50HzT-P33 sowie TTG-P33) eine weitere 380-kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) überwiegend im bestehenden Trassenraum errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Wolmirstedt ist zu erweitern (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Helmstedt wird am gleichen Standort als 380-kV-Umspannwerk Helmstedt/Ost mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet (Netzverstärkung). Ab Helmstedt/Ost soll bis zum neu entstehenden Umspannwerk Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) die Trasse einer 110-kV-Leitung nach Möglichkeit und in Abstimmung mit dem VNB genutzt werden, hierbei ist eine 110-kV-Mitnahme zu untersuchen. Darüber hinaus ist das im Rahmen von P228 M800 zu errichtende Umspannwerk Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung). Die zusätzlich neuen Umspannwerke Twieflingen/Schöningen (Suchraum Gemeinde Söllingen, Stadt Schöningen) und Liebenburg/Schladen-Werla (Suchraum Gemeinden Liebenburg und Schladen-Werla) sind mit jeweils drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die neue Leitung einzuschleifen.

Die Maßnahme M24a Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Hattorf – Wahle, die ursprünglich ebenfalls Teil des Projektes P33 war, wurde in das Startnetz überführt, da hier das Planfeststellungsverfahren eröffnet wurde. Sie wird nun in den Projekten 50HzT-P33 und TTG-P33 dargestellt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M24b	L	NI, ST	NV	Parallelneubau		113	x	x	x	x	x	x	2029 (50HzT) / 2029, 2032 (TTG)	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung, 3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der 50Hertz-Regelzone, bereits heute hoch belastet. Perspektivisch nimmt der Erzeugungsüberschuss weiter zu. Die zusätzlichen Umspannwerke in Liebenburg/Schladen-Werla und Twieflingen/Schöningen werden nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines bereits nach Maßnahme M24a (s. 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch Maßnahme M24b im Zusammenhang mit P228 vermieden werden. Das neue Umspannwerk Twieflingen/Schöningen wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von regenerativer Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle, auch mit der erfolgten Stromtragfähigkeitserhöhung durch die Maßnahme M24a (s. 50HzT-P33 und TTG-P33) nicht aus.

Zwischen Wolmirstedt und Bleckenstedt/Süd werden vorrangig bestehende Trassenräume für eine Netzverstärkung mittels Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen (Hochstrombeseilung mit 4.000 A) genutzt.

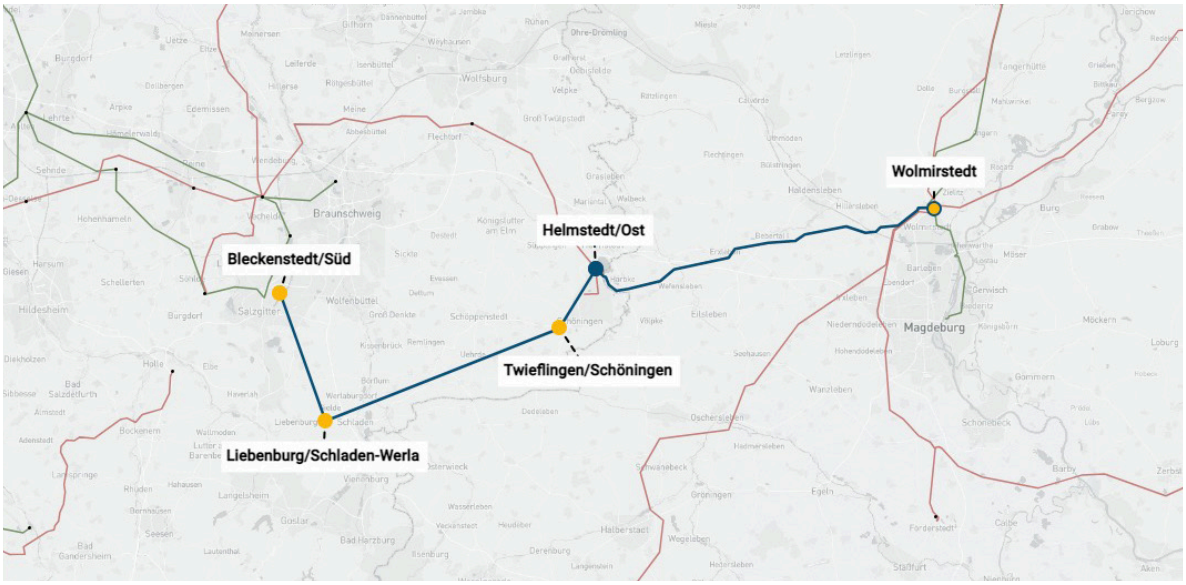
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative wurden eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) sowie eine Verstärkung der südlichen Achse mithilfe eines 380-kV-Neubaus in neuer Trasse zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser beiden genannten Doppelleitungen könnte die Überlastung Wolmirstedt – Helmstedt wirksam reduziert werden. Diese Option wurde aber aufgrund der zusätzlichen Rauminanspruchnahme durch eine neue Trasse verworfen.

Als Alternative zu M24b wurde in früheren Netzentwicklungsplänen ein Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Wahle vorgeschlagen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Diese Variante hat allerdings den Nachteil, dass bis zu sechs Stromkreise in Bestandstrassen geführt und im bereits sehr großen Umspannwerk Wahle angeschlossen werden müssten. Zusätzlich wird mit der neuen Konfiguration von M24b auch das weitere Projekt P228 Landesbergen – Mehrum/Nord – Bleckenstedt/Süd besser bedient, welches Mehrum/Nord (s. TTG-P115) zu einem stärkeren Knoten für die Versorgung des Großraums Hannover macht. Die Verlegung südlich um Braunschweig verstärkt die Region und erhöht die Zuverlässigkeit.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P33 mit der Maßnahme M24b wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist zusammen mit der bereits im Startnetz befindlichen Maßnahme M24a (s. 50HzT-P33 sowie TTG-P33) als Vorhaben 10 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergrheinfeld/West (Fulda-Main-Leitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 17

Nr. TYNDP 2022: 164

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M74a: Mecklar nach Dipperz
  Von Mecklar nach Dipperz ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung im bestehenden Trassenraum mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Mecklar zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Dipperz zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- M74b: Dipperz nach Bergrheinfeld/West
  Von Dipperz nach Bergrheinfeld/West ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergrheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind ergänzend Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M74a	L	HE	NV	Parallelneubau, Neubau in neuer Trasse	5	45	x	x	x	x	x	x	2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
M74b	L	BY, HE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	x	x	2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt P43 schließt direkt südlich an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar), TTG-P118 (Borken – Mecklar) sowie P37 (Vieselbach – Mecklar) an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreisen zwischen Mecklar und Dipperz nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Parallelneubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse sowie darüber hinaus eine Verlängerung nach Bergrheinfeld/West erforderlich.

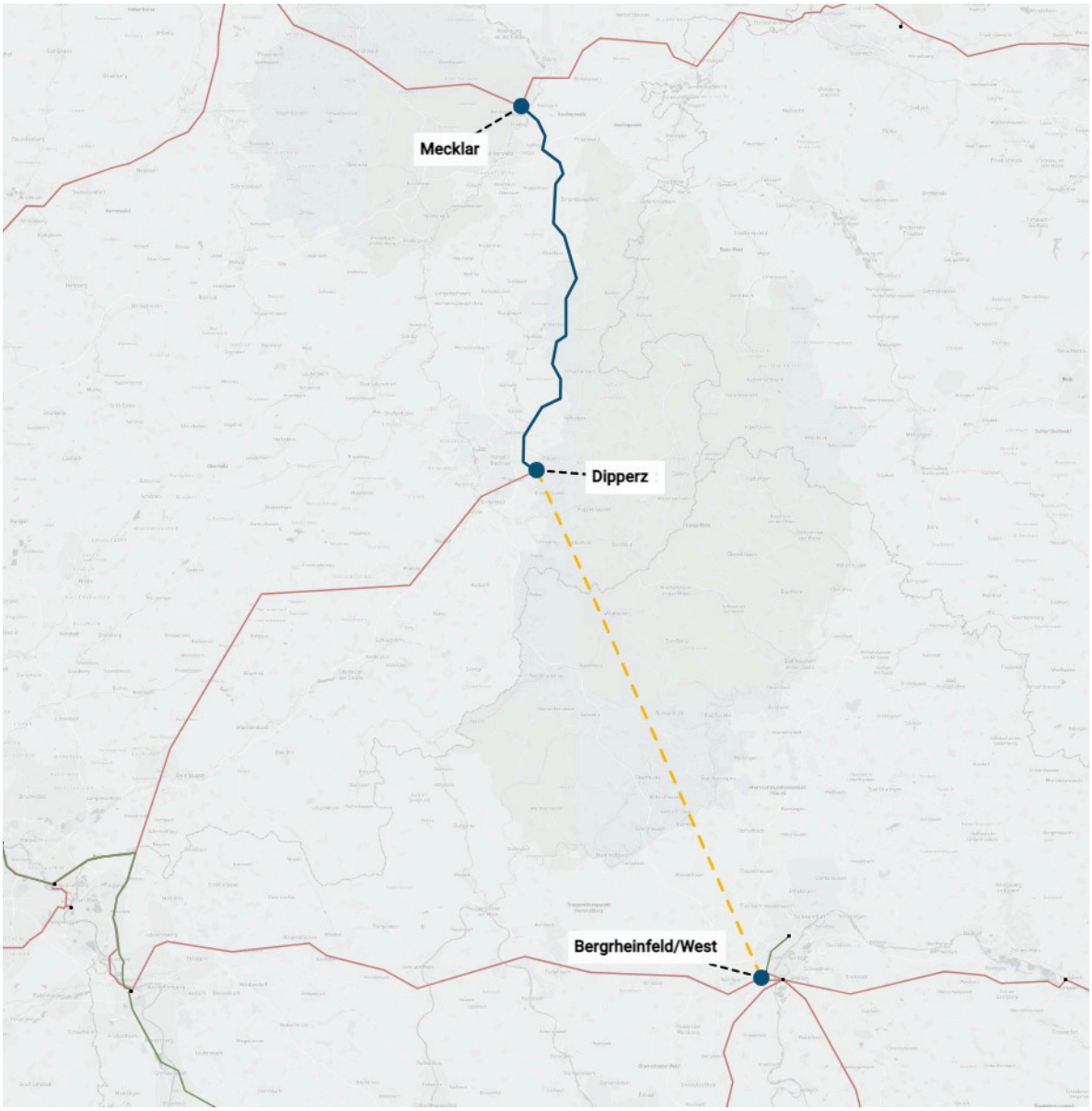
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Um einen geeigneten Endpunkt für die Leitung zu finden, wurde im Netzentwicklungsplan 2014 der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Netzverknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Bergrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten im Umspannwerk Bergrheinfeld/West wurde dieses als Anschlusspunkt für die Leitung aus Mecklar festgelegt.

Alternativ zu P43 wurde erstmals im NEP 2025 eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen von Mecklar über Dipperz nach Urberach durch zwei zusätzliche Stromkreise untersucht (Parallelneubau; s. P43mod im NEP 2030 (2019)). Diese Alternative ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen. Mit 164 km ist sie allerdings deutlich länger als P43 und führt nach Analysen der ÜNB im NEP 2030 (2017) zwischen Vieselbach und Mecklar sowie südlich vor Urberach zu weiteren Überlastungen. Darüber hinaus kann mit der Umsetzung von P43mod an Stelle von P43 die Vermaschung zwischen Hessen und Bayern nicht erreicht werden. Im Rahmen von P161 Großkrotzenburg – Urberach sowie P500 Somborn – Urberach werden weitere Verstärkungen der Achse östlich um Frankfurt herum erforderlich, sodass die Realisierung von P43mod zu insgesamt sechs Stromkreisen in diesem dicht besiedelten Raum südöstlich um Frankfurt herum führen würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P43 wurde im NEP 2022 (2012), im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 17 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität vom Raum Stuttgart bis zur Schwäbischen Alb und enthält folgende Maßnahmen:

- M852: Pulverdingen – Hochberg – Oberjettingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung).
  Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in der Schaltanlage Oberjettingen erforderlich.
- M853: Oberjettingen – Engstlatt
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung).
  Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Oberjettingen und Engstlatt erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M852	L	BW	NV	Ersatzneubau		46	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M853	L	BW	NV	Ersatzneubau		34	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die betroffene Leitung führt von Pulverdingen über Engstlatt und Trossingen bis in die Schweiz. Sie stellt zum einen den Leistungsfluss vom Raum Stuttgart bis in die Schweiz sicher und dient dem Austausch mit den Alpenländern und den dortigen Pumpspeicherkraftwerken. Zum anderen handelt es sich um eine wichtige Nord-Süd-Verbindung innerhalb Baden-Württembergs, da sie die einzige Höchstspannungsleitung in diesem Gebiet zwischen Schwarzwald und Schwäbischer Alb darstellt. Sie ist folglich elementar zur Versorgung dieser Region, in der zwar ein bedeutender Zubau an Photovoltaikanlagen erwartet wird, sich jedoch auch die Last vervielfacht.

Netzplanerische Begründung

Ohne die genannten Maßnahmen kommt es zu Überlastungen der Stromkreise zwischen Pulverdingen – Hochberg – Oberjettingen sowie Oberjettingen – Engstlatt. Durch den geplanten Ersatzneubau kann die Stromtragfähigkeit durch stärkere Leiterseile bedeutend erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Prüfung nach NOVA

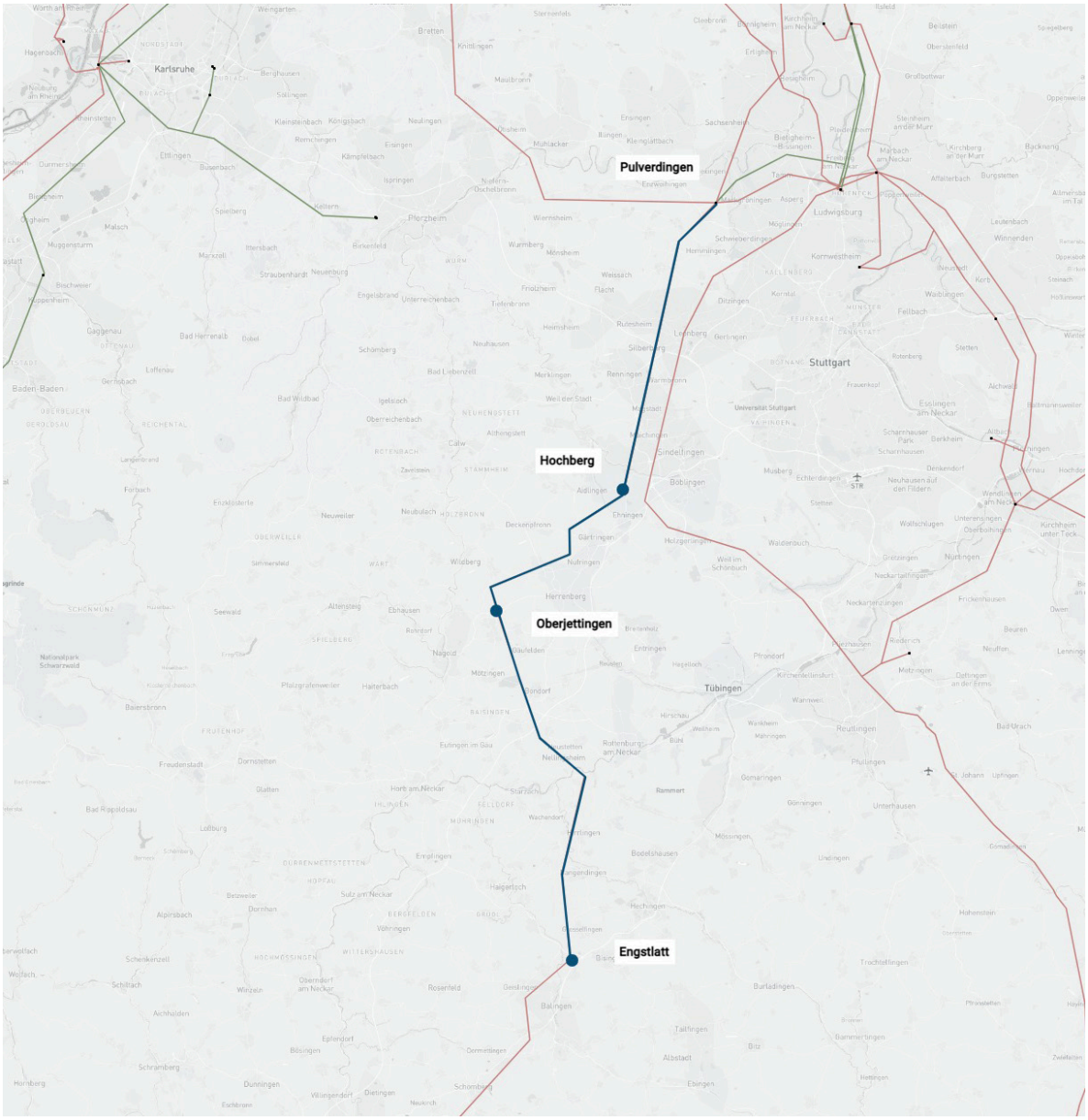
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 852 und 853 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012 beziehungsweise NEP 2014 in anderer Form erstmalig identifiziert. Die damaligen Maßnahmen M366 und M41 sahen die Zubeseilung von zwei 380-kV-Stromkreisen auf der genannten Strecke vor. Diese Maßnahmen wurden im NEP 2030 (2017) einmalig bestätigt. Basierend auf den Szenarien des NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) war die Notwendigkeit jedoch vorübergehend nicht mehr gegeben. Die aktuelle Form des Projektes sieht eine Verstärkung der Bestandsstromkreise durch Ersatzneubau vor.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2022: 22

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum enthält folgende Maßnahme:

- M37: Großgartach – Endersbach
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Netzverstärkung durch Neubau in bestehender Trasse und ein Parallelneubau notwendig. Hierdurch kann das vorhandene Dreibein Endersbach – Großgartach – Mühlhausen aufgelöst und zwei unabhängige 380-kV-Stromkreise Endersbach – Großgartach und Großgartach – Mühlhausen geschaffen werden. In den Schaltanlagen Endersbach und Großgartach sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M37	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Parallelneubau		27	x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität zwischen dem Bereich Heilbronn und dem Großraum Stuttgart.

Netzplanerische Begründung

Der vorhandene Stromkreis von Großgartach nach Endersbach und Mühlhausen sowie die Stromkreise von Großgartach nach Pulverdingen sind bei Ausfall des Stromkreises Mühlhausen – Pulverdingen stark überlastet. Durch Neubau in bestehender Trasse sowie Parallelneubau neben einer vorhandenen Trasse lässt sich ein weiterer 380-kV-Stromkreis Richtung Endersbach realisieren. Dies erhöht die Übertragungskapazität in den Raum Stuttgart deutlich und vergleichmäßigt die Belastungen auf der von Großgartach kommenden Achse.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 37 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da größtenteils bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde in ähnlicher Form im NEP 2022 (2012) erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TransnetBW

Nr. TYNDP 2022: 3.221.477

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt deckt den zukünftigen Bedarf an Transportkapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M94a Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler:
  Zwischen der Anlage Herbertingen, der Anlage Grünkraut und dem Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler wird in bestehender Trasse ein Ersatzneubau in oder unmittelbar neben der bestehenden Trasse mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).
- M94b Punkt Neuravensburg – Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/Sigmarszell – Bundesgrenze (AT):
  Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird ein Ersatzneubau in oder unmittelbar neben der bestehenden Trasse mit erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). An der Bundesgrenze wird eine neue Anlage im Raum Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/Sigmarszell errichtet (Netzausbau). In der Anlage werden 380/220-kV-Transformatoren aufgestellt, die eine Anbindung der 220-kV-Leitungen auf österreichischer Seite ermöglichen.

Die Maßnahmen wurden im Rahmen der Aktualisierung der „Bodenseestudie“ gemeinsam mit den angrenzenden Partnern aus Österreich und der Schweiz abgestimmt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M94a	L	BW	NV	Ersatzneubau		60	x	x	x	x	x	x	2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M94b	L	BW, BY	NV	Ersatzneubau		7	x	x	x	x	x	x	2035*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der zukünftigen Versorgungsaufgabe wird das 220-kV-Netz in der Region schrittweise zurückgebaut. Die Versorgungsaufgabe soll in der Region zukünftig vom 380-kV-Netz übernommen werden. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig.

* Aufgrund der Entwicklung des österreichischen Netzes ist eine Anpassung des Netzkonzepts erforderlich geworden. Die Änderung des Konzepts hat Auswirkungen auf die Ablaufplanung des Projektportfolios. Im Rahmen der Optimierung der Ablaufplanung in der Region wurde ein neues IBN-Datum mit den Projektpartnern abgestimmt.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden verhindert und somit die Verbindung des 380-kV-Netzes mit dem österreichischen Übertragungsnetz gestärkt.

Wie vom Regulator angeregt, wurde die „Bodenseestudie" aus 2016 zur langfristigen Ausbauplanung der Region mit den betroffenen Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz im Jahr 2022 wiederaufgenommen. Die gemeinsam erarbeiteten Ergebnisse der „Bodenseestudie" sind im Projekt P52 berücksichtigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung durch die Maßnahmen M94a und M94b erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

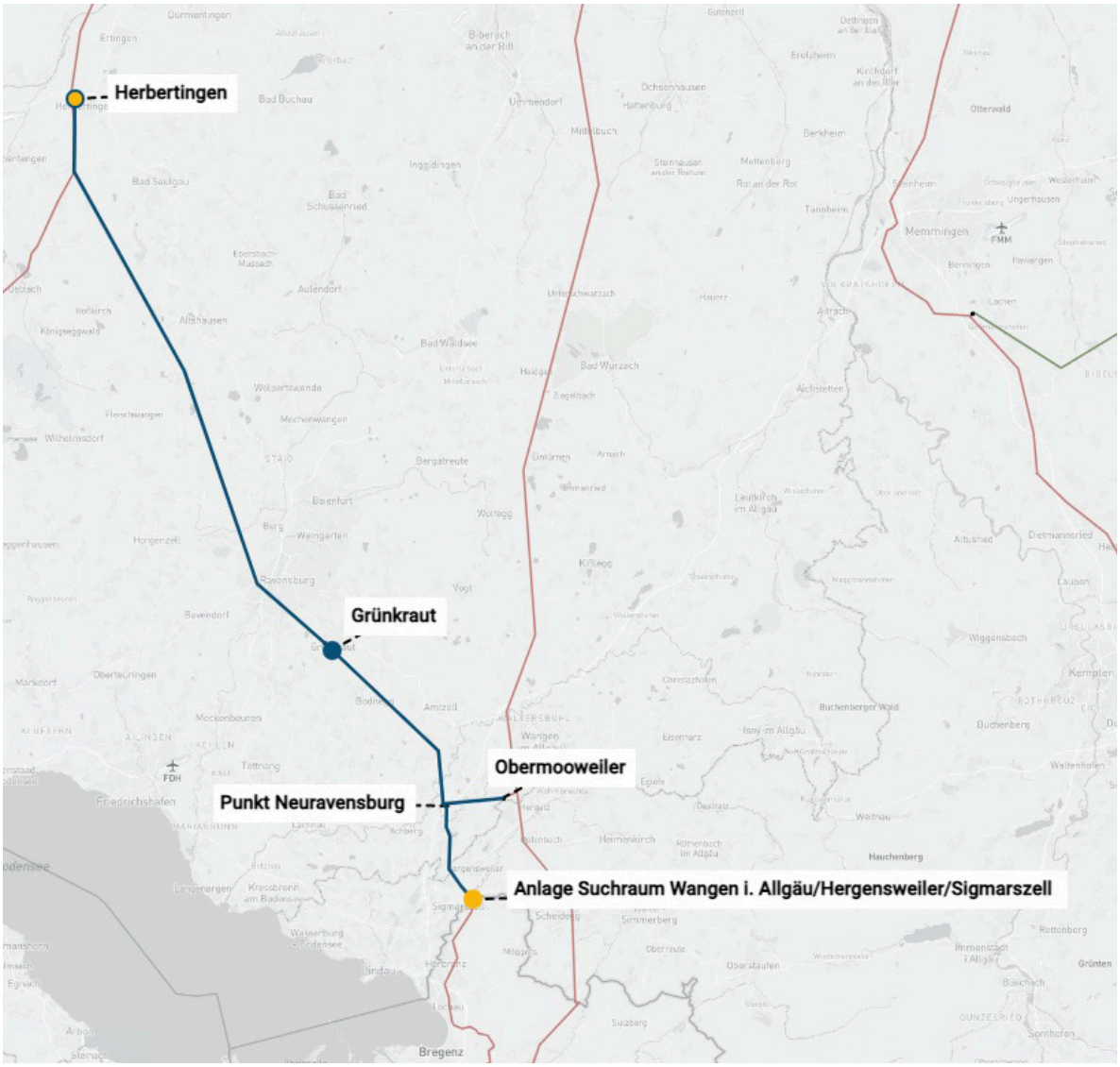
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie zum Beispiel die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013), 2024 (2014), 2030 (2017), 2030 (2019) bestätigt. Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25, 40). Die Maßnahme M93 wurde inzwischen realisiert. Die Maßnahme M95 wird im NEP 2037 (2023) im Startnetz geführt (s. AMP-P52).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West und Altheim (Juraleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 41

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Raitersaich/West, Ludersheim (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid), Sittling und Altheim und enthält folgende Maßnahmen:

- M54: Raitersaich/West – Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid)
  Von Raitersaich/West nach Ludersheim/West ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim/West (Suchraum Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) an Stelle der bestehenden 220-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). In Raitersaich ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage Raitersaich/West zu ersetzen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind in Raitersaich/West bis zu drei 380/110-kV-Transformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau und -verstärkung).
- M350: Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) – Sittling – Suchraum Stadt Rottenburg/Gemeinde Neufahrn – Altheim
  Von Ludersheim/West über Sittling und Suchraum Stadt Rottenburg an der Laaber/Gemeinde Neufahrn nach Altheim wird die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis abgelöst (Netzverstärkung). In Sittling wird ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Sittling an Stelle der bestehenden 220-kV-Schaltanlage vorzusehen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind in den Umspannwerken Ludersheim/West (Suchraum Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) und Sittling aktuell jeweils zwei 380/110-kV-Transformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau). Im Suchraum im Bereich der Stadt Rottenburg an der Laaber und der Gemeinde Neufahrn ist in Absprache mit dem Bayernwerk ein zusätzliches Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in der Nähe des Kreuzungspunktes der 380-kV-Leitung mit der 110-kV-Leitung des Bayernwerks u. a. zur Aufnahme von PV-Rückspeisung aus der Region zu errichten (Netzausbau). Das Umspannwerk Altheim ist darüber hinaus zu erweitern (Netzverstärkung).

Die bestehenden 220-kV-Leitungen von Raitersaich über Ludersheim und Sittling nach Altheim werden nach Inbetriebnahme von P53 zurückgebaut.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M54	L	BY	NV	Ersatzneubau		41	x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren
M350	L	BY	NV	Ersatzneubau		103	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien ist die bestehende Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne die Netzverstärkung wird bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Raitersaich nach Irsching der parallele Stromkreis überlastet sowie die 220-kV-Leitung von Sittling nach Altheim bei Ausfall eines parallelen Stromkreises überlastet. Darüber hinaus ist die u. a. für die Versorgung des Großraums Nürnberg wichtige 220-kV-Bestandsleitung, deren Abschnitte 1940 und 1947 errichtet wurden, am Ende ihrer technischen Lebensdauer angekommen und steht somit zur Erneuerung an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, unterschiedliche Szenarien und dem folgend unterschiedliche Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz in allen Szenarien des NEP als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

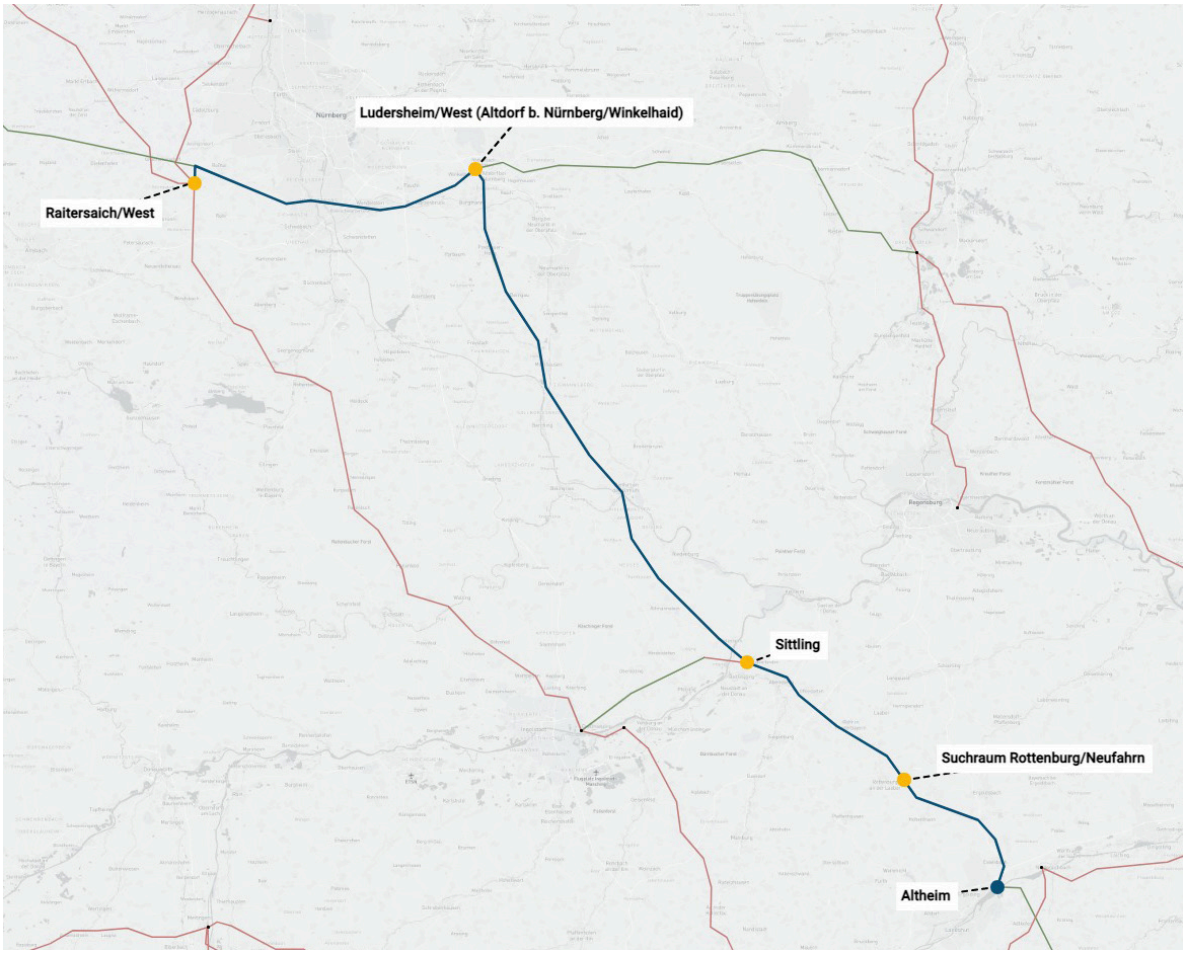
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M54 und M350 die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A pro Stromkreis weder durch WAFB noch durch HTL-Auflage erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P53 wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 41 Teil des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P71: Netzverstärkung und -ausbau Audorf/Süd – Kiel/neu – Trent – Göhl/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahmen:

- M46: Audorf/Süd - Kiel/neu
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Doppelleitung mit 4.000 A zwischen Audorf/Süd und Kiel im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Kiel/Süd und Kiel/West werden an das neu zu errichtende 380-kV-Umspannwerk Kiel/neu über die bestehende 220-kV-Struktur angeschlossen. Darüber hinaus ist das vorhandene 380-kV-Umspannwerk Audorf/Süd zu verstärken (Netzverstärkung) und ein neues 380-kV-Umspannwerk Kiel/neu (Suchraum Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr, Melsdorf, Flintbek, Honigsee, Postfeld, Barmissen, Warnau) mit zwei 380/220-kV-Transformatoren und vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).
- M47: Kiel/neu – Suchraum Trent – Göhl/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Doppelleitung mit 4.000 A vom neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Kiel über ein neu zu errichtendes 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Trent zum im Rahmen der Ostküstenleitung (TTG-P72) neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Göhl/West vorgesehen (Netzausbau). Darüber hinaus ist die 380-kV-Doppelleitung in die neuen Umspannwerke Göhl/West und Kiel/neu einzubinden (Netzverstärkung und Netzausbau). Im Suchraum Trent (Suchraum Gemeinden Lehmkuhlen, Wahlstorf und Wittmoldt) ist darüber hinaus ein zusätzliches 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und in die Leitung voll einzuschleifen (Netzausbau). Aktuell laufen Untersuchungen, ob eine Führung von M47 aus naturschutzfachlichen Gründen zum Umspannwerk Göhl/West möglich ist.

Die 220-kV-Leitung zwischen Audorf/Süd und dem neu zu errichtenden Umspannwerk Kiel/neu kann nach Inbetriebnahme von M46 und M47 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M46	L	SH	NV	Ersatzneubau		19	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M47	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	85		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert.

Die vorhandene 220-kV-Struktur zwischen Audorf/Süd und Kiel/West sowie Kiel/Süd ist aus Altersgründen zu ertüchtigen. Aufgrund der 220-kV-Struktur dieses Netzausläufers im Raum Kiel ist es nicht möglich, Wartungsarbeiten vorzunehmen ohne die Stromversorgung der Stadtwerke Kiel und des umliegenden 110-kV-Netzes der SH-Netz zu gefährden. Um zukünftig sowohl den Stadtwerken Kiel als auch der SH-Netz eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, muss der Ringschluss über eine 380-kV-Doppelleitung von Audorf/Süd über Kiel/neu nach Göhl/West zum Anschluss an die Ostküstenleitung (TTG-P72) errichtet werden. Darüber hinaus ist wegen weiter ansteigender Rückspeisung aus Photovoltaik, dessen Zubau gemäß Planungen der Landesregierung und des örtlichen Verteilnetzbetreibers über die Zielzahlen des NEP hinausgeht, ein zusätzliches 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Trent (Suchraum Gemeinden Lehmkuhlen, Wahlstorf und Wittmoldt) erforderlich.

Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Audorf/Süd und Kiel/West beziehungsweise Kiel/Süd wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Darüber hinaus trägt das Projekt maßgeblich zur Entlastung der Leitung Audorf/Süd – Ulzburg bei. Durch die Verknüpfung mit TTG-P72 entsteht eine zusätzliche durchgängige Verbindung von Audorf nach Lübeck, die die Mittelachse entlastet und somit die Stromflüsse in Schleswig-Holstein vergleichmäßigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen zwischen Audorf/Süd und Kiel/neu in sowie ggf. parallel zu bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis erzielt werden. Zwischen Kiel/neu und Göhl/West über Trent besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, daher ist hier ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen zur Maßnahme M46 wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Zwischen Kiel/neu und Göhl/West besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die ertüchtigt werden könnte.

Eine mögliche Alternative zu M47 wäre ein Neubau in neuer Trasse von Kiel/neu über Trent nach Lübeck/West. Diese Alternative wurde allerdings verworfen, da sie elektrisch Nachteile für den Abzweig nach Göhl (s. TTG-P72) hätte, der dann weiterhin als Stich bestehen bleiben würde. Die Alternative wäre auch in Bezug auf Genehmigung und Bau herausfordernd, da die Plöner Seen überspannt oder weiträumig umgangen werden müssten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P71 wurde bereits im NEP 2022 (2012) sowie im NEP 2023 (2013) vorgeschlagen, wurde aber bisher nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2022: 47

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayerisch Schwaben und Österreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)
  Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen, der 380-kV-Anlage Leupolz und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze (AT)) wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung, von der ein Stromkreis aktuell in 220 kV betrieben wird, eine Spannungsumstellung erforderlich. Durch die Maßnahme wird eine erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz sind zu erweitern (Netzverstärkung). Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit der 380-kV-Anlage Woringen ist die Einschleifung eines dritten Stromkreises erforderlich. Dies erfolgt zeitlich parallel zur Spannungsumstellung per Stichanschluss an den dann in 380 kV betriebenen Stromkreis.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
M96	L	BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		110	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes können die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energien abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich erweitert, Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2037 und B 2045 als vorteilhaft erwiesen (s. Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M96 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P74 mit der Maßnahme M96 wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013) und 2024 (2014) bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P74. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird in Kapitel 5.3 des NEP-Berichts näher beschrieben.

Kosten-Nutzen-Analyse Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT) (P74)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2037

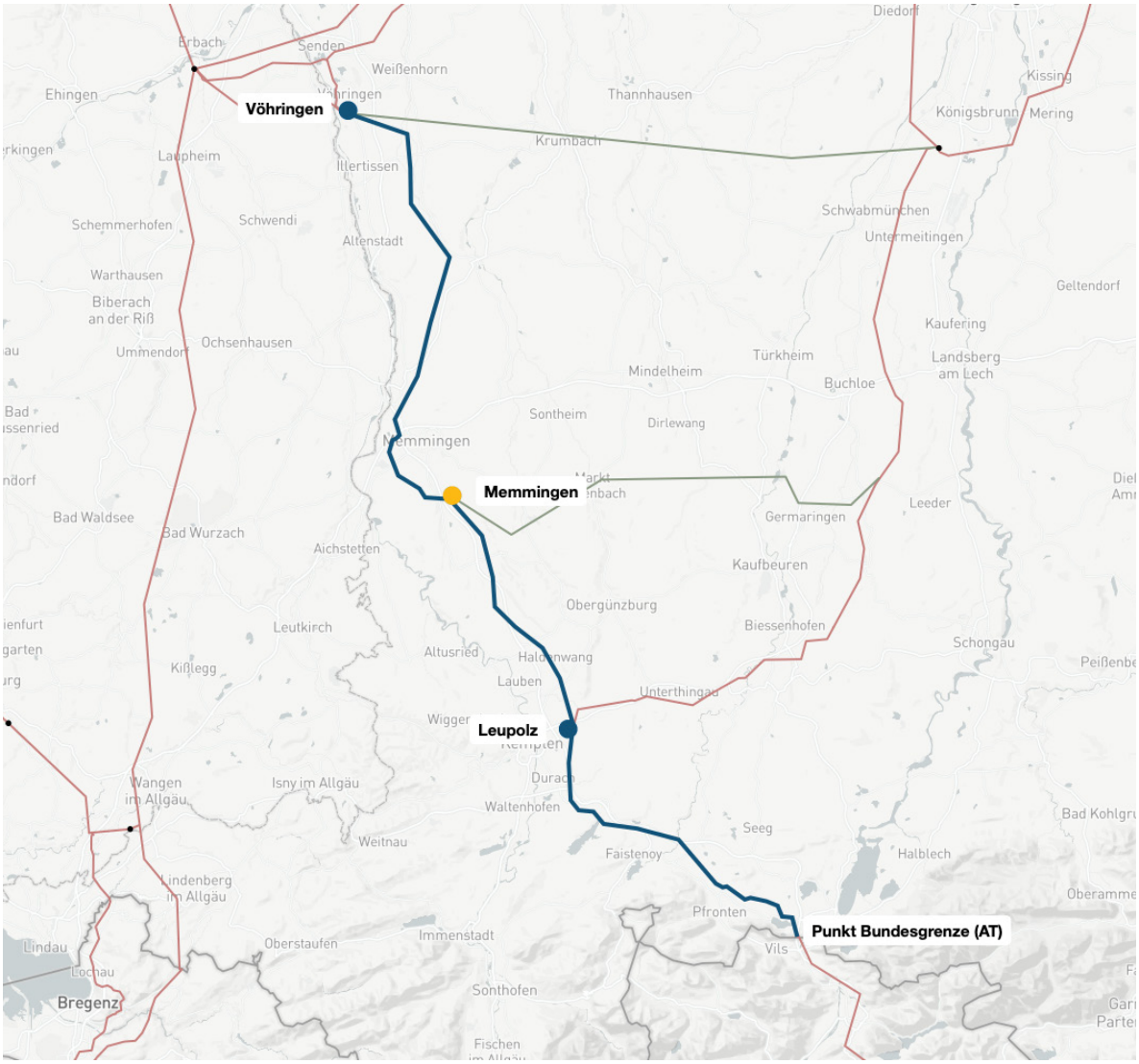
	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	53,1	-300	290	-	-	-21
inner-deutscher Redispatch	-8	29	-17	573	-62	1
Gesamt	45	-271	273	573	-62	-20

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045

	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	103,2	0	440	-	-	0
inner-deutscher Redispatch	-18	0	0	690	-96	0
Gesamt	85	0	440	690	-96	0

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P84: Netzverstärkung und -ausbau: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Ämter Büchen/Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 51

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und Hamburg.

- M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost zu verstärken. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) ist auf diesem Abschnitt umgesetzt worden und seit 2022 in Anwendung.
- M368mod: Hamburg/Ost – Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A zwischen dem Umspannwerk Hamburg/Ost und einer neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land vorgesehen (Netzausbau). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/ Breitenfelde/Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: "Suchraum BBS". Hierzu ist die 380-kV-Anlage Hamburg/Ost zu erweitern und eine neue 380-kV-Schaltanlage im Suchraum BBS zu errichten. In die neue Schaltanlage werden zusätzlich zu den beiden neuen 380-kV-Systemen (M368mod) die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise von Görries über Klein Rogahn nach Krümmel mittels Doppeleinschleifung eingebunden. Darüber hinaus dient die Schaltanlage im Suchraum BBS zur Einbindung der Projekte P113 (Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen) und P227 (Netzausbau: Lübeck/ West – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land).

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M367	L	HH	NV	Zu-/Umbeseilung		31	x	x	x	x	x	x	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M368mod	L	HH, SH	NA	Neubau in neuer Trasse	35		x	x	x	x	x	x	2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Hamburg/ Nord – Hamburg/Ost sowie durch den Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Hamburg/Ost und einer neuen Schaltanlage im Suchraum BBS einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der 50Hertz-Regelzone, insbesondere für den Nord-Süd-Transport erneuerbarer Energien, zu leisten. Die Verbindung muss dabei vor allem die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien insbesondere aus Schleswig-Holstein sowie zum Teil aus Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen und transportieren.

* Scope des Projektes wurde nachträglich zur Eröffnungsbilanz angepasst.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungsverbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum und den Netzausbau wird die 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/ Ost bzw. Hamburg/Ost – Krümmel bei Ausfall eines der genannten Stromkreise der jeweiligen Leitungen unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost nicht aus.

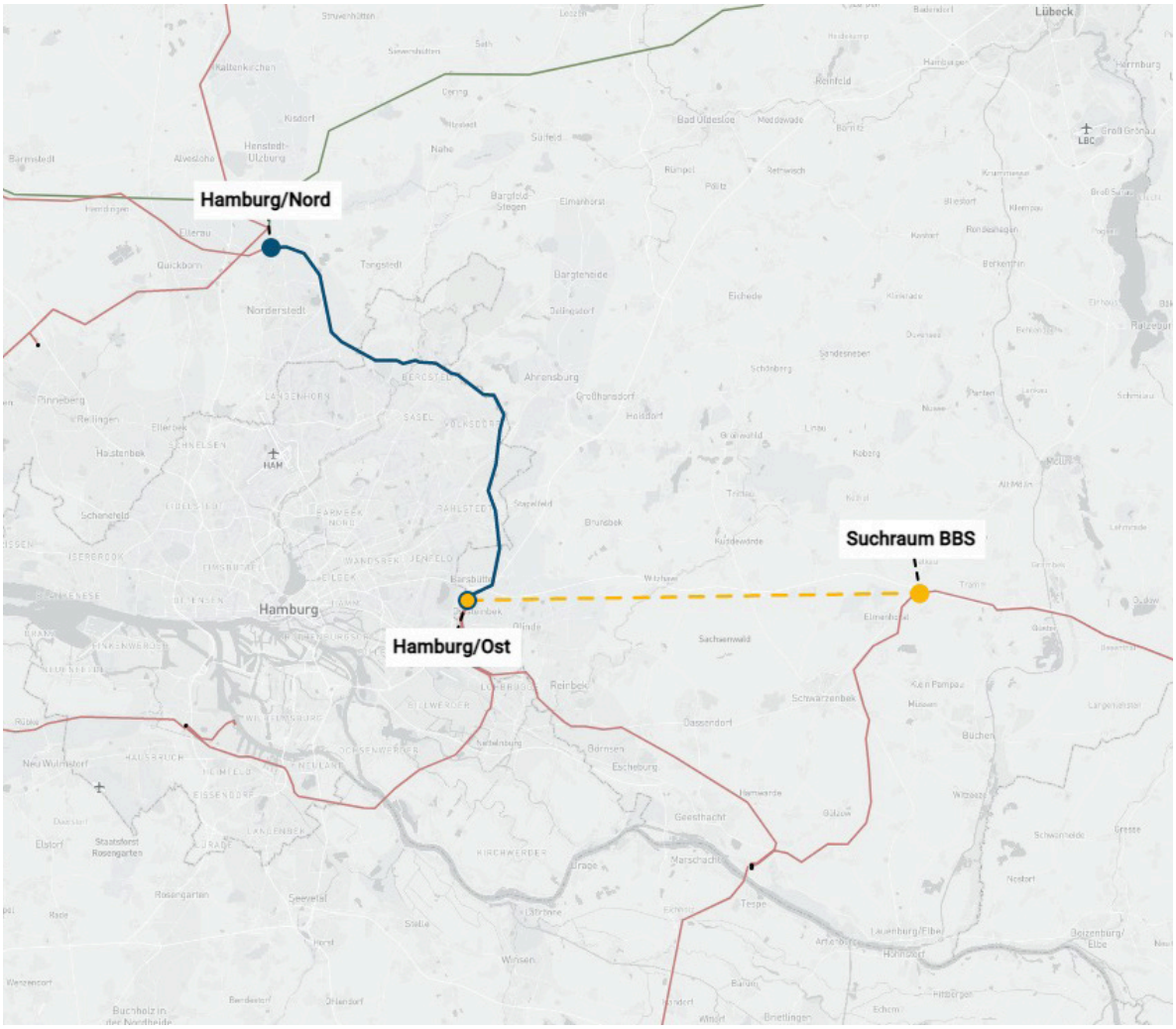
Die bestehende 380-kV-Leitung Hamburg/Ost – Krümmel kann maximal 2.400 MVA pro Stromkreis übertragen. Vor dem Hintergrund der weiter anwachsenden EE-Erzeugungsleistung in Schleswig-Holstein sind diese Übertragungskapazitäten, trotz der in Schleswig-Holstein beginnenden, geplanten HGÜ-Verbindungen, jedoch nicht ausreichend. Zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost kann die bestehende Netzinfrastruktur für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen genutzt und so die Inanspruchnahme einer zusätzlichen Trasse vermieden werden (M367). Für den Abschnitt zwischen Hamburg/Ost und Krümmel ist aufgrund der Raumwiderstandsanalysen die Realisierbarkeit von zwei zusätzlichen 380-kV-Stromkreisen im bestehenden Trassenraum als Netzverstärkung nicht möglich. Daher ist zwischen Hamburg/Ost und dem Suchraum BBS ein Neubau einer 380-kV-Leitung in neuer Trasse mit zwei Stromkreisen erforderlich (M368mod).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer Netzverknüpfungspunkt wurde das UW Krümmel geprüft. Im Hinblick auf die Reduktion von Netzengpässen in der Region, zeigt sich jedoch ein Netzverknüpfungspunkt im Suchraum BBS als vorteilhaft.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P84 wurde seit dem NEP 2023 (2013) identifiziert, im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und als Vorhaben Nr. 51 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet von TransnetBW. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigten Anlagen im Netzgebiet von TransnetBW ergibt sich in Kombination mit den schon im Startnetz befindlichen Anlagen, welche in TNG-P90 dargestellt werden. Da es sich um eine untere Abschätzung der benötigten stationären und dynamischen Kompensationsleistung handelt, ist eine Identifikation von weiterem Kompensationsbedarf durch detaillierte Studien zu erwarten. Zudem kann die genaue Anzahl der Anlagen aufgrund der notwendigen Sicherstellung von ausreichender Blindleistung auch im Fall von Wartung oder Störung von Anlagen gegebenenfalls höher ausfallen. Bei der Bedarfsermittlung der MSCNDs wurde bereits die Planung der (n-1) Sicherheit der Anlagen berücksichtigt. Daher decken die ausgewiesenen Anlagen ein größeres Budget als der in den Analysen ermittelte Bedarf ab. Der Bedarf an STATCOM zur dynamischen Blindleistungskompensation kann auch durch Konverter von HGÜ-Verbindungen gedeckt werden. Der ausgewiesene Bedarf basiert auf der Annahme der rechtzeitigen Realisierung der im vorliegenden NEP enthaltenen Konverter der HGÜ-Verbindungen in die Regelzone der TransnetBW. Ein Entfall oder Verzögerung der Konverter führt folglich zu einem Mehrbedarf an STATCOM-Anlagen. Die genannten Standorte können sich aufgrund noch durchzuführender Detailuntersuchungen zu Einflussfaktoren wie optimaler Wirksamkeit, Rauminanspruchnahme und weiteren Faktoren noch ändern.

Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) (s. Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt.

- M17g1, 3-7, 9-15: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TransnetBW
  Errichtung von MSCDN mit je 250 Mvar an den Standorten Hüffenhardt (M17g1), Altlußheim (M17g3), Daxlanden (M17g4), Dellmensingen (M17g5), Eichstetten (M17g6), Kühmoos (M17g7), Weier (M17g9), Weinheim (M17g10), Stalldorf (M17g11), Obermooweiler (M17g12), Wendlingen (M17g13), Herbertingen (M17g14), Niederstotzingen (M17g15). In diesen Umspannwerken sind zur Einbindung der Anlagen zudem entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.
- M17h1-6, 8, 10-11: Q-Kompensationsanlagen STATCOM TransnetBW
  Errichtung von STATCOM mit je 250 Mvar an den Standorten Wendlingen (M17h1), Dellmensingen (M17h2), Eichstetten (M17h3), Höpfingen (M17h4), Kühmoos (M17h5), Oberjettingen (M17h6), Herbertingen (M17h8), Stalldorf (M17h10, M17h11). In diesen Umspannwerken sind zur Einbindung der Anlagen zudem entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.
- M17i9-12: Q-Kompensationsanlagen Spule TransnetBW
  Errichtung von Spulen mit je 250 Mvar an den Standorten Dellmensingen (M17i9), Herbertingen (M17i10), Trossingen (M17i11), Villingen (M17i12). In diesen Umspannwerken sind zur Einbindung der Anlagen zudem entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M17g1	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g3	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g4	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g5	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g6	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g7	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g9	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g10	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g11	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g12	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g13	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g14	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17g15	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h1	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h2	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h3	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h4	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h5	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h6	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h8	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h10	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17h11	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17i9	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17i10	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17i11	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x		bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M17i12	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Stationäre Blindleistungskompensation

Der Bedarf an stationärer Blindleistungskompensation ergibt sich durch über- oder unternatürliche Belastung der Leitungen. Eine übernatürliche Belastung entsteht bei hoher Auslastung der Leitungen, wie einem hohen Transport von Windenergie aus Norddeutschland oder hohem Export in den Alpenraum. In diesem Fall ist die Aufrechterhaltung der Spannung durch Kompensation der induktiven Blindleistung mittels Kondensatoren (MSCDN) notwendig. Bei geringerer Auslastung des Netzes, wie einem Schwachlasttag mit hoher PV-Einspeisung, wird die kapazitive Blindleistung durch Spulen kompensiert. Der benötigte Kompensationsbedarf wird durch folgende Entwicklungen verstärkt:

- Fortschreitende Energiewende mit höherem Transportbedarf einerseits und geringerer Netzauslastung andererseits durch höhere Einspeisung aus unterlagerten Netzen
- Geringere Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke aufgrund deren Wegfalls
- Höherauslastung der Transportnetze durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb

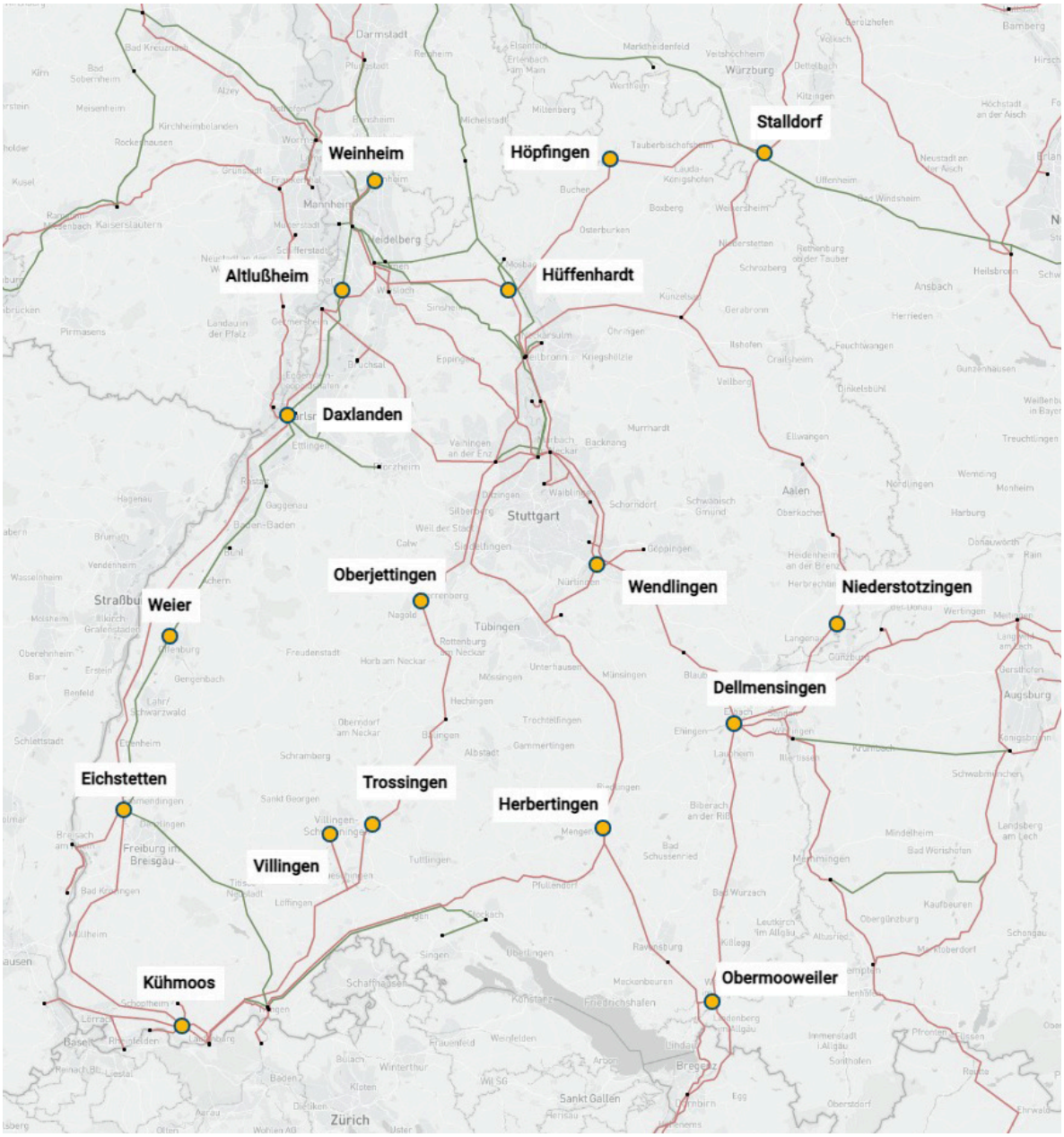
Im Gegensatz zur Wirkleistung kann Blindleistung nicht transportiert werden, sondern muss dort kompensiert werden, wo sie benötigt wird. Dies macht eine Verteilung der Anlagen in der Fläche notwendig, mit Schwerpunkten an hoch ausgelasteten Transportachsen bzw. Gebieten hoher unterlagerter Erzeugung. In Abhängigkeit ihrer Betriebsweise können HGÜ-Konverter ebenfalls zur Erbringung induktiver wie kapazitiver Blindleistung herangezogen werden.

Dynamische Blindleistungskompensation

Analog zur Wirkleistung muss auch für die Blindleistung die Bilanz von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Im Unterschied zur Wirkleistung muss dies im Fall der Blindleistung lokal erfolgen. Da sich das Netz bei unterschiedlichen Betriebszuständen sowohl als Blindleistungserzeuger als auch als Blindleistungsverbraucher verhält, muss der Ausgleich der Bilanz durch Kompensationselemente ständig lokal dem Netzverhalten nachgeführt werden. Für langsame Änderungen des Blindleistungsbedarfs, wie z. B. dem normalen Tagesgang, kann die Anpassung durch Schalten von stationären Kompensationselementen erfolgen. Schnelle Änderungen des Blindleistungsbedarfs, die z. B. durch große Lastflussänderungen bei Stundenwechseln oder durch Ausfälle verursacht werden, müssen lokal, schnell und automatisch durch dynamische Kompensationselemente ausgeglichen werden. Erfolgt dies nicht lokal, so springt die Spannung sehr stark, wodurch weiter entfernte dynamische Kompensationselemente „angezapft“ werden. Dies bedeutet, dass die Spannung im Extremfall aus ihren zulässigen Grenzen springt. Im Fall von Sprüngen nach unten drohen kaskadierende Schutzauslösungen. Springt die Spannung nach oben, kann ein Versagen der Isolation von Betriebsmitteln die Folge sein. Außerdem wird der Spannungssprung prozentual fast vollständig auch an die Verbraucher im Niederspannungsnetz weitergegeben, was bei empfindlichen Verbrauchern zu Problemen führen kann.

Sind im Netz auch weiter entfernt nicht genügend dynamische Kompensationselemente vorhanden, so kann die Blindleistungsbilanz direkt nach der Störung nicht mehr ausgeglichen werden und das System wird schwarzfallen. Es ist also für die Systemstabilität entscheidend, eine ausreichende Durchdringung durch dynamische Kompensationsanlagen zu gewährleisten.

Für weiterführende Informationen zur Notwendigkeit von stationären und dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen sei auch auf die entsprechenden Erklärungen zum Thema „Systemstabilität“ in diesem NEP sowie Kapitel 5 im NEP 2022 (2012) verwiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter (Pirach - Pleinting)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 32

Nr. TYNDP 2022: 187

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt TTG-P67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll. Das Projekt P112 enthält folgende Maßnahmen:

- M201: Netzverstärkung zwischen Pleinting und St. Peter
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter (Österreich) vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer 380-kV-Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und drei 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).
- M212: Abzweig Pirach
  Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Notwendigkeit von M201 entfällt zwangsläufig die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der hier beschriebenen Maßnahme soll die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Altheim nach St. Peter (s. P67) eingeschleift werden. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich drei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Die bestehende 220-kV-Infrasktruktur in der Region wird nach Inbetriebnahme von TTG-P67 sowie P112 zurückgebaut.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M201	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		39	x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren
M212	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		24	x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Region um Pleinting zeichnet sich durch eine hohe installierte PV-Leistung und verhältnismäßig geringe Last aus. Die bestehende 220-kV-Struktur ist bei hoher Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz (beispielsweise durch starke PV-Einspeisung) bereits im Grundfall deutlich überlastet und muss insofern durch einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung abgelöst werden. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

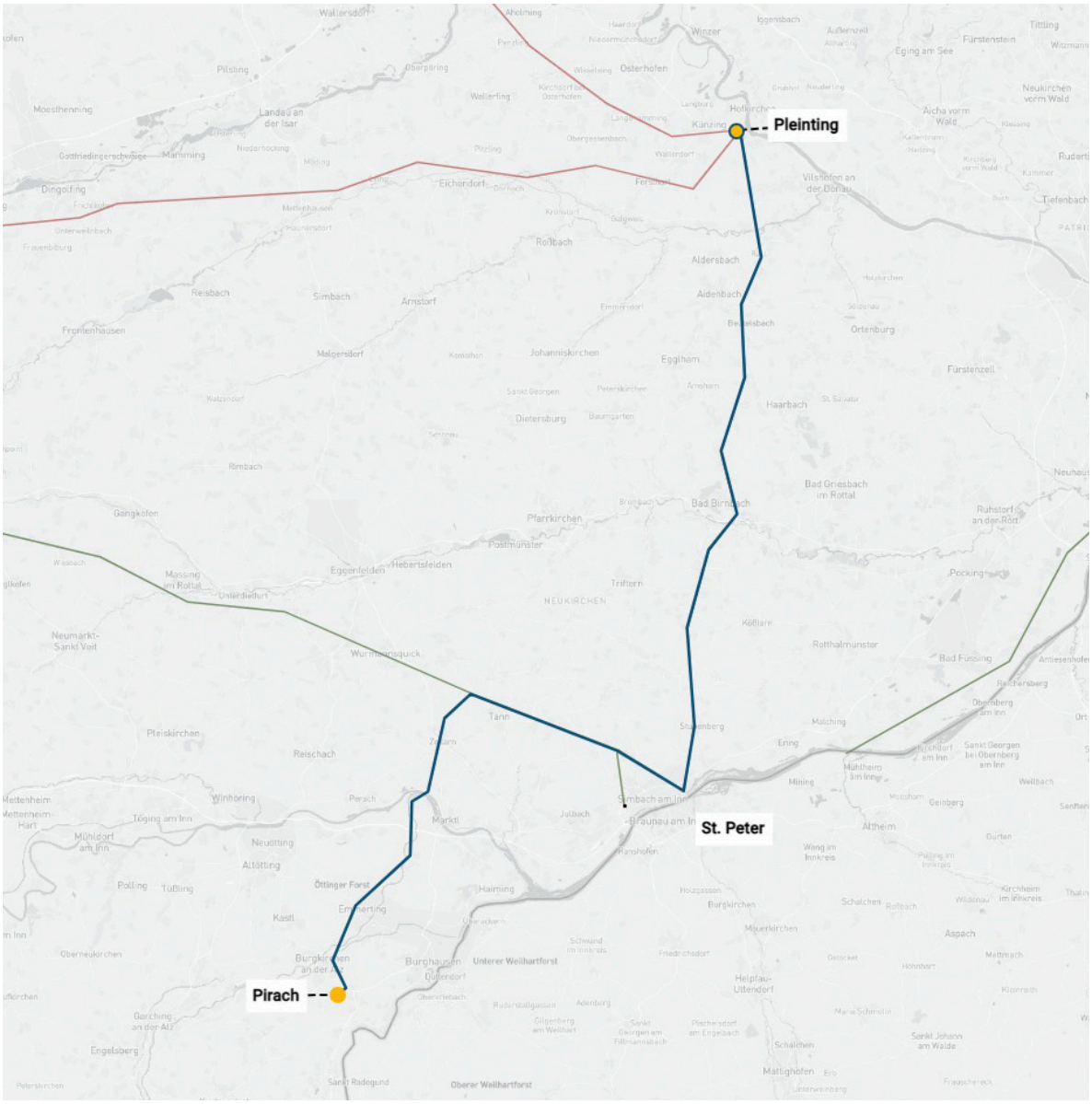
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Da auch im Projekt TTG-P67 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte mehr zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P112 wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist zusammen mit TTG-P67 als Vorhaben Nr. 32 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P113: Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 58

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M779: Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land - Punkt Geesthacht/Amt Lütau/Lauenburg/Elbe
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land zur Elbe (Punkt Geesthacht/Amt Lütau/Lauenburg/Elbe) erforderlich (Netzausbau). Darüber hinaus ist im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land ein 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).
- M777: Punkt Geesthacht/Amt Lütau/Lauenburg/Elbe – Lüneburg/Samtgemeinde Gellersen/Samtgemeinde Ilmenau – Stadorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis parallel zur Trasse der vorhandenen 380-kV-Leitung von der Elbe (Punkt Geesthacht/Amt Lütau/Lauenburg/Elbe) über Lüneburg nach Stadorf vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Stadorf zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Lüneburg an einem neuen Standort (Suchraum Stadt Lüneburg/Samtgemeinde Gellersen/Samtgemeinde Ilmenau) neu zu errichten und in die neue sowie die bestehende 380-kV-Doppelleitung voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- M778: Stadorf – Wahle
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis parallel zur Trasse der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf über Gifhorn/Müden nach Wahle vorgesehen (Netzverstärkung). In Wahle ist die Schaltanlage zu verstärken (Netzverstärkung).

Das Projekt steht im Zusammenhang mit den Projekten P84, P223 und P227, die in der neuen 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land mit einander verknüpft werden sollen.

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Dies zeichnet sich insbesondere für die Elbquerung sowie den Bereich der neu zu errichtenden Schaltanlage Lüneburg ab. Speziell in Lüneburg und an anderen Engstellen sind auch notwendige Baumaßnahmen an der bestehenden 380-kV-Doppelleitung sehr wahrscheinlich.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M779	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	24		x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren
M777	L	NI, SH	NA, NV	Parallelneubau		54	x	x	x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M778	L	NI	NA, NV	Parallelneubau		86	x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung Krümmel – Lüneburg – Stadorf – Wahle stellt einen wesentlichen Transportkanal in Nord-Süd- Richtung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) hat TenneT das Projekt P113 als Ersatzneubau der bestehenden 380-kV-Leitung beantragt. In Kenntnis der - mittlerweile erfolgten - Bestätigung des Projektes P227 sowie dessen vordringliche Realisierung hat TenneT die Situation des sich direkt anschließenden Projektes P113 noch einmal neu bewertet. Ein weiterer Anlass war die Novelle des Klimaschutzgesetzes, die eine beschleunigte Umsetzung der Energiewende erwarten lässt.

Angesichts dieser Erkenntnisse hat sich TenneT entschieden, für das Projekt P113 an Stelle des Ersatzneubaus einen vollständigen Neubau einer zweisystemigen 380-kV-Leitung parallel zur bestehenden 380-kV-Leitung zu beantragen und so die Strom-Übertragungskapazität auf diesem wichtigen Transportkanal östlich der Achse Schleswig-Holstein / Hamburg – Hannover analog zur westlichen Achse Dollern – Landesbergen (TTG-P24, P116) deutlich zu erhöhen. Außerdem wurde im Zusammenhang mit dem Projekt P227 Synergien gehoben. Dadurch startet die 380-kV-Doppelleitung nicht mehr am Umspannwerk Krümmel, sondern weiter nördlich am Endpunkt der 380-kV-Doppelleitung der P227 – in Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A mit den vorhandenen Leiterseilen nicht erreicht werden kann. Der Einsatz von HTL auf der bestehenden Leitung ist zwar aufgrund der Leiterseile sowie der Maststatik grundsätzlich möglich. Allerdings wurde im Rahmen einer genaueren Prüfung der Bestandsleitung festgestellt, dass dies planerisch sowie im Bau zumindest partiell nicht umsetzbar ist. Da die bestehende Leitung darüber hinaus hoch belastet ist, ist auch für die sonstigen Abschnitte eine Abschaltung der Leitung zur Umbeseilung aus Gründen der Systemstabilität nicht möglich. Daher wäre entgegen den Aussagen in früheren Netzentwicklungsplänen ein Ersatzneubau an Stelle einer HTL-Umbeseilung erforderlich, um die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zu erreichen. Angesichts der Bestätigung von P227 ist aber auch dies nicht mehr ausreichend, um der erforderlichen Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe gerecht zu werden. Daher wird mit M777, M778 und M779 ein Parallelneubau erforderlich.

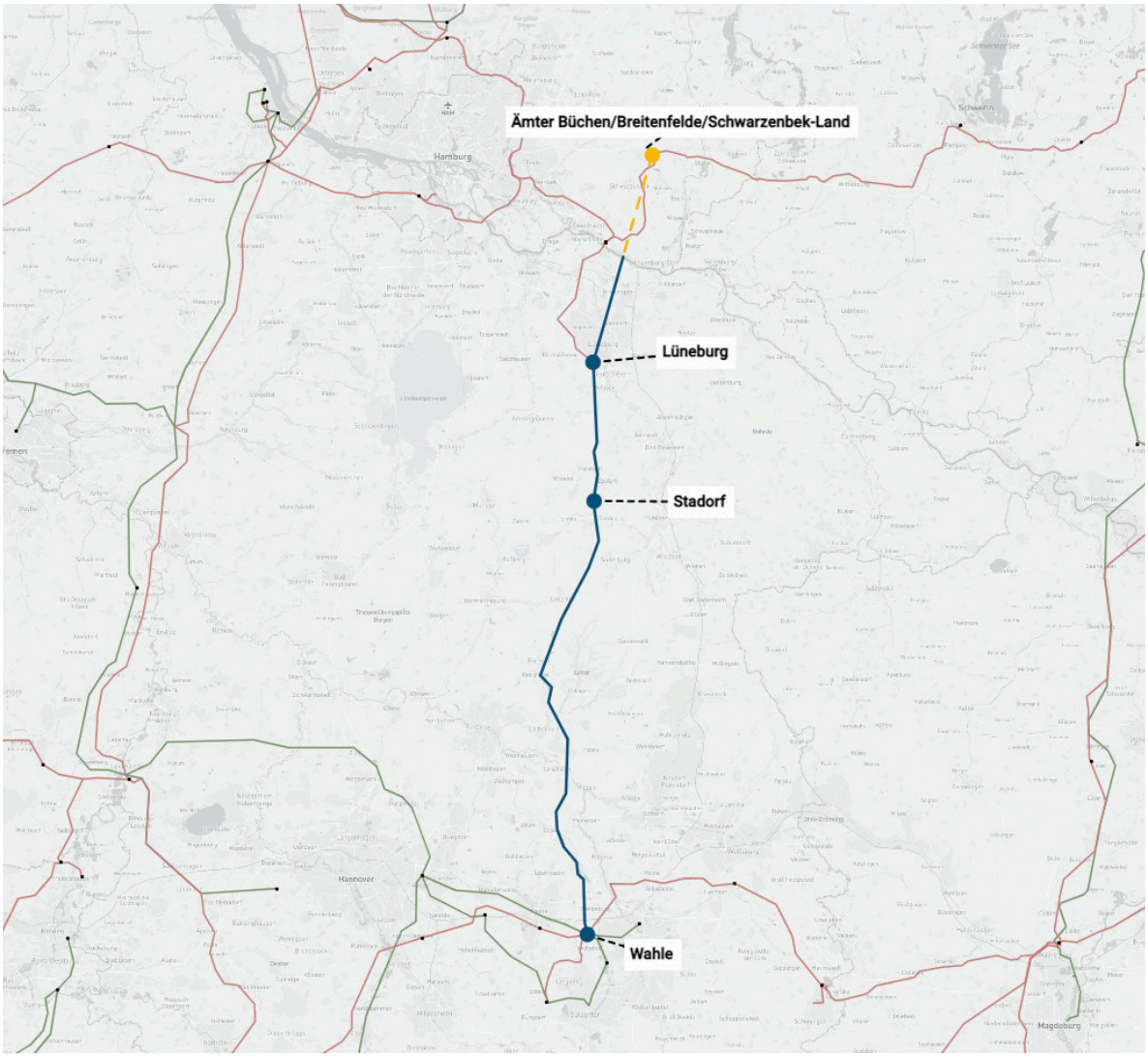
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu den hier vorgeschlagenen Maßnahmen ist die im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) vorgeschlagene Konfiguration von P113 mit den Maßnahmen M202a und M203 (Ersatzneubau) anzusehen. Unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme von P227 ist diese Konfiguration jedoch nicht mehr ausreichend, um die erforderliche Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe zu erfüllen.

In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen zwischen den Räumen östlich von Hamburg und östlich von Hannover vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Auf den parallelen Nord-Süd-Achsen Stade – Landesbergen (TTG-P24), Dollern – Ovenstädt (P116) und Güstrow – Wolmirstedt (50HzT-P34) werden ebenfalls Netzverstärkungen benötigt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P113 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 58 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt (Elbe-Lippe-Leitung (Nord))

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 57

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Ovenstädt und enthält folgende Maßnahmen:

- M206: Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Mehringen – Punkt Landesbergen (Steyerberg)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Dollern über Sottrum nach Landesbergen durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse von Dollern über Samtgemeinde Sottrum und Mehringen zum Punkt Landesbergen vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A je Stromkreis zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür sind die Schaltanlagen in Dollern, die im Rahmen von P119 neu zu errichtende Schaltanlage in der Samtgemeinde Sottrum sowie die im Rahmen von TTG-P24 neu zu errichtende Schaltanlage in Mehringen um jeweils zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).
- M494: Punkt Landesbergen (Steyerberg) – Ovenstädt
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Ovenstädt durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse vom Punkt Landesbergen nach Ovenstädt vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage in Ovenstädt zu verstärken (Netzverstärkung).

Es ist geplant, die neue 380-kV-Leitung an Landesbergen vorbei zu führen. Das Projekt steht im Zusammenhang mit der Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung Stade – Landesbergen (s. TTG-P24).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M206	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		118	x	x	x	x	x	x	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M494	L	NI, NW	NV	Ersatzneubau		20	x	x	x	x	x	x	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung von Dollern über Landesbergen nach Ovenstädt ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

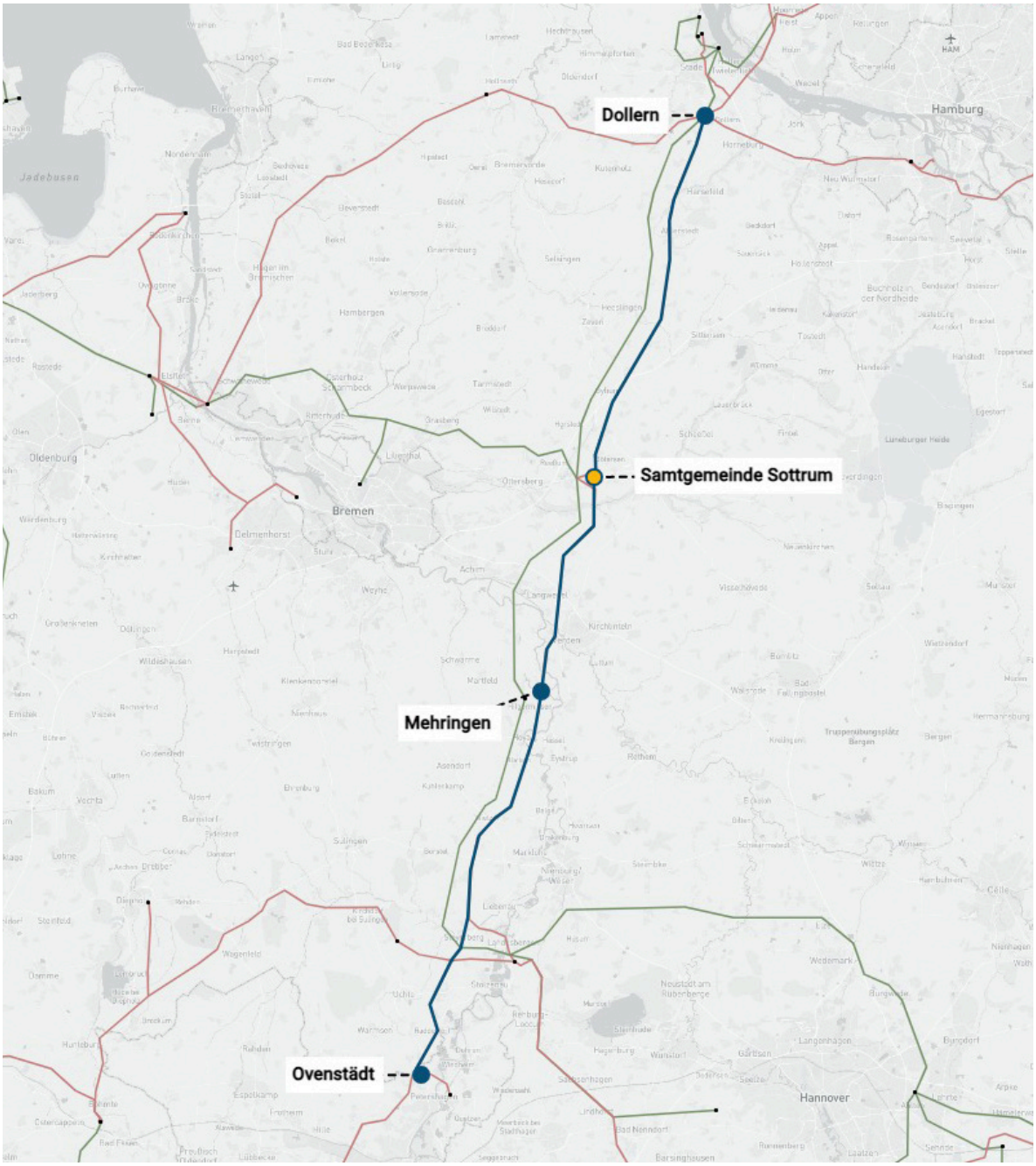
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die nahezu parallel verlaufende 220-kV-Leitung Sottrum – Landesbergen wird bereits im Rahmen von TTG-P24 (Stade – Landesbergen) verstärkt und steht insofern als Alternative nicht mehr zur Verfügung. Gleiches gilt für die östlich von Hamburg und Hannover verlaufende Leitung Krümmel – Wahle (P113) sowie die Leitung Dollern – Elsfleth/West (P23).

Alternativ zur Maßnahme M206 wäre theoretisch eine zusätzliche Verstärkung durch einen Parallelneubau auf der Achse Dollern – Elsfleth/West – Ganderkesee – St. Hülfe – Ohlensehlen – Landesbergen möglich. Diese Verbindung wäre allerdings deutlich länger als M206 und weniger effektiv. Außerdem hätte sie auch eine schlechtere NOVA-Einstufung, weshalb sie verworfen wurde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P116 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P135 das Vorhaben Nr. 57 des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P119: Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 56

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M90: Conneforde – Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Elsfleth/West einschließlich des Abzweigs nach Huntorf durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung von Conneforde über Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede nach Elsfleth/West mit einem zweisystemigen 380-kV-Anschluss von Huntorf mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde und Elsfleth/West zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist im Suchraum der Gemeinden Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zur Multiterminalanbindung des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-13-1 mit der HGÜ-Verbindung DC34 sowie darüber hinaus eines weiteren Offshore-Netzanbindungssystems (NOR-20-1) eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei Querkupplungen, einer Längskupplung und drei Sammelschienen zu errichten (Netzausbau). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede wie folgt abgekürzt: Suchraum Rastede.
- M535: Elsfleth/West – Stadtbezirke Bremen-West/Mitte – Samtgemeinde Sottrum
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Elsfleth/West und Sottrum durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Elsfleth/West über Blockland/neu bis zur Samtgemeinde Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür ist die 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West zu verstärken (Netzverstärkung) sowie ein neues 380-kV-Umspannwerk am Kreuzungspunkt mit dem Projekt P116 im Raum Sottrum (Suchraum Samtgemeinde Sottrum) mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Weiterhin ist als Ersatz für den 220-kV-Abzweig Blockland einschließlich des Umspannwerks Blockland ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren (Kundentransformatoren) westlich des jetzigen Abzweigs (Suchraum Stadtbezirke Bremen-West/Mitte; Arbeitsname Blockland/neu; Netzausbau) zusammen mit dem unterlagerten Verteilnetzbetreiber zu errichten und in die neue Leitung voll einzuschleifen. Aktuell werden verschiedene Standorte auf Bremer Gebiet an der A27 sowie in der Nähe des Stahlwerks Bremen – verbunden mit einer weiter südöstlich liegenden 380-kV Weserquerung – geprüft. An das Umspannwerk Blockland/neu ist der DC-Konverter des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-14-1 anzuschließen.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M90	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		32	x	x	x	x	x	x	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
M535	L	HB, NI	NA, NV	Ersatzneubau		68	x	x	x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Neben den Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auch zu starken Ost-West-Leistungsflüssen. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die bestehende 380- und 220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die hier aufgeführten Maßnahmen vergleichmäßigen die starken Ost-West-Leistungsflüsse. Darüber hinaus ist die Schaltanlage Unterweser als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen vorgesehen (Projekte NOR-9-3 sowie NOR-12-1). Des Weiteren ist die Schaltanlage Suchraum Rastede als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen mit je 2 GW vorgesehen (NOR-13-1 und NOR-20-1).

Der Suchraum Rastede eignet sich als Netzverknüpfungspunkt, da durch die Lage auf der Leitung zwischen Conneforde und Elsfleth/West die Leistung sowohl über die Achse Conneforde – Merzen (TTG-P21) als auch über Elsfleth/West – St. Hülfe (P22 und TTG-009) sowie über den Kreuzungspunkt von P119 mit P116 in Samtgemeinde Sottrum abtransportiert werden kann.

Das Projekt P119 bildet zusammen mit P22 sowie der HGÜ-Verbindung DC34 die Grundlage für den Anschluss von insgesamt acht GW Offshore-Windenergie in Unterweser und dem Suchraum Rastede sowie den überregionalen Abtransport. Der Neubau des Umspannwerks Blockland/neu bis 2030/2031 wird erforderlich, da seitens des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers wesernetz Bremen eine deutliche Lasterhöhung beantragt wurde. Grund hierfür ist die geplante Umstellung des Stahlwerks Bremen auf eine CO_2-neutrale Stahlproduktion, die mit einem deutlichen Mehrverbrauch an Elektrizität verbunden ist. Aus diesem Grund ist auch in Blockland/neu (Suchraum Stadtbezirke Bremen-West/Mitte) der Anschluss von 2 GW Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-14-1). Als zukünftig größter Netzverknüpfungspunkt zwischen dem Übertragungsnetz und dem Bremer Stadtnetz muss das UW Blockland/neu die Versorgungs- und Zukunftssicherheit der Stadt Bremen als auch der energieintensiven Industrieunternehmen im Stadtgebiet sicherstellen.

Mit Inbetriebnahme von M90 und M535 kann die 220 kV-Infrastruktur zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum einschließlich der Abzweige Huntorf und Blockland zurückgebaut werden. Zusammen mit den Projekten TTG-P66 und TTG-P69 (beide bereits in Betrieb), TTG-P21, TTG-P24 und P175 wird somit die aktuell noch vorhandene 220-kV-Infrastruktur im Dreieck zwischen Hamburg, Hannover und Emden perspektivisch weitgehend durch eine nachhaltige 380-kV-Infrastruktur abgelöst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu P119 wurden im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) die Projekte P22 und P23 vorgeschlagen. Diese Projekte beheben jedoch die entstehenden Überlastungen nicht so effektiv und erfordern insgesamt umfangreichere Netzverstärkungsmaßnahmen als P119 in Kombination mit einem auf die Maßnahmen M80 und M92 reduziertem Projekt P22. Darüber hinaus hat die BNetzA im NEP das Projekt P23 zusätzlich zu P119 bestätigt, sodass dieses Projekt als Alternative nicht mehr zur Verfügung steht.

In der Konsultation des NEP 2035 (2021) wurde in mehreren Stellungnahmen die Verlegung des Netzverknüpfungspunktes (Suchraum) Rastede für die 380-kV-Schaltanlage sowie den Anschluss der on- und offshoreseitigen HGÜ-Verbindungen von der Leitung Conneforde – Elsfleth/West in die bestehende 380-kV-Leitung Conneforde – Diele gefordert. Hierzu ist festzustellen, dass die Achse Conneforde – Diele – Niederlangen im NEP bereits hoch ausgelastet ist. Die beiden Bestandsstromkreise haben eine Stromtragfähigkeit von jeweils rund 2.200 A, während die Leitung Conneforde – Elsfleth/West bereits im Rahmen von P119 auf 4.000 A je Stromkreis verstärkt wird. Die geforderte Verschiebung hätte daher einen höheren Netzausbau in der Region zur Folge, da zusätzlich zu P119 auch die Leitung Conneforde – Diele – Niederlangen verstärkt werden müsste.

Alternativ zum Neubau des Umspannwerks Blockland_neu wurden eine Erweiterung des bestehenden Umspannwerks Blockland sowie des Umspannwerks Niedervieland geprüft. Eine Erweiterung des Umspanwerks Blockland scheidet wegen sehr beengter Platzverhältnisse aus. Eine Erweiterung des Umspannwerks Niedervieland wäre theoretisch möglich, allerdings wäre dies wegen beengter Platzverhältnisse mit einem kompletten Ersatzneubau verbunden. Darüber hinaus wären seitens des VNB mehrere Weserquerungen zum Anschluss des Industriekunden erforderlich. Darüber hinaus wäre aus (n-1)-Gründen die Volleinschleifung von Niedervieland im Rahmen von P22 M80 erforderlich. Ergänzend würden in diesem Fall der Neubau der 380/220-kV-Schaltanlage am Abzweig Blockland sowie der Abzweig Blockland und das Umspannwerk Blockland in 220 kV bestehen bleiben müssen. Aus diesen Gründen wurde diese Alternative verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P119 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 56 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt - Schwanebeck/Huy - Klostermansfeld - Schraplau/Obhausen - Lauchstädt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 60

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M209a: Wolmirstedt - Suchraum Stadt Schwanebeck/Gemeinde Huy - Klostermansfeld
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von Wolmirstedt über den geplanten Standort im Suchraum Stadt Schwanebeck/Gemeinde Huy (nachfolgend "Schwanebeck/Huy" als Arbeitstitel genannt) nach Klostermansfeld bedarfsgerecht die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.
- M209b: Klostermansfeld - Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen - Lauchstädt
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des WAFB, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von Klostermansfeld über den neuen Standort im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Schraplau/Obhausen“ als Arbeitstitel genannt) nach Lauchstädt bedarfsgerecht die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt. Hierzu sind, neben der oben genannten 380-kV-Neubauanlage Schraplau/Obhausen, die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Lauchstädt entsprechend zu erweitern bzw. zu verstärken (u. a. s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M209a	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		117	x	x	x	x	x	x	2027*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M209b	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		39	x	x	x	x	x	x	2026*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt - Klostermansfeld - Lauchstädt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Zudem wird künftig im Umspannwerk Klostermansfeld sowie in den geplanten Umspannwerken Schwanebeck/Huy und Schraplau/Obhausen zunehmend mehr Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den Verteilnetzen aufgenommen bzw. direkt angeschlossen.

* IB-Datum bezieht sich auf die erste Stufe des dargestellten Vorhabens (WAFB).

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Wolmirstedt - Klostermansfeld - Lauchstädt ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt - Klostermansfeld - Lauchstädt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in Sachsen-Anhalt zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Wolmirstedt über Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen nach Lauchstädt dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt in den Süden der Bundesrepublik.

Zusammen mit dem Projekt 50HzT-P150 und dessen neuem Netzverknüpfungspunkt Schraplau/Obhausen stärkt das Projekt P124 die Vermaschung und damit die horizontale Übertragungsfähigkeit in der südwestlichen Netzregion von 50Hertz.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

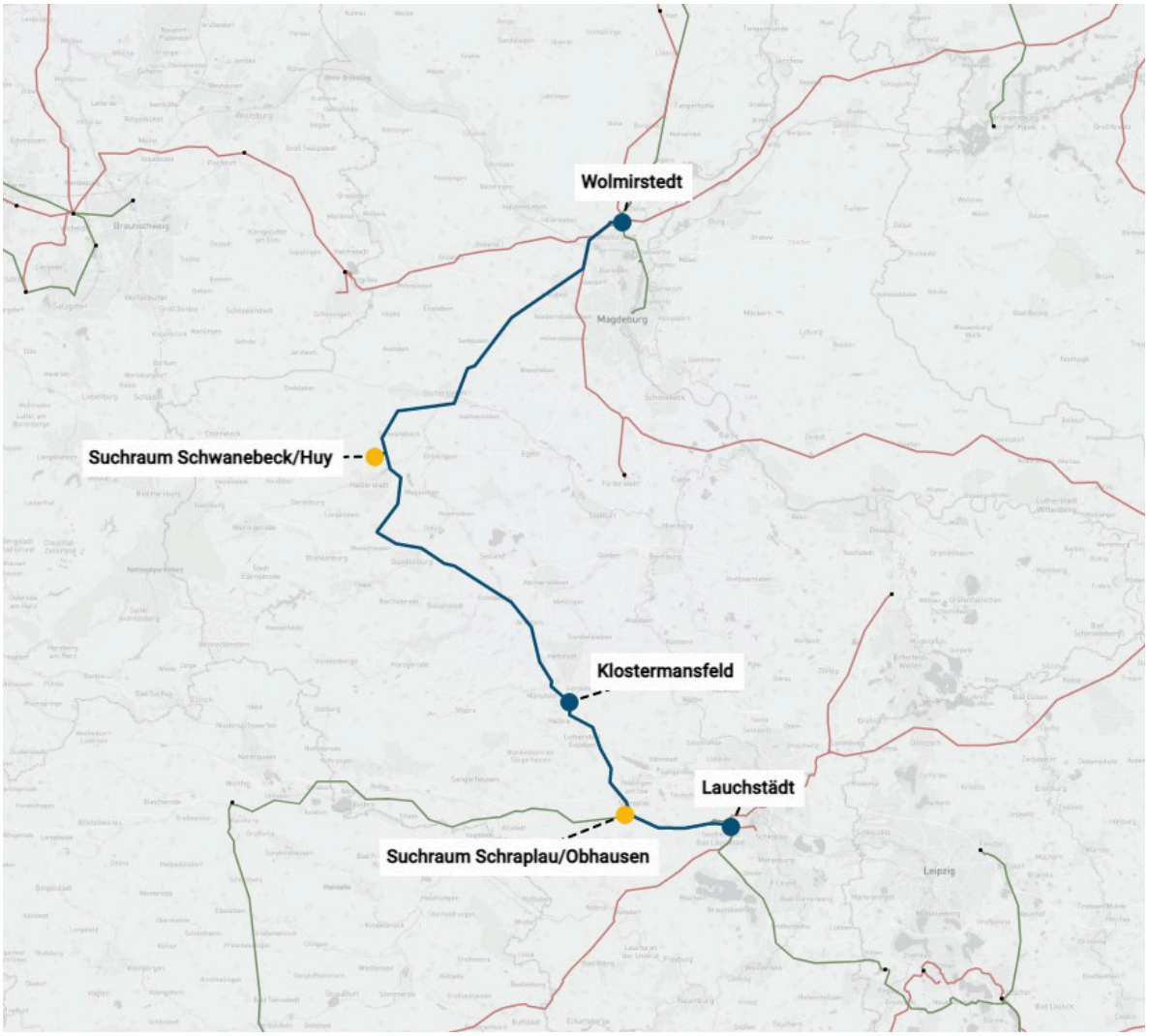
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. In diesem Projekt wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen.

Prüfung alternativer Netzausbaumaßnahmen

Zu den Maßnahmen sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P124 mit der Maßnahme M209a wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert. Das Projekt P124 mit der Maßnahme M209b wurde seit dem NEP 2023 (2013) identifiziert. Beide Maßnahmen wurden im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 65

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M253: Borken – Gießen/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Gießen/Nord auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung mittels Hochtemperaturleiter ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Gießen/Nord verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M253	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		73	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

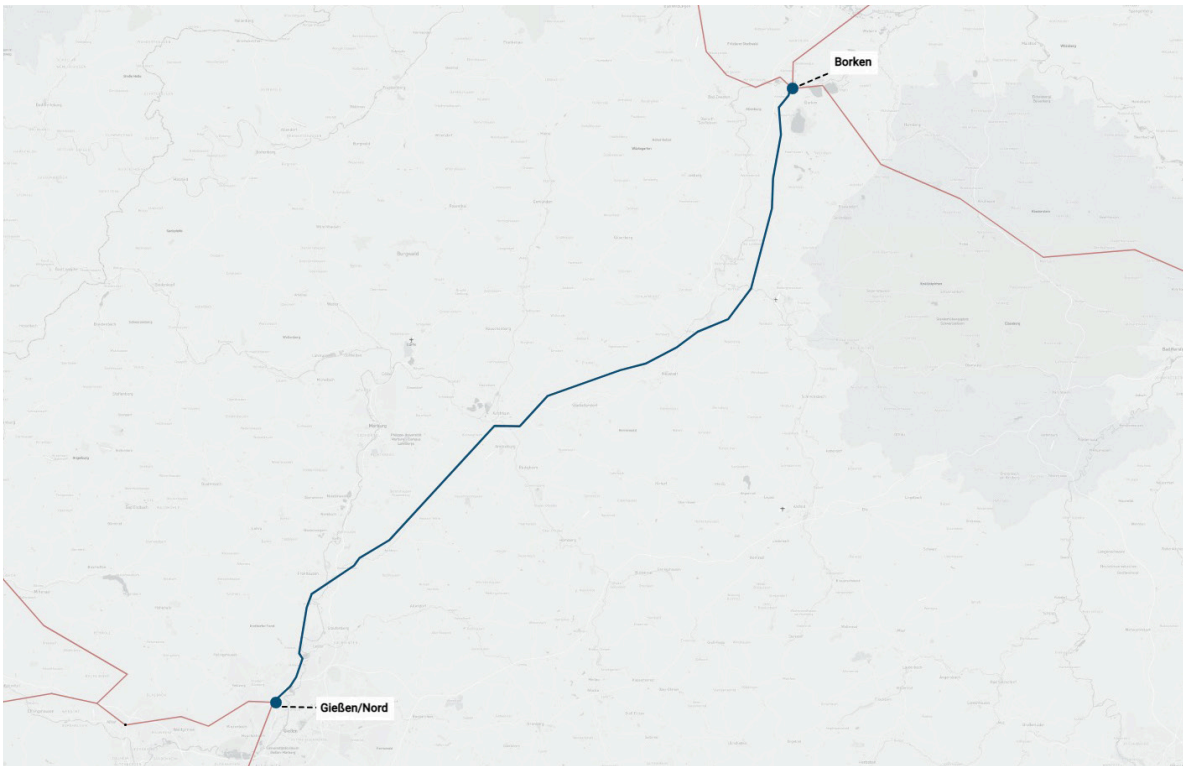
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P133 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P211 das Vorhaben Nr. 65 des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen (Elbe-Lippe-Leitung (Süd))

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 57

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens zwischen Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen und enthält folgende Maßnahme:

- M255: Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Ovenstädt über Eickum nach Bechterdissen mittels HTL-Umbeseilung auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eickum ist hierbei voll einzuschleifen. Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M255	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		60	x	x	x	x	x	x	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz sämtlicher Szenarien des NEP als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

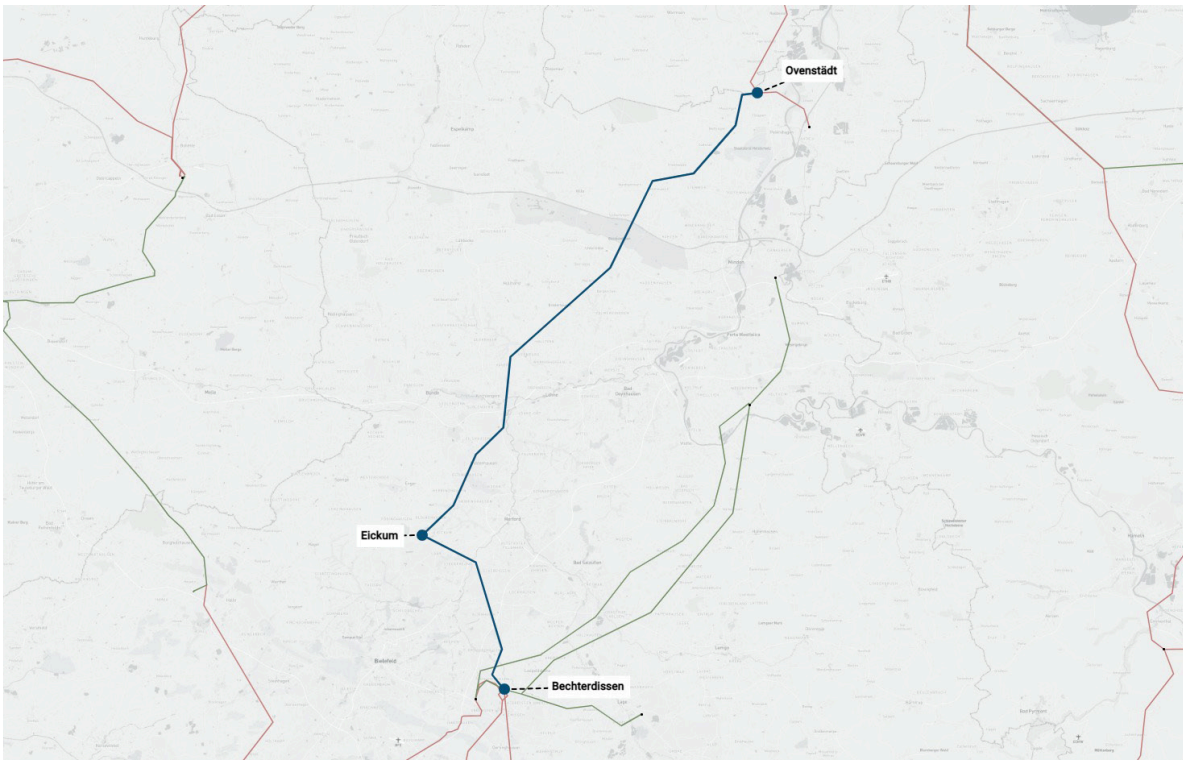
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P135 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P116 das Vorhaben Nr. 57 des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TenneT Nr. BBPlG 2022: 66

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M91: Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg und Urberach realisiert (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M91	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		24	x	x	x	x	x	x	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Großkrotzenburg und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

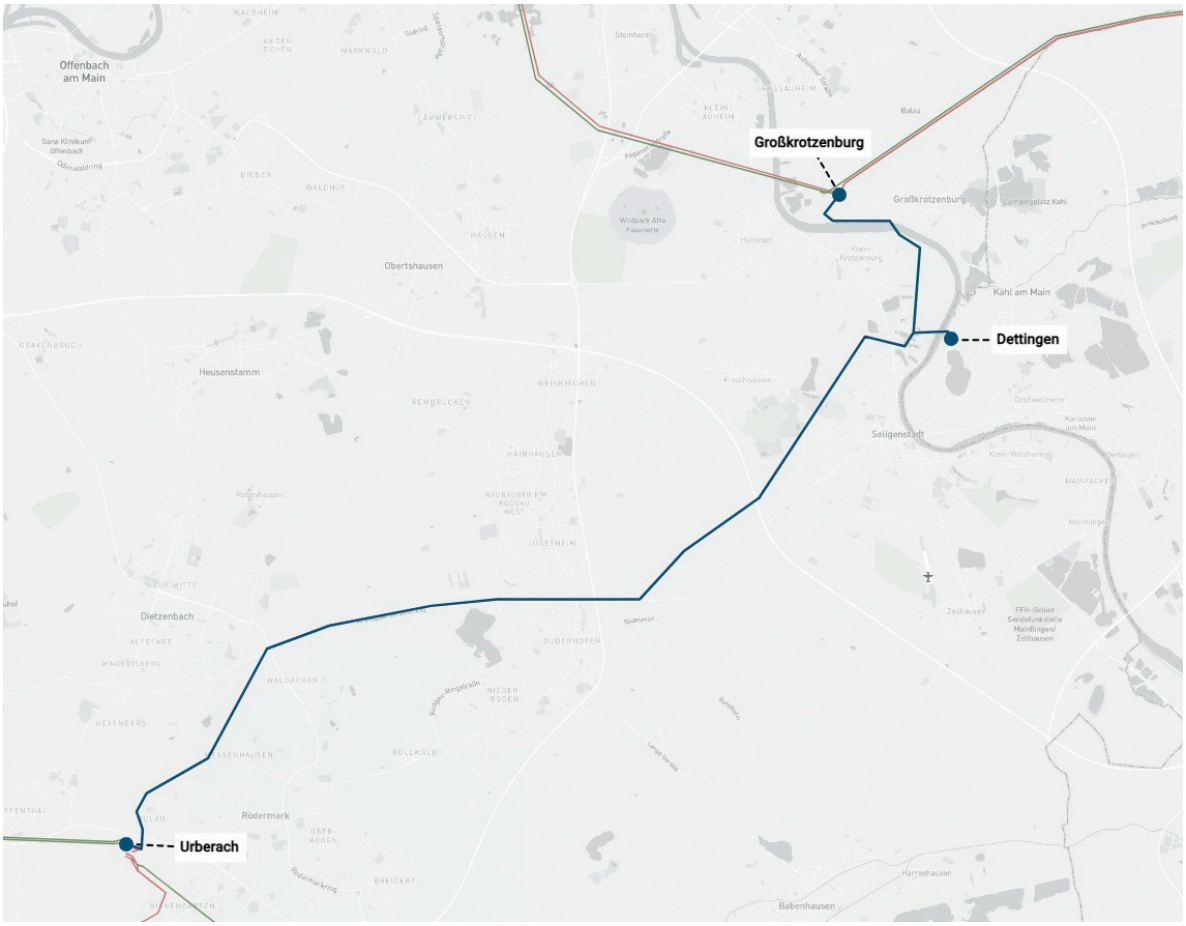
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P161 wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 66 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P170: Netzverstärkung zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 97

Nr. TYNDP 2022: 244

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)
  Zwischen den Umspannanlagen Uchtelfangen, Ensdorf und Vigy (Frankreich) wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die 380-kV-Anlagen Uchtelfangen und Ensdorf neu errichtet bzw. verstärkt werden (Netzverstärkung). Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte grenzüberschreitende Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich realisiert (Netzverstärkung).

Um die Transportkapazität optimal auszunutzen, werden im Projekt P314 Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf umgesetzt.
Es wird angestrebt, die Maßnahme abschnittsweise von Uchtelfangen bis Endorf beschleunigt innerhalb des Zielhorizonts bis 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (s. Kapital 5.2.7 „Ad-hoc-Maßnahmen“).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M380	L	SL	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		34	x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kommt es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen. Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Mit der Realisierung dieses Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt bereitgestellt. Zudem trägt diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Frankreichs bei. Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme zeigt sich in den positiven Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse, die im NEP 2035 (2021) vorgenommen wurde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M380 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

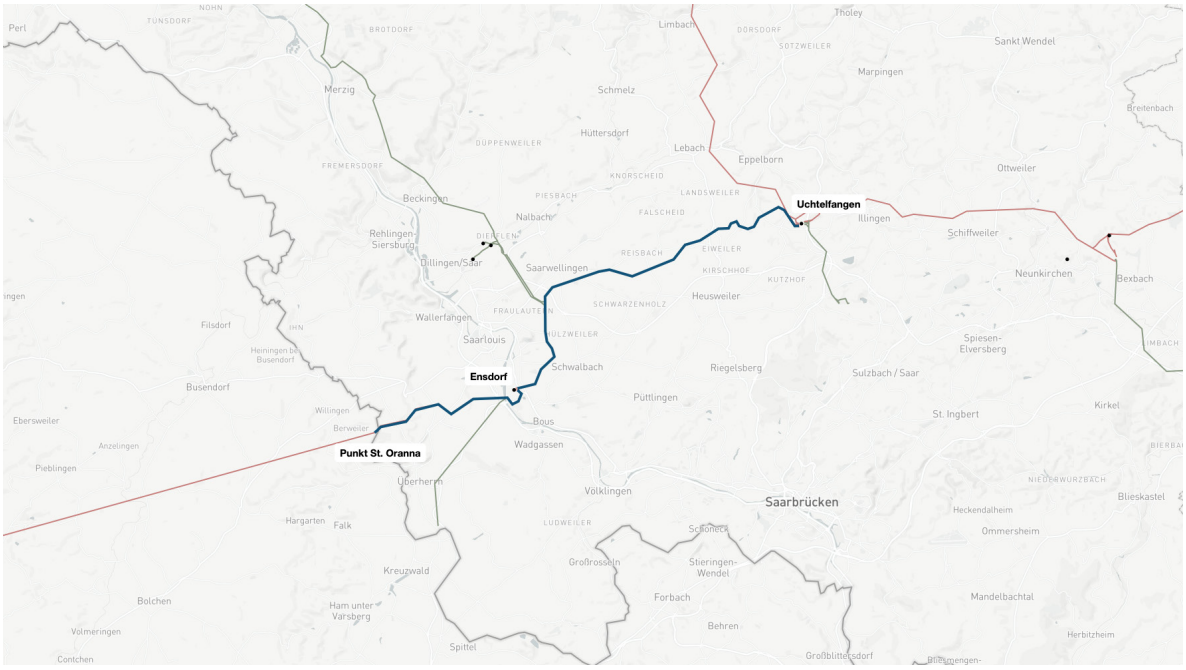
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind zwar grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die höheren volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich nachteilhafter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P170 mit der Maßnahme M380 wurde erstmals im NEP 2024 (2014) identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2017) und im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 97 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P171: Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen der existierenden 380-kV-Anlage Hanekenfähr und der geplanten Anlage Merzen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M381: Hanekenfähr - Merzen
  Zwischen der Anlage Hanekenfähr und der geplanten Anlage Merzen wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau möglichst in bzw. unmittelbar neben bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Merzen realisiert (Netzverstärkung). In der 380-kV-Station Hanekenfähr müssen die Leitungsfelder der hier gegenständlichen Stromkreise ertüchtigt werden.

  Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt innerhalb des Zielhorizonts bis 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (s. Kapital 5.2.7 „Ad hoc Maßnahmen").

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M381	L	NI	NV	Zu-/Umbeseilung		36	x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende sowie durch andere Vorhaben geplante Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Zukünftig wird das nördliche Netzgebiet der Amprion, über die heute bestehenden Kuppelleitungen hinaus, durch weitere 380-kV-Leitungen wie Ganderkesee-Wehrendorf (EnLAG Nr. 2) und Conneforde-Cloppenburg-Merzen (BBPlG Nr. 6) mit dem Netzgebiet der TenneT verbunden sein. Diese Energieübertragungsstrecken dienen vorwiegend dem Transport von fluktuierenden Leistungen aus On- und Offshore-Anlagen in das nördliche Netzgebiet der Amprion. Zusätzlich werden sich mit der Inbetriebnahme der Offshore-Systeme Wehrendorf und Westerkappeln die Auslastung der Stromkreise zwischen Merzen und Hanekenfähr erhöhen. Zudem ist bereits mittelfristig in den Zeiträumen , in denen die TenneT-Kuppelstromkreise bereits in Betrieb sind, aber die weiterführenden Nord-Süd-Achsen Westerkappeln – Gersteinwerk und Wehrendorf – Gütersloh noch nicht fertiggestellt sind, mit Netzüberlastungen zu rechnen. Um diese zusätzlichen Leistungen engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können, muss die Übertragungskapazität der Transportachse zwischen der geplanten Anlage Merzen und der Anlage Hanekenfähr erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Darüber hinaus wurden in einem zusätzlichen Szenario 2030 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M381 hat sich zur Reduktion von Redispatch/Engpassarbeit als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M381 im Bereich der bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P171 wurde bereits im NEP 2024, NEP 2025 und im NEP 2030 (Version 2017) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P175: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 73

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M385: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven2 und Fedderwarden
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven) nach Fedderwarden erforderlich (Netzausbau). In Wilhelmshaven2 sind darüber hinaus bis zu drei 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen. Weiterhin ist das Umspannwerk Fedderwarden zu verstärken (Netzverstärkung).
- M466: Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven2, Sande und Conneforde
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Fedderwarden nach Conneforde durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven) über Sande nach Conneforde geplant (Netzverstärkung). Weiterhin ist das Umspannwerk Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung). Ablauf und Umfang des Rückbaus der 220-kV-Leitung ist im Rahmen der detaillierten technischen Analysen sowie in Absprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber und Kunden sowie in Abhängigkeit der Maßnahmen M810/M811 (s. P489) zu klären. Darüber hinaus ist in Sande ein neues 380-kV-Umspannwerk für mehrere Kundenanschlüsse zu errichten und voll in die neue Leitung sowie in die 380-kV-Bestandsleitung einzuschleifen (Netzausbau).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M385	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	15		x	x	x	x	x	x	2027	3: Im Genehmigungsverfahren
M466	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		36	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Niedersachsen ist eine zusätzliche Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven notwendig. Weiterhin ist Wilhelmshaven 2 als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-2 und NOR-11-2). Darüber hinaus ist Wilhelmshaven 2 als Startpunkt für die HGÜ-Verbindung DC21 vorgesehen.

Vom neuen Umspannwerk Wilhelmshaven 2 sind jeweils neue zweisystemige 380-kV-Leitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A nach Fedderwarden und Conneforde erforderlich, um EE-Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie abzuführen. Die rechtzeitige Realisierung des Umspannwerks Wilhelmshaven 2 sowie der Maßnahmen M385 und M466 ist für den in 2029 und 2031 geplanten Anschluss von jeweils 2 GW Offshore-Windenergie im Rahmen von NOR-9-2 und NOR-11-2 notwendig.

Das zusätzliche Umspannwerk in Sande wird benötigt, um die in diesem Raum umfangreich aufgekommenen Netzanschlussbegehren bedienen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene für ein engpassfreies Netz nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse als 380-kV-Doppelleitung neu gebaut sowie zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden zusätzlich durch einen 380-kV-Neubau ergänzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Maßnahme M466 handelt es sich um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Bei der Maßnahme M385 handelt es sich um den Lückenschluss zwischen Wilhelmshaven 2 und der 2020 in Betrieb gegangenen 380-kV-Leitung Fedderwarden – Conneforde, deren Kapazität für die erforderliche Übertragungsaufgabe aber nicht ausreicht. Weitere Alternativen sind nicht ersichtlich, da in der Region keine alternative Netzstruktur existiert.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P175 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) mit den Maßnahmen M385 und M466 von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 73 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P200: Punkt Blatzheim - Oberzier

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 74

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M425 Oberzier – Punkt Blatzheim:
  Zwischen dem Punkt Blatzheim und der Anlage Oberzier wird eine ca. 16 km lange 380-kV-Freileitung mit zwei zusätzlichen Stromkreisen errichtet. Darüber hinaus ist die Errichtung von zwei 380-kV-Schaltfelder in Oberzier erforderlich. Nach Fertigstellung werden die 380-kV-Dreibeine Paffendorf – Sechtem – Oberzier aufgelöst (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M425	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		16	x	x	x	x	x	x	2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Westliches Rheinland/ Aachen ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Ebenso ist der betreffende Netzbereich durch die länderübergreifenden Leitungen nach Belgien, Frankreich, Luxemburg und in die Niederlande geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert. Die bestehende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist erforderlich, um die Überlastungen zwischen dem Punkt Blatzheim und der Anlage Oberzier zu beheben. Die Maßnahme ist dabei unabhängig vom Betrieb des Tagebau Hambachs und damit in allen möglichen Varianten eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung notwendig. Mit dem Projekt werden darüber hinaus die Transportkapazitäten zu den umliegenden Nachbarstaaten gestärkt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2037/2045 (2023) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M425 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

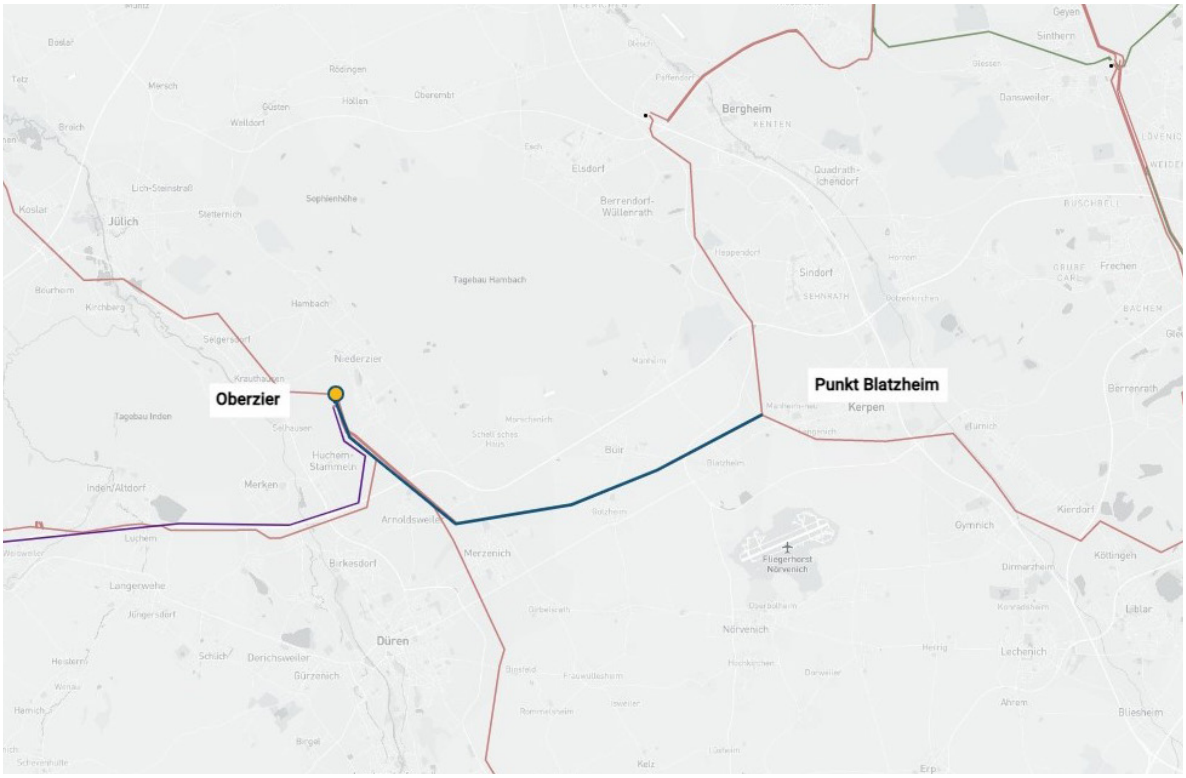
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P200 wurde im NEP 2025 (2015) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019)) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 74 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P203: Netzverstärkung Suchraum Drensteinfurt – Gersteinwerk

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Region Münsterland, der Region Ostwestfalen und dem östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M429: Netzverstärkung Suchraum Drensteinfurt – Gersteinwerk
  Vom Kreuzungspunkt der geplanten Leitung Westerkappeln – Gersteinwerk (P402) mit der bestehenden Leitung Hanekenfähr – Gersteinwerk kann eine Mitnahme der beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise aus Richtung Hanekenfähr auf einem Mehrfachgestänge der noch zu errichtenden Leitung Westerkappeln – Gersteinwerk (P402) bis zur Umspannanlage Gersteinwerk erfolgen. Im Zuge der Maßnahme kann die Leitung Hanekenfähr – Gersteinwerk im Abschnitt des Kreuzungspunktes bis zum Pkt. Walstedde zurückgebaut und die Dreibeine am Pkt. Walstedde können aufgelöst werden. Hierzu ist die Errichtung eines Mehrfachgestänges und die Mitführung der Stromkreise Hanekenfähr – Gersteinwerk vom Kreuzungspunkt mit der geplanten Leitung Westerkappeln – Gersteinwerk (P402) bis zur Umspannanlage Gersteinwerk erforderlich (Netzverstärkung).Ferner muss die Anlage Gersteinwerk um zwei Schaltfelder erweitert werden, damit die beiden mitgenommenen Stromkreise in der Umspannanlage Gersteinwerk angeschlossen werden können.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M429	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		18	x	x	x	x	x	x	2033	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität zwischen Hanekenfähr und Gersteinwerk ist zu erhöhen. Den Engpass bildet die Ost-West-Verbindung Pkt. Walstedde nach Gersteinwerk aufgrund eines Erzeugungsüberschusses aus erneuerbaren Energien in Niedersachsen und Ostwestfalen und einem Leistungsbezug im östlichen Ruhrgebiet. Dieser Engpass wird durch die Schaffung einer direkten Verbindung Hanekenfähr – Gersteinwerk und der Auflösung der Dreibeine am Punkt Walstedde beseitigt. Ebenso lassen sich durch die Realisierung der Maßnahme M429 Leitungskreuzungen in Verbindungen mit der Realisierung der neu zu errichtenden Leitung zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk (s. P402) vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Ein zusätzlicher Trassenraum für das Projekt P203 wird nicht benötigt, da dieses auf auf einem gemeinsamen Gestänge mit dem Projekt P402 Westerkappeln-Gersteinwerk umgesetzt werden kann.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

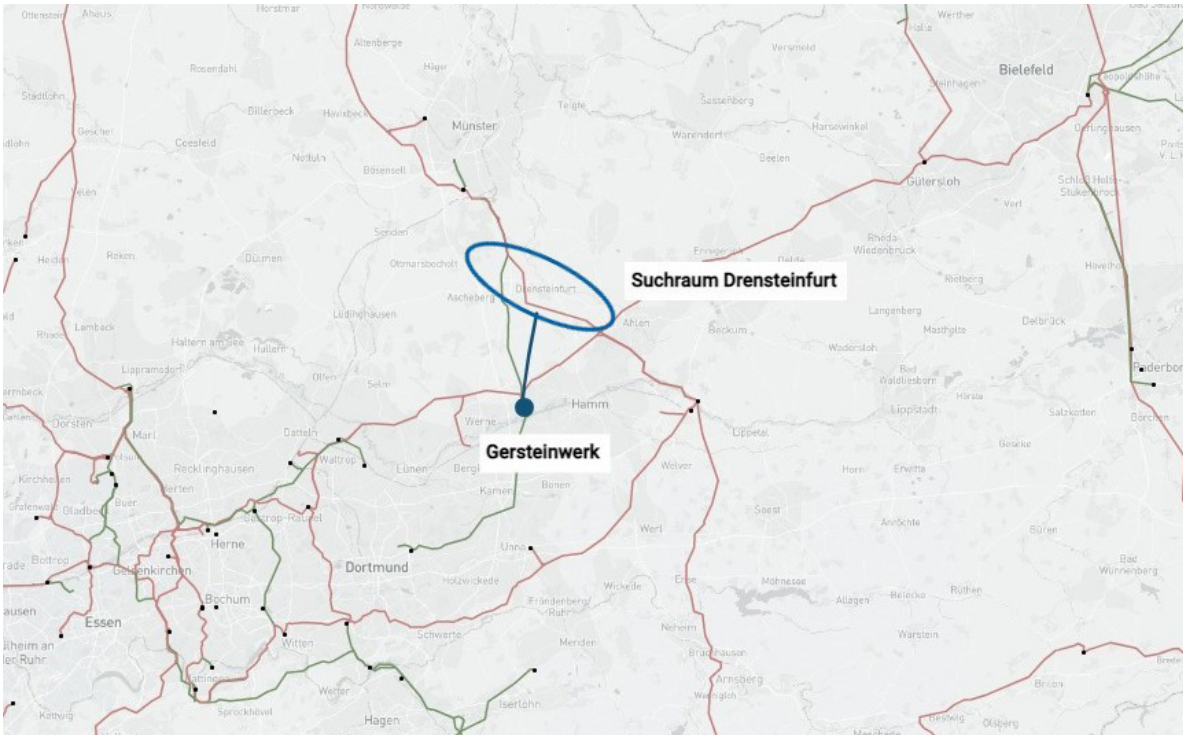
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M429 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Roxel und der Anlage Gersteinwerk als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M429 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P203 wurde bereits im NEP 2025, im NEP 2030 (Version 2017) sowie im NEP 2030 (Version 2019) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P204: Netzverstärkung Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 99

Nr. TYNDP 2022: 231

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M430: Kühmoos – Tiengen – Bundesgrenze (CH)
  Zwischen den Schaltanlagen Tiengen-Waldshut und Beznau (CH) wird in bzw. unmittelbar neben bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Ebenfalls soll die Leitung Tiengen – Kühmoos auf 380-kV umgestellt werden. Dabei wird die bestehende 220-kV-Leitung bereits in den nächsten Jahren für den 380-kV-Betrieb verstärkt. Die Betriebsumstellung auf 380-kV erfolgt dann mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Stromkreise zwischen Tiengen und Beznau (CH). Damit hängt die Inbetriebnahme der 380 kV-Stromkreise von den Genehmigungsverfahren und der Umsetzung der baulichen Maßnahmen in der Schweiz ab. Die 380-kV-Schaltanlage Tiengen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M430	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung		35	x	x	x	x	x	x	2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden. Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz werden wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt. Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme zeigt sich in den positiven Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse, die bereits im NEP 2035 (2021) vorgenommen wurde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M430 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

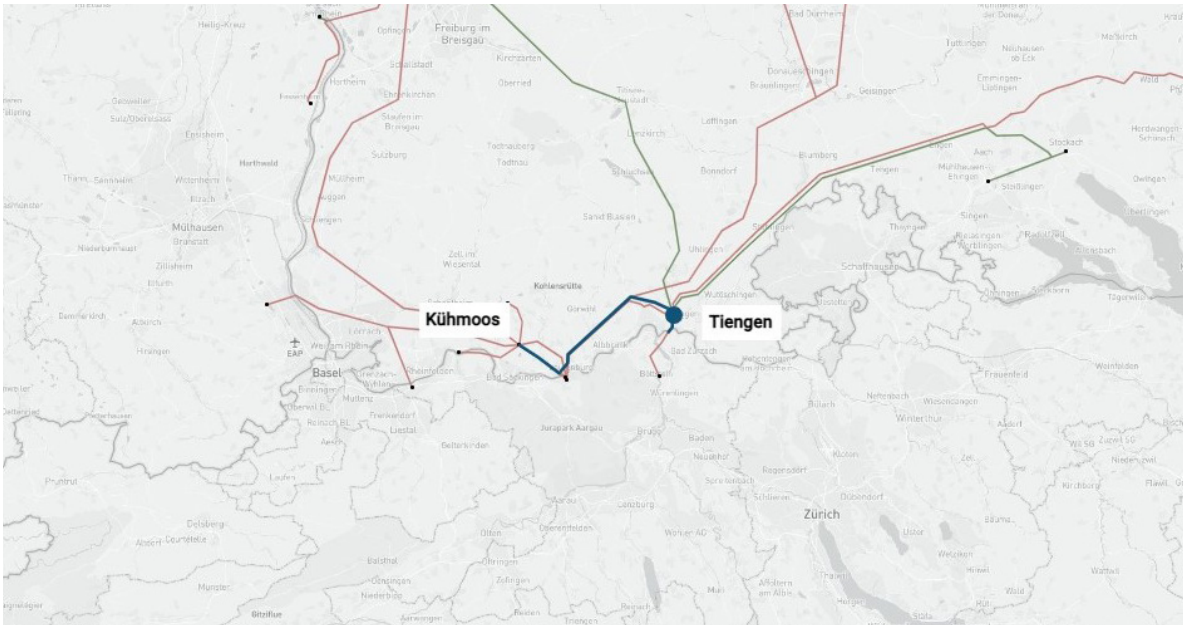
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P204 wurde im NEP 2025 (2015) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Der Abschnitt Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH) ist bereits als Vorhaben Nr. 99 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P206: Hochrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TransnetBW Nr. BBPlG 2022: 23

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Rauminanspruchnahme durch den Rückbau der 220-kV-Struktur und zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Hochrheingebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M417: Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf/Wald und Abzweig Beuren
  Zwischen den Anlagen Gurtweil/Tiengen und Herbertingen soll durch Ersatzneubau eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen errichtet werden. Sie soll die bestehende 380-kV-Trasse Herbertingen – Tiengen und die 220-kV-Trasse Gurtweil – Beuren ersetzen. Dafür ist die Neuerrichtung der Anlagen Gurtweil und Tiengen und die Erweiterung der Umspannanlage Herbertingen erforderlich. Der 380-kV-Stromkreis Engstlatt – Kühmoos – Villingen muss in das Umspannwerk Gurtweil eingeschleift werden. Dies erfolgt durch einen Neubau der Leitung auf ca. 4 km, unter Berücksichtigung von Bündelungsmöglichkeiten mit parallelen Leitungsstrukturen. Das bestehende 220-kV-Umspannwerk Beuren wird auf 380-kV umgestellt. Zudem wird ein neues Umspannwerk im Raum Pfullendorf/Wald in 380/110-kV errichtet.

  Die beiden 380-kV-Anlagen im Raum Pfullendorf/Wald und Beuren ersetzen die beiden bestehenden 220-kV-Anlagen in Stockach und Beuren für die zukünftige Versorgung des Hochrheingebietes aus der Höchstspannungsebene. Der Anschluss der beiden Anlagen kann nach aktueller Planung durch Ersatzneubauten an die neue 380-kV-Leitung Gurtweil/Tiengen – Herbertingen erfolgen.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M417	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse	3	140	x	x	x	x	x	x	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein hat die Aufgabe, die Leistung aus den Laufwasserkraftwerken und Pumpspeicherwerken am Hochrhein abzutransportieren und die sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Zusätzlich leistet das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein einen Beitrag zum Leistungsaustausch mit der Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in diesem Bereich wird Zug um Zug zurückgebaut und dadurch geschwächt. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist daher die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig. Anstatt der Umstellung des Umspannwerks Stockach auf 380-kV wird der Neubau eines 380/110-kV Umspannwerks im Raum Pfullendorf/Wald neben der neuen 380-kV-Leitung erforderlich. Darüber hinaus kann der heute bestehende 380-kV-Stromkreis Herbertingen – Tiengen aufgrund seiner Trassierung nur mit 60°C betrieben werden. Hierdurch ergibt sich eine geringere Übertragungskapazität, die für den zukünftigen Transportbedarf nicht mehr ausreichend ist. Daher ist ein Neubau der Leitung in bestehender Trasse notwendig.

Durch das Projekt wird die Netzstruktur in dem betroffenen Netzbereich optimiert, der Raumbedarf reduziert und die Übertragungskapazität erhöht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M417 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M417 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

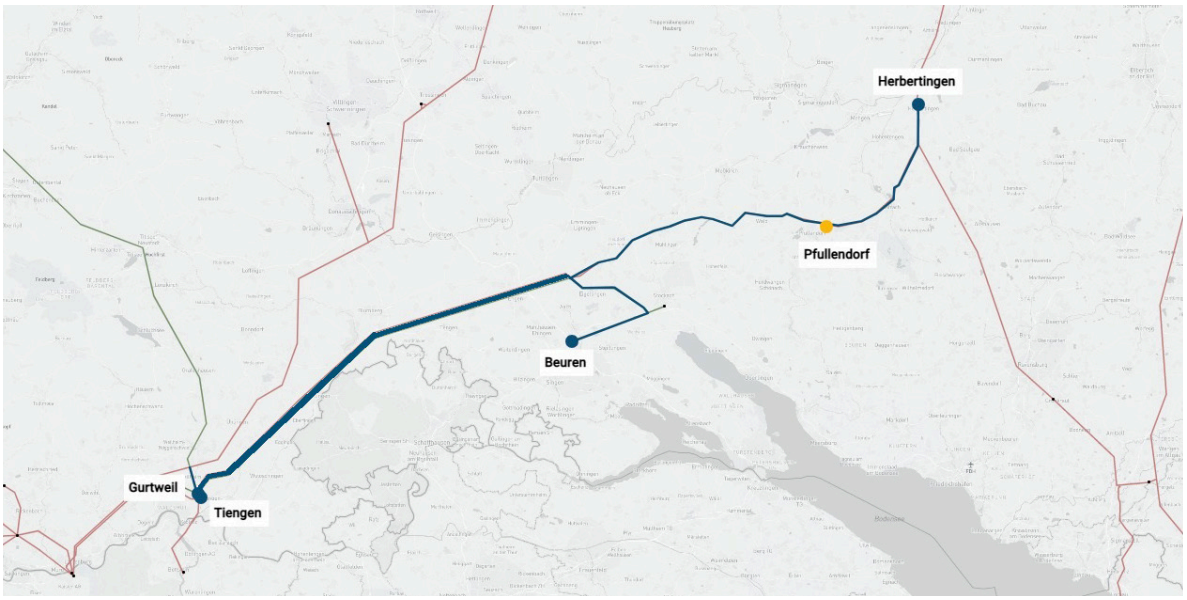
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. der Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme 417 könnte, zur Sicherstellung der Versorgung in der Region, ein neuer 220-kV-Stromkreis in neuer Trasse zur Anbindung an die bestehende 220-kV-Verbindung zwischen Herbertingen und Tiengen errichtet werden. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere zur Anbindung des süddeutschen Raumes und der Schweiz, stößt mit diesem Konzept schnell an Grenzen. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M417 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Dieses Projekt wurde in dieser Form im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert. Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in das die Maßnahmen P52 M59 Herbertingen – Tiengen und P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen sind. P52 M59 wurde erstmalig im NEP 2022 (2012) identifiziert und war in den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 enthalten. Das Projekt P206 M417 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 23 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 65

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M434: Gießen/Nord – Suchraum Dorheim – Karben
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Gießen/Nord und Karben auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL- Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – möglich. Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Karben zu verstärken (Netzverstärkung). In Suchraum Dorheim (Suchraum Städte Friedberg (Hessen)/Bad Nauheim/Reichelsheim (Wetterau), Gemeinde Wölfertsheim) ist ein neues Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M434	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		51	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

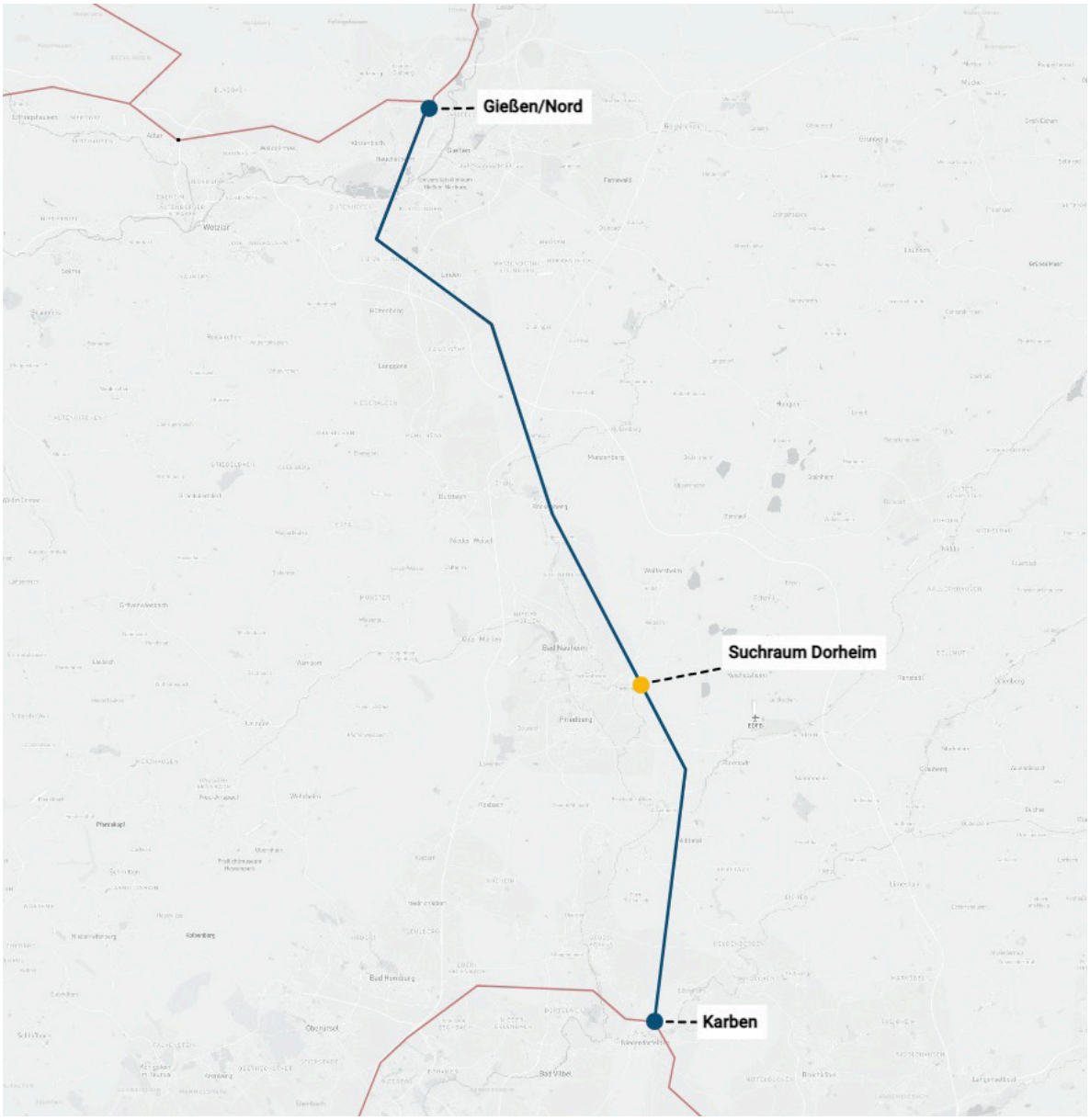
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P211 wurde NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P133 das Vorhaben Nr. 65 des Bundesbedarfsplans



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 88

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen und beinhaltet folgende Maßnahmen:

- M797 Landesbergen – Grohnde
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Landesbergen nach Grohnde auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Landesbergen und Grohnde zu verstärken (Netzverstärkung).
- M435 Grohnde – Vörden – Würgassen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Grohnde über Vörden nach Würgassen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Grohnde, Vörden und Würgassen zu verstärken (Netzverstärkung). Die Schaltanlage Vörden ist einfach einzuschleifen.
- M472: Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Würgassen über Sandershausen/Ost nach Bergshausen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Würgassen, Sandershausen/Ost und Bergshausen zu verstärken (Netzverstärkung). Die Schaltanlage Sandershausen/Ost ist in die Leitungen Würgassen – Bergshausen sowie Hardegsen – Mecklar (s. TTG-006) voll einzuschleifen. Darüber hinaus sind in Sandershausen/Ost zwei 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen.
- M473: Bergshausen – Borken
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bergshausen und Borken auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bergshausen und Borken zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M797	L	NI	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		73	x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität
M473	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		30	x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität
M472	L	HE, NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		57	x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität
M435	L	NI, NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		57	x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region nördlich von Hannover ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren handelt es sich bei den Leitungen um einen wichtigen Nord–Süd-Transportkanal.

Netzplanerische Begründung

Bei hohen Nord-Süd-Transiten (Abtransport von Offshore-Leistung) und gleichzeitigen Ost-West-Transiten (von 50Hertz nach Amprion) ergeben sich hohe Auslastungen auf den Übertragungskorridoren von TenneT. Dies führt bei Ausfall eines Stromkreises zu Überlastungen auf den Parallelstromkreisen. Je weiter der Ausbau erneuerbarer Energien voranschreitet, desto größer wird der entlastende Effekt durch die HTL-Umbeseilung auf den Leitungen zwischen Landesbergen, Grohnde, Vörden, Würgassen, Sandershausen/Ost, Bergshausen und Borken. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitungen erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA, alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

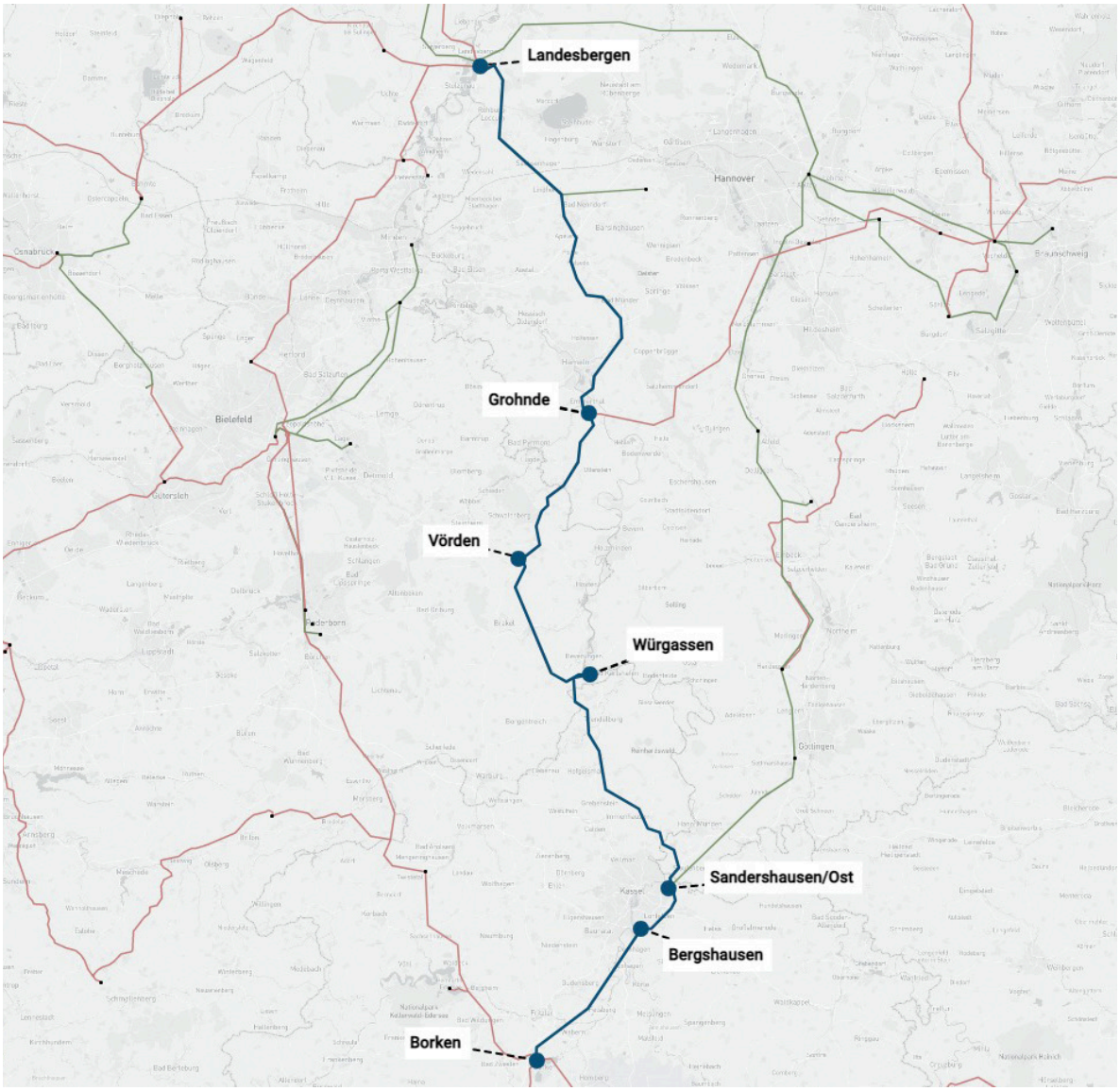
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen grundsätzlich möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen, die mittels HTL-Umbeseilung erreicht werden kann. Andere sinnvolle Netzverknüpfungspunkte oder Alternativen bestehen in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Teile des Projektes wurden erstmals als P212 Grohnde – Würgassen im NEP 2015 sowie als P236 Würgassen – Bergshausen – Borken im NEP 2030 (2017) identifiziert. Die Maßnahmen wurden im NEP 2035 (2021) in einem Projekt gebündelt, um eine zusätzliche Maßnahme ergänzt und von der BNetzA bestätigt. Das Projekt ist als Vorhaben Nr. 88 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P214: Netzverstärkung: Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M214: Netzverstärkung Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin
  Von der neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow über das bestehende Umspannwerk (UW) Lüdershagen und über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz bis zum bestehenden UW Lubmin ist vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlage Lubmin ist zu erweitern. Mit der Realisierung dieser Maßnahme wird das aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche UW Lüdershagen für den 380-kV-Betrieb erweitert bzw. neu errichtet. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Gnewitz". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: "Suchraum Stilow".

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M214	L	MV	NV	Ersatzneubau		101	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung Bentwisch – Lüdershagen – Lubmin besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung durch den Ersatzneubau mit einer 380-kV-Leitung vom neu zu errichtenden UW im Suchraum Gnewitz über das bestehende UW Lüdershagen und das neu zu errichtende UW im Suchraum Stilow bis zum bestehenden UW Lubmin. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen. Der Ersatzneubau des Abschnitts Bentwisch – Suchraum Gnewitz ist bereits Teil von Projekt P215 "Netzverstärkung: Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow".

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende Nord-Süd-Verbindung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den neu zu errichtenden UW im Suchraum Gnewitz und im Suchraum Stilow sowie in den bestehenden UW Lüdershagen und Lubmin besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden in diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P215: Netzverstärkung: Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 52

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M454: Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow
  Von Güstrow über Bentwisch nach den Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Gnewitz".

  Zwischen Güstrow und Bentwisch orientiert sich die Planung an der bestehenden 380-kV-Leitung Güstrow – Bentwisch. Für den Abschnitt zwischen Bentwisch und dem Suchraum Gnewitz wird die neue 380-kV-Leitung im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Güstrow – Lüdershagen errichtet. Es können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, etwa um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen. Die bestehende 220-kV-Leitung von Güstrow über Bentwisch bis zum Suchraum Gnewitz wird dabei teilweise zurückgebaut.

  Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow sind im Rahmen dieses Vorhabens zu erweitern. Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow werden zudem für die Aufnahme von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (EE) in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

  Außerdem ist im Suchraum Gnewitz eine neue 380-kV-Anlage zur Aufnahme von EE-Leistung sowie zur Anbindung der oben genannten 380-kV-Leitung zu errichten. In dieser neuen Anlage ist darüber hinaus ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten, über welchen die Anbindung der verbleibenden 220-kV-Leitung nach Lüdershagen erfolgt, um die notwendige regionale Netzvermaschung zu erhalten.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M454	L	MV	NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		56	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Über den Standort Bentwisch wird bereits EE-Leistung aus Offshore-Windenergieanlagen in Kombination mit dem Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution zwischen Dänemark und Deutschland abgeführt. Darüber hinaus wird gemäß Szenariorahmen eine sehr hohe onshore-seitige EE-bedingte Rückspeiseleistung über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch erwartet. Zudem ist vorgesehen, über die Gleichstromverbindung Hansa PowerBridge II zwischen Schweden und Deutschland eine Übertragung auf deutscher Seite über den Anschluss am Standort im Suchraum Gnewitz zu ermöglichen.

Netzplanerische Begründung

Die zusätzliche Erzeugungsleistung aus dem Offshore-Netzanbindungssystem OST-T-1, der Netzanbindung eines Offshore-Windparks im Küstenmeer nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG, die geplante Übertragungskapazität des Interkonnektors Hansa PowerBridge 2 sowie die zukünftig zu erwartende EE-bedingte Rückspeiseleistung aus dem Verteilnetz bedingen die Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme M454. Die bestehenden 220-kV-Leitungen Bentwisch – Güstrow und Güstrow – Lüdershagen besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitungen Bentwisch – Güstrow und Bentwisch – Suchraum Gnewitz als 380-kV-Neubau vorzugsweise im bestehenden Trassenraum errichtet werden. Ohne diese Netzverstärkung werden die 220-kV-Leitungen bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitungen unzulässig hoch belastet.

Zudem kann mit der Maßnahme M454 auch zusätzlich Offshore-Leistung der geplanten Netzanbindung eines Offshore-Windparks im Küstenmeer nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG abgeführt werden, wenn dieses an die neue 380-kV-Anlage im Suchraum Gnewitz angebunden wird.

Bentwisch ist derzeit mit nur einer 380-kV-Doppelleitung nach Güstrow in das 380-kV-Übertragungsnetz eingebunden. In Bentwisch speisen die HGÜ KONTEK, die Combined Grid Solution inkl. der Offshore-Windparks Baltic 1 und 2, das Kraftwerk Rostock und die regional installierte Onshore-EE-Leistung ein. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow auftreten. In diesen Situationen besteht keine 380-kV-Verbindung mehr zwischen der HGÜ KONTEK, den Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 sowie dem Kraftwerk Rostock mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone. Dies führt durch die parallele 220- und 110-kV-Netzstruktur zu sehr hohen Belastungen in der Höchst-/Hochspannung-Umspannungsebene und der 110-kV-Netzebene des regionalen Verteilnetzbetreibers. Durch die zunehmende EE-Entwicklung im Rahmen der Szenarien des NEP sowie der zwischenzeitlich erfolgten Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Baltic 2 und des Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution werden künftig unzulässig hohe Belastungen im Bereich Bentwisch – Güstrow erreicht, die eine Netzverstärkung erforderlich machen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen führt zu weiteren Spannungsproblemen und Überlastungen in nachgelagerten Netzen sowie zur weiteren Verschlechterung der Netz- und Versorgungssicherheit im Raum Bentwisch. Da diese Probleme bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar.

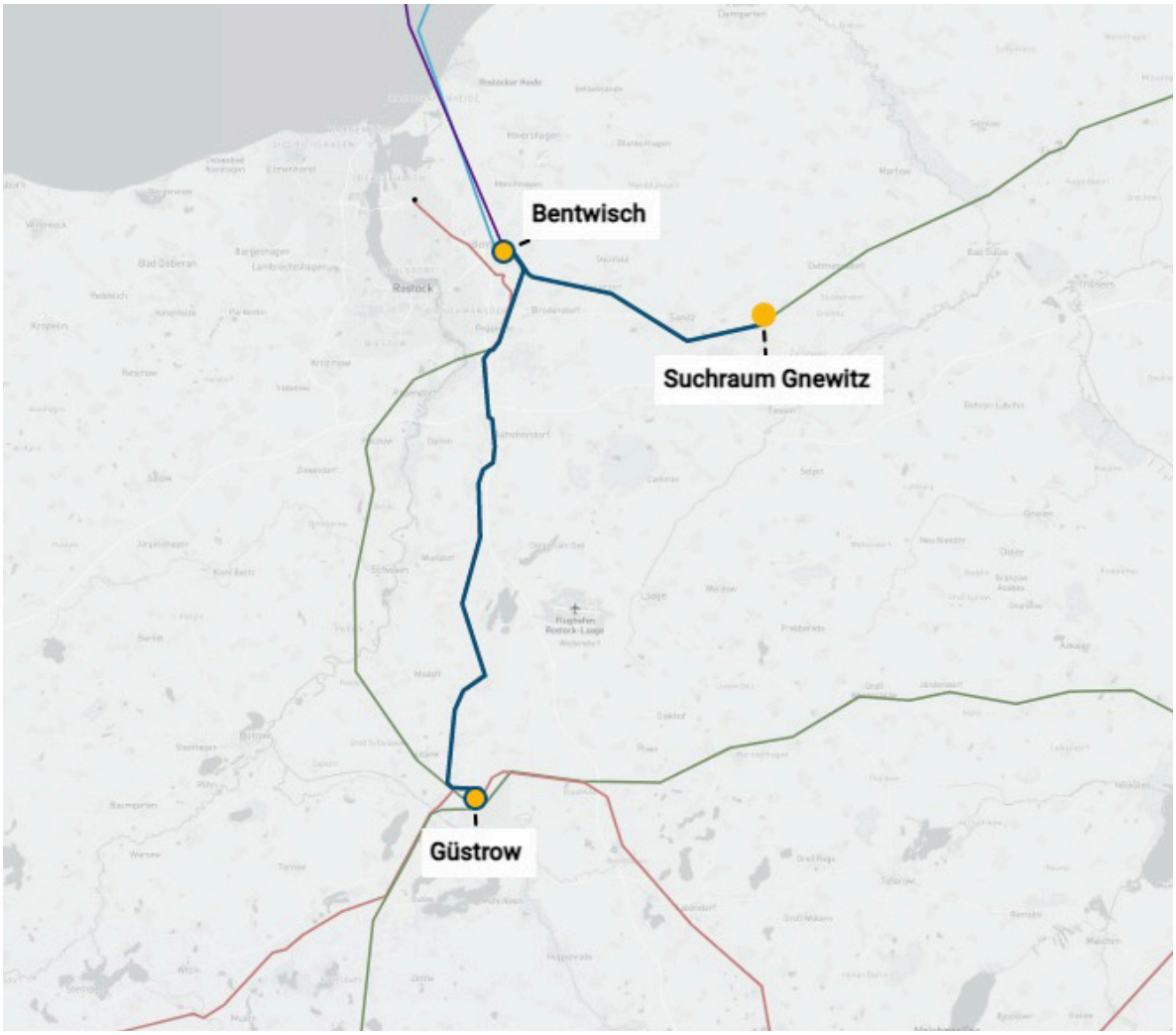
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei Netzberechnungen generell berücksichtigt. Die 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow wurde 1985 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist die bestehende 220-kV-Leitung aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zur Maßnahme M454 ist keine andere Netzoptimierung oder -verstärkung möglich, die eine wirtschaftliche oder netztechnische Alternative darstellt. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung und insbesondere die Einspeisungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sowie des Interkonnektors können in der Region nur über eine Netzverstärkung mittels 380-kV-Neubau (Netzverstärkung in bestehender Trasse) der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen dem Suchraum Gnewitz sowie Bentwisch und Güstrow abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P215 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert (M454: Netzverstärkung Bentwisch – Güstrow) und im NEP 2030 (2017) durch eine weitere Maßnahme M521: Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow ergänzt. Das Projekt wurde mit den Maßnahmen M454 und M521 im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen des NEP 2030 (2019) wurden die Maßnahmen M454 und M521 zur Maßnahme M454 zusammengeführt und bestätigt. Im NEP 2030 (2019) war die Maßnahme M692 (Netzkuppeltransformator Bentwisch) erstmals enthalten; sie wurde ebenfalls von der Bundesnetzagentur bestätigt. Seit dem NEP 2035 (2021) ist die Maßnahme M692 (Netzkuppeltransformator Bentwisch) Teil des Startnetzes (s. Projekt 50HzT-P215). Das Projekt P215 ist als Vorhaben Nr. 52 Bestandteil des Bundesbedarfsplans und wurde von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P216: Netzverstärkung: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 53

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Suchraum Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow
  Von Güstrow über Siedenbrünzow bis zum bestehenden Standort Iven bzw. zum neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow wird vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter zweiter und dritter Abschnitt von P216). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Iven".

  Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sind zu erweitern.
- M523: Suchraum Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk
  Vom bestehenden Standort Iven bzw. vom neuen Standort im Suchraum Iven über Pasewalk/Nord bis Pasewalk wird vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter erster Abschnitt von P216). Dabei können Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

  Die geplante 380-kV-Anlage Pasewalk/Nord sowie die in Zusammenhang mit 50HzT-P36 geplante 380-kV-Anlage Pasewalk sind entsprechend zu erweitern.

Im Zuge der Maßnahmen M455 und M523 ist eine 380-kV-Anlage entweder am bestehenden Umspannwerksstandort des Windparkbetreibers in Iven oder an einem neuen Standort im Suchraum Iven zusammen mit einem 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten. Der geeignete Standort wird im Ergebnis von Raumwiderstandsanalysen ermittelt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M455	L	MV	NV	Ersatzneubau		90	x	x	x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M523	L	BB, MV	NV	Ersatzneubau		62	x	x	x	x	x	x	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen wird in der Region ein signifikanter Zubau erneuerbarer Energien erwartet. Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen (Güstrow) bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003) zusätzlich belastet. Die Fortführung der Uckermarkleitung (50HzT-003) zwischen Bertikow und Pasewalk (50HzT-P36) sowie die Netzverstärkung im Abschnitt von Pasewalk über Pasewalk/Nord nach Güstrow (P216) schafft eine leistungsstarke Ost-West-Verbindung im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Diese ist auch Voraussetzung, um einen netztechnisch vorteilhaften flexiblen Einsatz der 380/380-kV-Querregeltransformatoren im Umspannwerk Vierraden (50HzT-P128) zu ermöglichen. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der heutigen 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Ohne die 380-kV-Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Suchraum Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk wird die bestehende 220-kV-Leitung bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebssituationen sind die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies kann im 220-kV-Netz zu Spannungsbandverletzungen sowohl im Planungshorizont als auch im derzeitigen Netzbetrieb führen. Diese Problematik wird künftig durch die gemäß Szenariorahmen weiter zunehmende EE-Einspeisung und die dadurch notwendig werdenden Netzverstärkungen 50HzT-003 und 50HzT-P36 verstärkt auftreten. Dadurch werden unzulässige Spannungen erreicht, die außerdem eine vollständige 380-kV-Einbindung erforderlich machen. Die Realisierung des Projekts P216 führt zu einer deutlichen Verbesserung dieser Situation.

Zudem stellt die geplante Netzvermaschung, die mit der neuen 380-kV-Anlage im bestehenden Standort Iven bzw. im neuen Standort im Suchraum Iven und der Einbindung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lubmin nach Altentreptow/Nord und Altentreptow/Süd hergestellt werden kann, eine zusätzliche Entlastung der bestehenden Leitungen dar und ermöglicht zudem die Übertragung der EE-Leistung auf mehreren 380-kV-Stromkreisen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P216 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung, insbesondere die Onshore- und Offshore-Windenergie, kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen (z. B. Netzentmaschung in Pasewalk) führt zur Verbesserung der Lage, kann aber die Überlastungen nicht vollends heilen. Weitere Topologieänderungen führen zu Spannungsproblemen auf der bestehenden 220-kV-Verbindung. Da die Probleme in der Spannungshaltung bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell betrachtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mitttels WAFB ist die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet.

Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk wurde 1962-64 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen existieren, die die Übertragungsaufgaben übernehmen könnten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P216 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert und im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P216 ist als Vorhaben Nr. 53 Bestandteil des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 83

Nr. TYNDP 2022: 2.671.262

Beschreibung des geplanten Projekts

Hansa PowerBridge (HPB, s. Startnetz-Projekt 50HzT-P221) und Hansa PowerBridge II (HPB II) sind HVDC-Interkonnektoren zwischen der 50Hertz-Regelzone und Südschweden bestehend aus jeweils einer DC-Verbindung. Das technische Ziel des Projekts P221 (HPB II) ist eine weitere Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Dieser zusätzliche Interkonnektor soll die Verbindung in das skandinavische Stromnetz weiter verstärken. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser Strom über die Verbindungen HPB (s. Startnetz-Projekt 50HzT-P221) und HPB II nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerken gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland, können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Der Interkonnektor HPB II trägt daher über die gesteigerte Austauschkapazität zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

- M461a: DC-Verbindung Hansa PowerBridge II
  Vom NVP im Suchraum der Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow nach Schweden ist die Errichtung einer Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 700 MW geplant (Netzausbau).
  Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Gnewitz".

Der Bedarf der HPB II wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) als Projekt 267 ausgewiesen. Untersuchungen zeigen den Vorteil eines zusätzlichen Ausbaus der HPB (1. Ausbaustufe mit 700 MW) um weitere 700 MW (HPB II).

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung zum Projekt HPB (1. Ausbaustufe) sind verfügbar unter:

www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M461a	L	AWZ/Küstenmeer OST, MV	NA	Neubau in neuer Trasse	138,5		x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die HPB II soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden weiter erhöhen. Seit Ende 1994 sind beide Strommärkte durch die 600-MW-HVDC-Verbindung Baltic Cable direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO_2-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiterwachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die HPB II diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen Wasserkraftwerke zu nutzen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom den deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die HPB II trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15 % Interkonnektorkapazität bezogen auf die Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen.

In technischer Hinsicht stabilisiert die HPB II das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können. Durch die Trennung der beiden Projekte HPB und HPB II in Einzelprojekte kann zudem die bei einem Fehler in dem jeweiligen DC-System ausfallende Leistung reduziert werden, was sich ebenfalls stabilisierend auf das europäische Elektrizitätssystem auswirkt.

Die HPB II kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

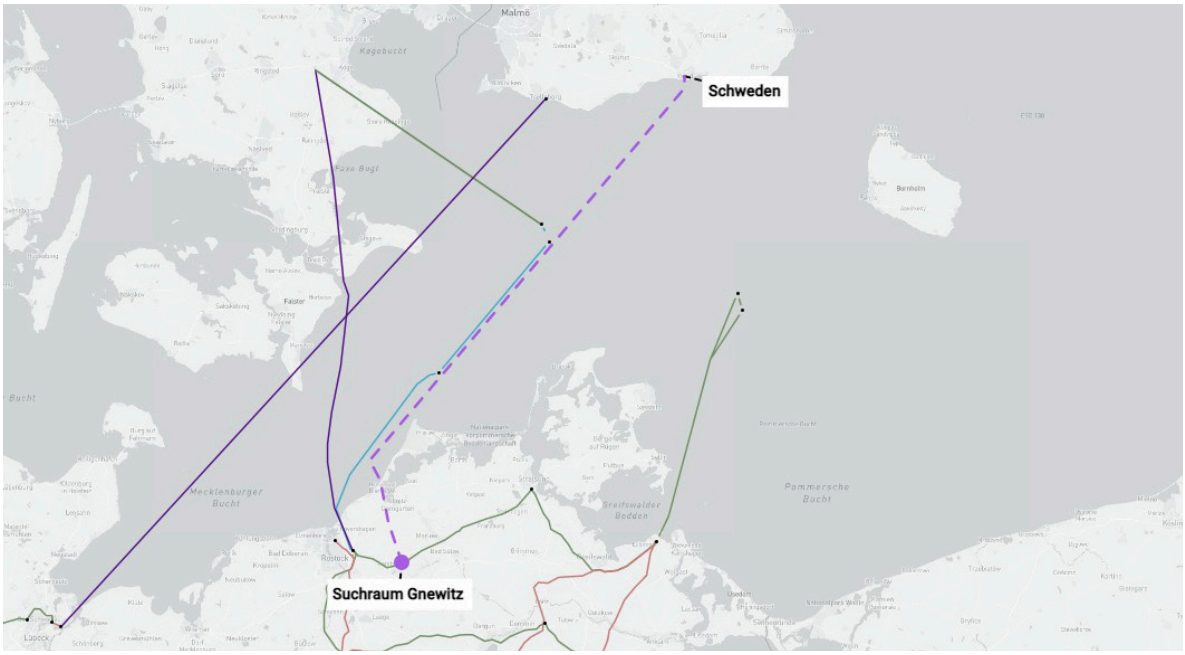
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum Gnewitz stellt aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse inkl. Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar. Der NVP Güstrow wurde im NEP 2030 (2019) ebenfalls geprüft. Eine Verteilung der beiden Interkonnektoren HPB und HPB II auf unterschiedliche NVP ermöglicht jedoch einerseits deren netztechnisch vorteilhaft verteilte Ein- bzw. Ausspeisung sowie andererseits die unmittelbare Aufnahme der Einspeisung erneuerbaren Energien aus der Region, die sowohl in Onshore- als auch Offshore-Anlagen erzeugt werden.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage (Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen) nicht in Betracht. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres s. Steckbrief OST-1-4).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt HPB II wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert, im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) ausgewiesen und im NEP 2021 (2035) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (Oberbachern – Ottenhofen)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 47

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns von Ottenhofen nach Oberbachern und enthält folgende Maßnahme:

- M461: Oberbachern – Ottenhofen
  Die Stromtragfähigkeit der beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreise zwischen Oberbachern und Ottenhofen muss auf jeweils 4.000 A erhöht werden. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse erforderlich, auf der in weiten Teilen zwei bestehende 220-kV- und darüber hinaus teilweise auch zwei 110-kV-Stromkreise mitgeführt werden (Netzverstärkung). Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M461	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		47	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist direkt verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindungen DC5 und DC20. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung – im Wesentlichen Strom aus Onshore-Windenergie aus dem mittel- und norddeutschen Raum sowie Offshore-Windenergie aus der Ostsee – ist über die Leitung zwischen Ottenhofen und Oberbachern zu führen. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

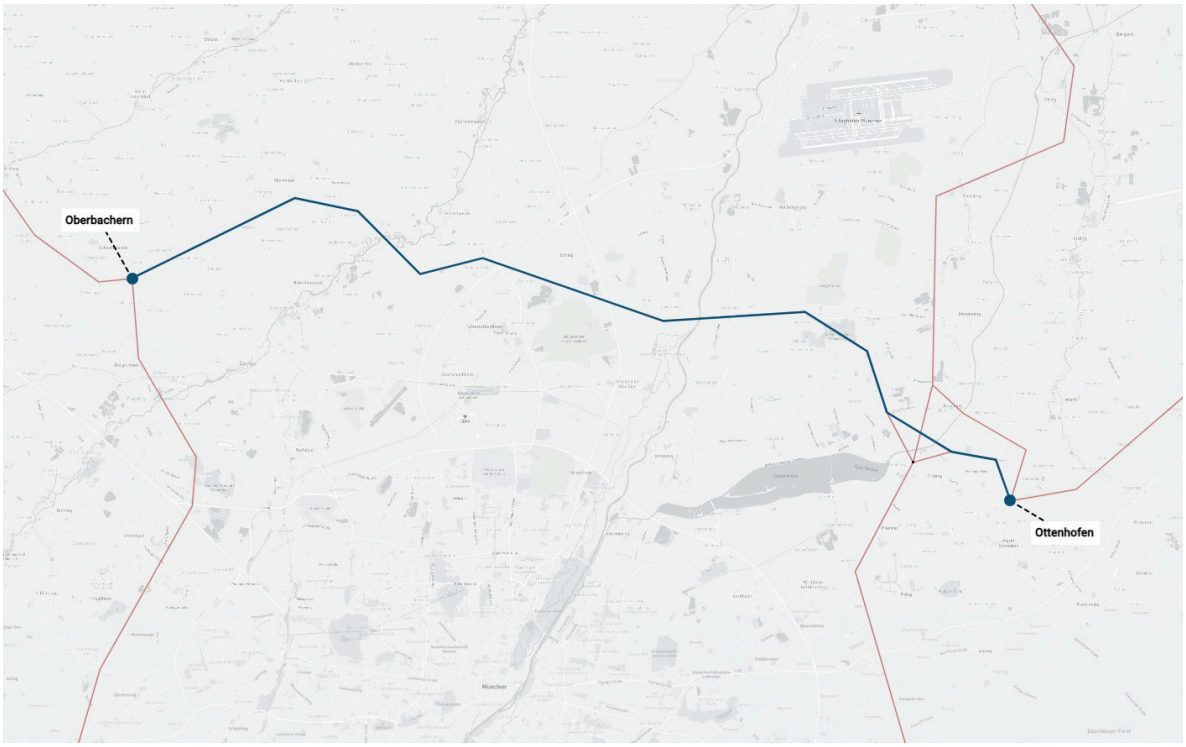
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den vorhandenen 380-kV-Stromkreisen trotz WAFB nicht erreicht werden kann. Eine Umbeseilung mit HTL ist aus technischen Gründen nicht möglich. Daher ist ein Ersatzneubau erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen von Isar in westlicher Richtung bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P222 wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 47 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P223: Netzverstärkung: Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 85

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt P223 mit der Maßnahme M462a dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein.

- M462a: Güstrow – Wessin – Görries – Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/ Schossin – Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel
  Von Güstrow über Wessin und Görries, über die geplante Anlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin sowie über die geplante Anlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land nach Krümmel ist die bestehende 380-kV-Freileitung zu verstärken. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin wie folgt abgekürzt: "Suchraum Klein Rogahn". Ebenfalls wird der Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land nachfolgend als „Suchraum BBS" abgekürzt.

  Eine Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich. Ein 20 km langes Teilstück der bestehenden Leitung befindet sich im Eigentum von TenneT. Beide Teilstücke von 50Hertz und TenneT sind auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis zu verstärken. Zudem sind die 380-kV-Anlagen Görries, Wessin und Güstrow entsprechend zu verstärken. Die 380-kV-Anlage Krümmel von 50Hertz ist dafür bereits ausgelegt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M462a	L	MV, SH	NV	Zu-/Umbeseilung		160	x	x	x	x	x	x	2027	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird durch hohe Leistungsflüsse (vor allem in Ost-West-Richtung), bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss erneuerbarer Energien on- und offshore innerhalb der 50Hertz-Regelzone, unzulässig hoch belastet. Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung der Leitung durch Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile wird die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Auf der 380-kV-Freileitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird im Rahmen des NEP als Instrument der Netzoptimierung WAFB angewendet, und dennoch ist die Leitung in Stunden, in denen aufgrund der Wetterlage kein WAFB angewendet werden kann, überlastet. Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Güstrow nach Krümmel durch Topologieänderung (z. B. Entmaschung in Güstrow) ist nicht ausreichend. Außerdem führt die Topologieänderung nahezu direkt proportional zu einem unzulässig hohen Belastungsanstieg auf der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wahle und ist daher keine nachhaltige Lösung.

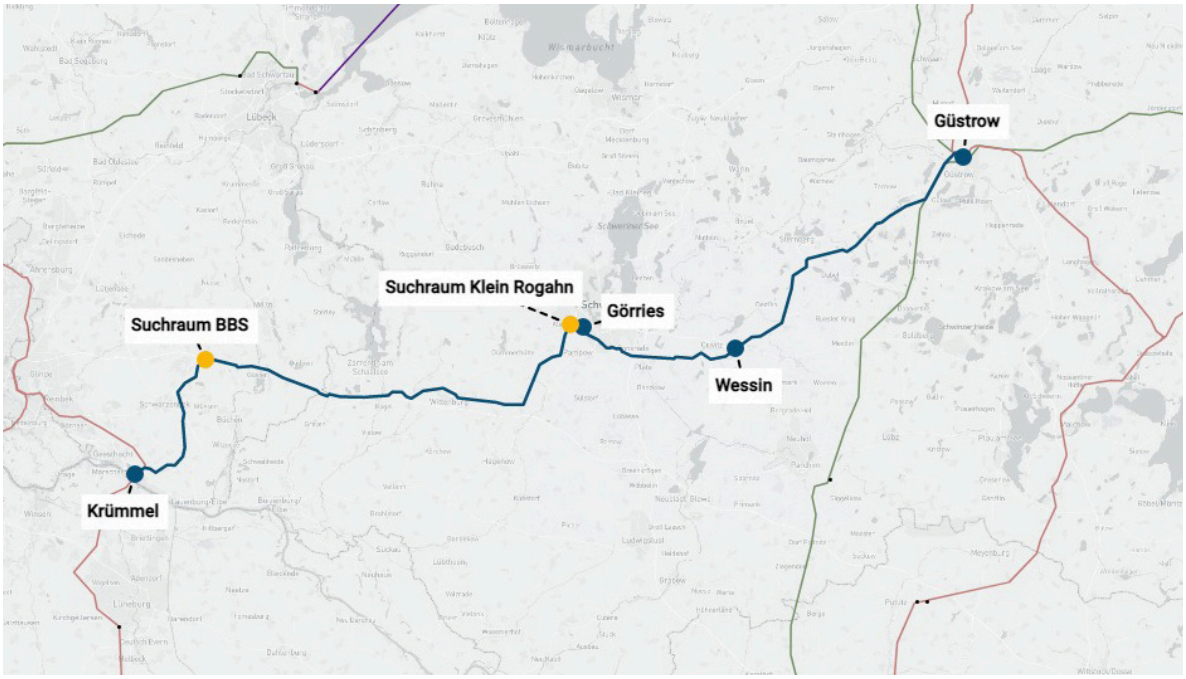
Zur Reduzierung der Überlastungen auf der Leitung Güstrow – Krümmel wird zusätzlich zu der genannten Netzverstärkungsmaßnahme eine Netzoptimierung mittels Querregeltransformatoren geplant (s. 50HzT-P357). Im Rahmen dieser Maßnahme werden 4 Querregeltransformatoren in Güstrow geplant, mit denen die Auslastung der Leitung Güstrow – Krümmel gesteuert werden kann. Allerdings reicht diese Maßnahme in Zeiten hoher EE-Einspeisungen nicht aus, um die Auslastung der Leitung bis auf den zulässigen Bereich zu reduzieren.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Da zur Umsetzung der Maßnahme M462a voraussichtlich die bestehenden Masten weiterverwendet werden können, bestehen zur genannten Netzverstärkung keine technisch-wirtschaftlich darstellbaren Alternativen bzw. alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P223 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P224: Netzverstärkung: Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Güstrow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M224a: Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Güstrow (3.+4. System)
  Von der neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin bis zum bestehenden Umspannwerk (UW) Güstrow wird vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum zusätzlich eine 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) als Parallelneubau errichtet (Netzverstärkung). Hierbei orientiert sich die Planung der neuen Leitung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlage in Güstrow ist zu erweitern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin wie folgt abgekürzt: "Suchraum Klein Rogahn". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: "Suchraum BBS".
- M224b: Leistungsflusssteuerung
  Im Rahmen dieser Maßnahme wird eine Leistungsflusssteuerung errichtet und in die beiden zusätzlichen 380-kV-Stromkreise der Maßnahme M224a eingebunden. Der genaue Standort befindet sich derzeit noch in Prüfung.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M224a	L	MV, SH	NV	Parallelneubau		139	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M224b	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Da für die bestehende 380-kV-Leitung bereits eine Netzver-

stärkung (P223) vorgesehen ist, hat diese nach Umsetzung der entsprechenden Maßnahme ihre maximale Übertragungskapazität erreicht. Außerdem ist im Standort Güstrow eine Leistungsflusssteuerung geplant (s. 50HzT-P357). Dennoch treten im NEP auf der 380-kV-Leitung unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf. Um den Überlastungen auf der bereits verstärkten 380-kV-Leitung zu begegnen, ist ein Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen zwischen den neu zu errichtenden Schaltanlagen im Suchraum BBS bzw. Suchraum Klein Rogahn und dem bestehenden UW Güstrow erforderlich. Da für die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel bereits eine Leistungsflusssteuerung vorgesehen ist (s. 50HzT-P357), ist auch für die hier gegenständlichen Stromkreise (3. und 4. System) eine Leistungsflusssteuerung erforderlich. Ohne diese Maßnahmen kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

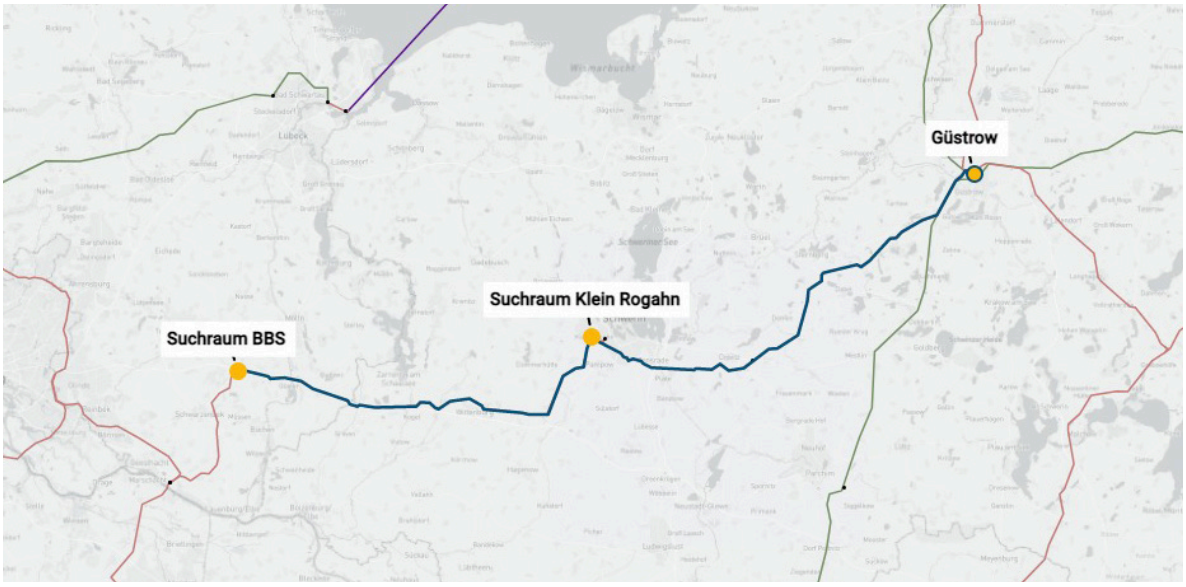
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen der bestehenden Leitungen sind ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zum hier gegenständlichen Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen kommt nur ein Neubau in neuer Trasse in Betracht. Hierbei wäre jedoch mit deutlich größeren Distanzen und damit einhergehend deutlich größeren Eingriffen in die Landschaft zu rechnen. Damit existiert zur hier vorgeschlagenen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar mit Kreuzung Adlkofen (Isar – Altheim)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 77

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Altheim und Isar und enthält folgende Maßnahme:

- M464a: Altheim – Isar mit Kreuzung Adlkofen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung drei neuer 380-kV-Stromkreise zwischen Altheim und Isar mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Altheim und Isar zu verstärken (Netzverstärkung). Zusätzlich ist eine Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen erforderlich. Hierzu ist auf rund 2 km zwischen Mast 121 und 125 der Bestandsleitung Isar – Ottenhofen ein Parallelneubau zur bestehenden Leitung erforderlich, um die insgesamt fünf Stromkreise aufnehmen zu können.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M464a	L	BY	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Parallelneubau	8	2	x	x	x	x	x	x	2029	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund des Anstiegs der Einspeisung erneuerbarer Energien, hohen Lasten in Bayern und eines erhöhten Energieaustauschs zwischen Deutschland und Österreich besteht ein größerer Übertragungsbedarf zwischen Isar, Altheim und Ottenhofen. Die Maßnahme steht in Zusammenhang mit dem Projekt DC20 (HGÜ-Verbindung Suchraum Klein Rogahn – Isar).

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität inklusive der geplanten Netzstruktur zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter (Österreich) ist nicht mehr ausreichend, um die (n-1)-Sicherheit im diesem Bereich zu gewährleisten.

Das Projekt ist verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC20. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung ist über das Umspannwerk Altheim nach Ottenhofen zu führen. Die Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen ist erforderlich, um die stark unsymmetrischen Aus- bzw. Überlastungen der Stromkreise und die Ringflüsse zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter zu vermeiden. Ohne diese Maßnahme kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den anderen Stromkreisen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die Stromtragfähigkeit der überlasteten Leitungen auch mit WAFB nicht ausreichend ist. Alternative Verstärkungen, die alle auftretenden Engpässe beseitigen, sind nicht möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zur Maßnahme M464a wurden für DC20 alternative Endpunkte in Bayern (Pleinting, Ottenhofen, Oberbachern) untersucht. Diese Alternativen wurden jedoch verworfen, da sie zu einer Verlängerung von DC20 führen und ihrerseits wiederum regionale Netzengpässe und damit zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen verursachen würden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P225 wurde im NEP 2030 (2019) im Zuge der Alternativendiskussion von P44 und DC20 sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 77 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P227: Netzausbau: Lübeck/West – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT Nr. BBPlG 2022: 84

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält die folgende Maßnahme:

- M468: Lübeck/West – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen zweisystemigen 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A zwischen dem Umspannwerk Lübeck/West und dem neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die im Rahmen von TTG-P72 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Lübeck/West zu verstärken sowie das Umspannwerk im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau).

Das Projekt steht im Zusammenhang mit den Projekten P84, P113 und P223, die in der neuen 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land mit einander verknüpft werden sollen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M468a	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	52		x	x	x	x	x	x	2030	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Schleswig-Holstein ist geprägt durch hohe Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie, in der Mitte sowie im Osten Schleswig-Holsteins ist die bestehende und die bereits geplante 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Mit der Ertüchtigung der Mittelachse wird die Übertragungskapazität von Dänemark und Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung erhöht. Außerdem wird die Kuppelkapazität zu Dänemark erhöht.

Entlang der Mittelachse und im Großraum Hamburg ist die 380-kV-Netzstruktur ohne die hier aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Durch das Projekt P227 werden die Stromflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen vergleichmäßigt und ein zusätzlicher Korridor von Schleswig-Holstein geschaffen, um die Energie Richtung Niedersachsen sowie teilweise Mecklenburg-Vorpommern transportieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass auf den bestehenden Leitungen im Großraum Hamburg trotz WAFB und den bereits angenommenen Ertüchtigungen und Optimierungen (PST in Hamburg/Ost und entlang der Leitung Wilster/West – Stade/West) die (n-1)-Sicherheit nicht gewährleistet werden kann. Daher ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Lübeck/West und dem Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

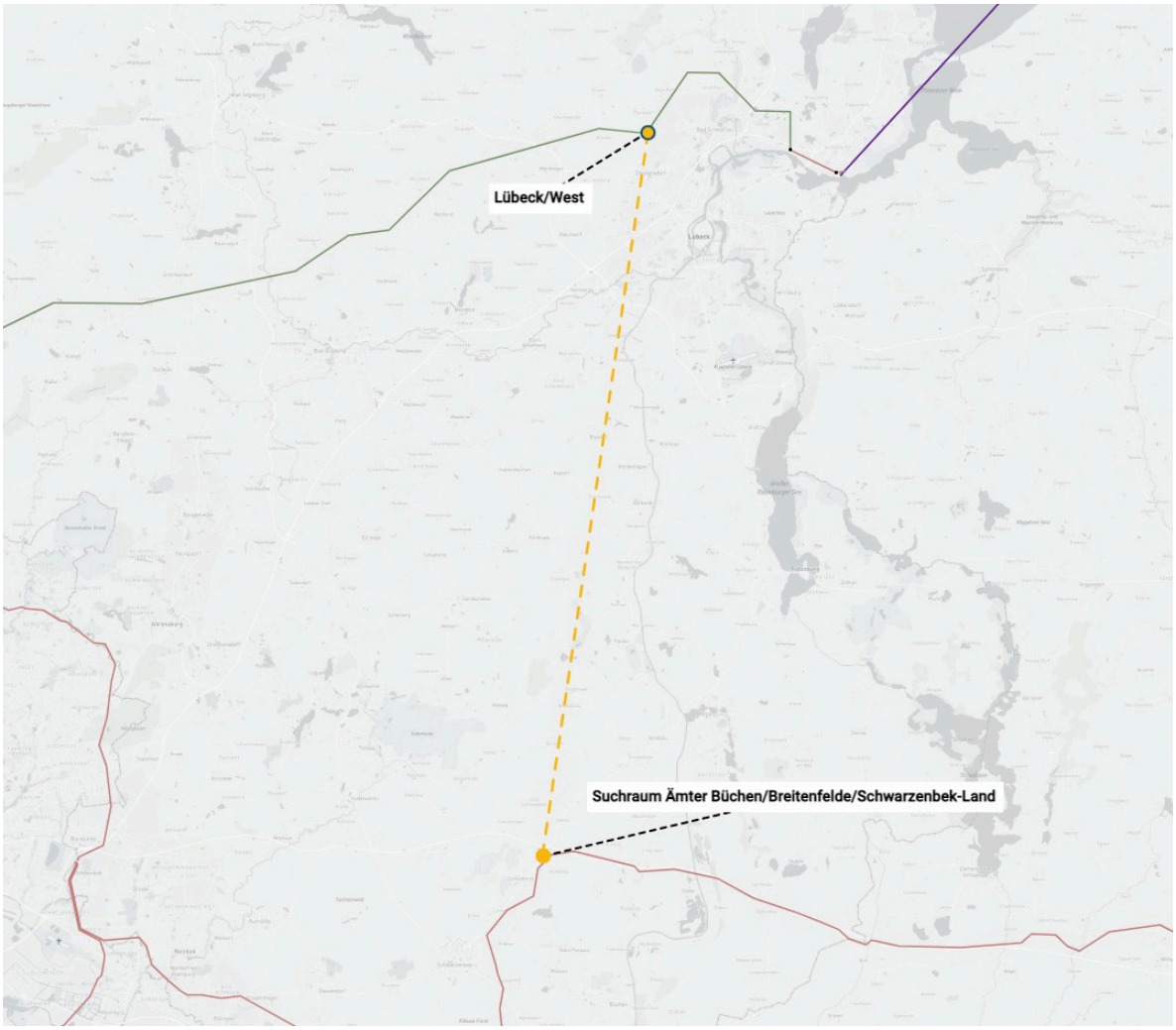
Als Alternative zur Maßnahme M468 wurde sowohl im NEP 2030 (2017) als auch im aktuellen NEP 2035 (2021) der Neubau von HGÜ-Verbindungen untersucht. Im NEP 2030 (2017) wurde die im Rahmen von TTG-P72 neu zu errichtende Schaltanlage Ulzburg (Kreis Segeberg) als alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt einer DC-Verbindung in Richtung Süden sowie gleichzeitig als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie identifiziert. Dieser Standort liegt jedoch weit von der Küste entfernt. Darüber hinaus würde eine HGÜ-Verbindung ab Kreis Segeberg den Großraum Hamburg entweder queren oder weiträumig umgehen müssen. Aus diesen Gründen wurde die Alternative verworfen.

Im NEP 2035 (2021) wurde als Alternative für den großräumigen Nord-Süd-Transport von Schleswig-Holstein in Richtung Süden der Zubau einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung von Heide/West nach Altbach in Baden-Württemberg untersucht. Diese Verbindung hätte im Vergleich zu M468 einen leicht besseren Effekt auf das Gesamtsystem, wäre allerdings etwa zehnmal so lang und zwanzig Mal so teuer. Darüber hinaus würde eine zusätzliche HGÜ-Verbindung zum Teil die lokalen Engpässe im Großraum Hamburg verstärken. Die Alternative wurde insofern verworfen.

Eine dritte Alternative stellt der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Lübeck/West nach Görries/West bzw. Klein Rogahn (50Hertz) dar. Dies wäre ebenfalls ein Neubau in neuer Trasse mit vergleichbarer Länge wie M468. Allerdings haben Vergleichsrechnungen gezeigt, dass diese Verbindung die entstehenden Engpässe etwas weniger effizient lösen kann. Sie wurde daher ebenfalls verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P227 wurde im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 84 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P228: Netzverstärkung zwischen Landesbergen, Mehrum/Nord und Salzgitter

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 59

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens und enthält folgende Maßnahmen:

- M469a: Landesbergen – Lehrte – Mehrum/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Landesbergen über Lehrte nach Mehrum/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 220-kV-Anschlüsse durch 380-kV-Anschlüsse ersetzt werden. Dazu sind die bestehende Schaltanlage in Landesbergen sowie die im Rahmen von TTG-P115 neu errichtete 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist in Lehrte eine neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau), an die die 110-kV-Schaltanlage Lehrte der Avacon angeschlossen werden muss. An das neue 380-kV-Umspannwerk Lehrte oder an das Umspannwerk Mehrum/Nord muss die 220-kV-Schaltanlage Lahe von Enercity in geeigneter Weise angeschlossen werden. Hierfür sind in Lehrte oder Mehrum/Nord mindestens zwei 380/220-kV-Transformatoren zu errichten. Darüber hinaus sind in Mehrum/Nord drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten.
- M799 Mehrum/Nord – Liedingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist zusammen mit M800 die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Mehrum über Hallendorf und Gleidingen nach Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Mehrum/Nord nach Liedingen zur Kreuzung mit der Leitung Wahle – Lamspringe vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Anlage Mehrum/Nord (s. TTG-P115 im NEP 2035 (2021)) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Liedingen (Gemeinden Vechelde; s. M800) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung).
- M800 Liedingen – Bleckenstedt/Süd (Industrieleitung Salzgitter)
  Im Rahmen der Maßnahme ist zusammen mit M799 die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung in der Region von Mehrum über Hallendorf und Gleidingen nach Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Liedingen an der Kreuzung mit der Leitung Wahle – Lamspringe nach Bleckenstedt/Süd vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu sind die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Gleidingen und Hallendorf durch ein 380-kV-Umspannwerk in Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) mit zwei 380/220-kV-Transformatoren sowie drei 380/110-kV-Transformatoren abzulösen. Weiterhin ist in Liedingen (Gemeinde Vechelde) am Kreuzungspunkt von M800 mit der 380-kV-Leitung Wahle – Lamspringe (s. TTG-006) eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau).

Das Projekt steht im Zusammenhang mit P33 M24b. Nach Inbetriebnahme von P228 und P33 M24b kann die seitens TenneT bestehende 220 kV-Infrastruktur zwischen Landesbergen und Wahle mit Ausnahme der 220-kV-Leitung von Wahle nach Braunschweig sowie von Landesbergen nach Hannover/West zurückgebaut werden. Eine mögliche Nutzung als 110-kV-Leitungen durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber kann vorbehaltlich weiterer Festlegungen im Genehmigungsverfahren geprüft werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M469a	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		98	x	x	x	x	x	x	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M799	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		28	x	x	x	x	x	x	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M800	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		12	x	x	x	x	x	x	2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren müssen in der Region hohe Leistungen aus Norden und Osten abgeführt werden.

Netzplanerische Begründung

In der Region um Landesbergen und Mehrum/Wahle treten neben einer hohen Einspeisung aus Windenergie onshore hohe Leistungsflüsse sowohl in Ost-West- als auch in Nord-Süd-Richtung auf. Dadurch kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Durch die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden. Weiterhin sollen die aktuell mit 220 kV betriebenen Umspannwerke Lahe und Lehrte mit dieser Leitung versorgt werden. Damit wird die Energieversorgung des Großraums Hannover langfristig sichergestellt.

Bei Ausfall eines bereits nach Projekt P33 Maßnahme M24a (s. 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch die Maßnahmen M799 und M800 in Zusammenhang mit P33 M24b vermieden werden.

Die Maßnahme M800 mit dem Umspannwerk Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) sowie der Schaltanlage in Liedingen (Gemeinde Vechelde) am Kreuzungspunkt mit der 380-kV-Leitung Wahle – Lamspringe wird benötigt, um den ansteigenden Lastbedarf durch den Ausbau regionaler Stahl- und Batterieproduktion im Raum Salzgitter decken zu können. Hierfür ist die Maßnahme M800 inklusive beider Anlagen als „Industrieleitung Salzgitter“ in Bezug auf Genehmigung und Realisierung zeitlich vorzuziehen.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig sowie dem Anschluss der Industriekunden im Raum Salzgitter dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch den Einsatz von WAFB noch durch HTL-Umbeseilung die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf den überlasteten 220-kV-Leitungen erreicht werden kann. Daher ist ein 380-kV-Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

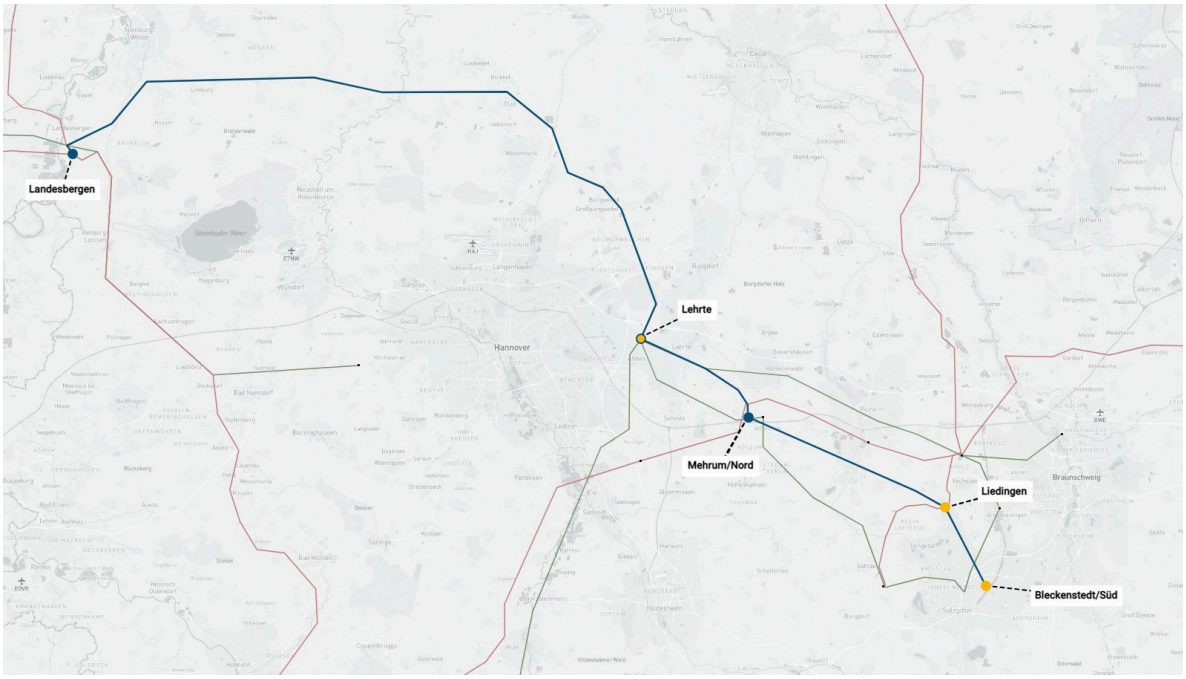
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

Als planerische Alternative zu M469a ist eine Kombination aus Verstärkungen anderer bestehender Leitungen möglich. Dazu wären die 380-kV-Trassen zwischen Landesbergen und Grohnde, zwischen Mehrum und Grohnde sowie zwischen Wahle und Mehrum entsprechend zu verstärken. Diese alternativen Verstärkungen weisen insgesamt eine höhere Länge auf, weshalb die Verstärkung der kürzeren Leitung Landesbergen – Mehrum/ Nord gewählt wurde.

Als planerische Alternative zu M799 und M800 wäre die Nutzung der bestehenden 220-kV-Leitung denkbar. Dies würde allerdings zu dauerhaften Überlastungen führen, da die erforderliche Stromtragfähigkeit nicht erreicht wird.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P228 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 59 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P230: Netzverstärkung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M802: Dipperz – Elm – Somborn – Großkrotzenburg
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels Umbeseilung mit Hochtemperaturleitern vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Dipperz und Großkrotzenburg sowie die im Rahmen von P500 neu geplante 380-kV-Schaltanlage Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/Stadt Alzenau) verstärkt werden (Netzverstärkung). In Elm (Suchraum Stadt Schlüchtern/Gemeinde Flieden) ist eine neue 380-kV-Schaltanlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Da die 380-kV-Stromkreise Dipperz – Großkrotzenburg auf den letzten Kilometern vor Großkrotzenburg gemeinsam mit den 380-kV-Stromkreisen Großkrotzenburg – Aschaffenburg auf einem Mastgestänge geführt werden, ist zu prüfen, ob in diesem Bereich eine HTL-Umbeseilung möglich ist. Sollte dies nicht der Fall sein, so wäre die Maßnahme M802 auf Dipperz – Elm – Somborn zu verkürzen. Eine Umsetzung ist dann frühestens mit Inbetriebnahme der 380-kV-Schaltanlage Somborn, in die die Stromkreise eingeschliffen werden sollen, möglich. Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine zeitgleiche HTL-Umbeseilung der Nord-Süd-Achse Borken – Gießen – Karben (s. P133/P211) mit diesem Projekt aus Gründen der notwendig vorzunehmenden Abschaltungen sowie der Aufrechterhaltung der (n-1)-Sicherheit zu vermeiden ist. Gleiches gilt für die zeitgleiche Realisierung des Projektes P43 mit diesem Projekt. Die Projekte können jeweils nur zeitlich versetzt realisiert werden.

Aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit ist eine Netztrennung zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 erforderlich.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M802	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		89	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Darüber hinaus ist wegen Rückspeisung erneuerbarer Energien in der Region in Elm (Suchraum Stadt Schlüchtern/Gemeinde Flieden) ein zusätzliches 380/110-kV-Umspannwerk erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

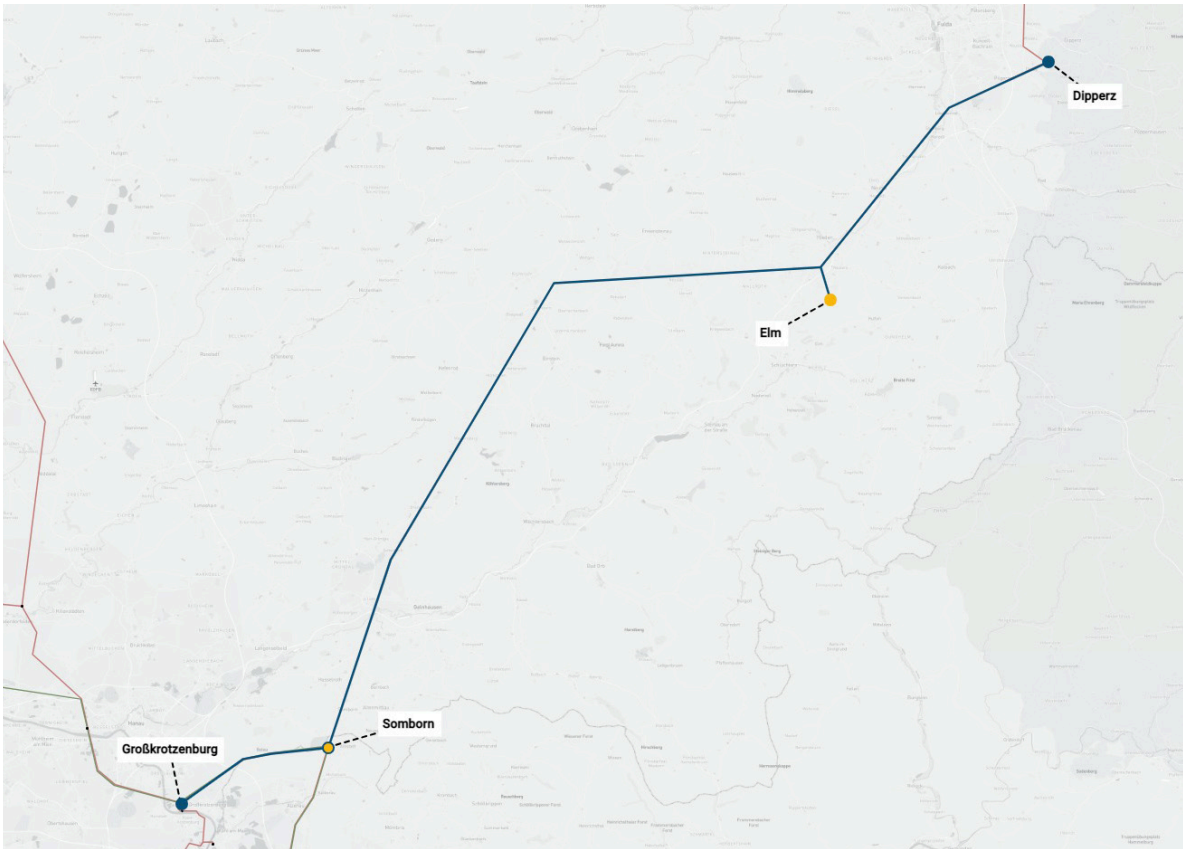
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P230 wurde im NEP 2030 (2017) erstmals identifiziert und bisher nicht von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P231: Netzverstärkung zwischen Mecklar, Philippsthal und Dipperz

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Hessens und enthält die folgende Maßnahme:

- M966: Mecklar – Philippsthal – Dipperz
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Mecklar nach Dipperz durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Mecklar über Philippsthal nach Dipperz (teilweise) in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Dipperz zu verstärken (Netzverstärkung). In Philippsthal (Suchraum Marktgemeinde Philippsthal (Werra)) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren sowie für einen Kundenanschluss zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich mit Ausnahme der Anbindung von Philippsthal an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme des Projekts vor 2037 wird angestrebt. Eine genaue Aussage über das Inbetriebnahmedatum ist jedoch erst im Rahmen der weiteren Detailplanung möglich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M966	L	HE	NA, NV	Ersatzneubau		71	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Die bestehende 380-kV-Leitung ist ein wesentlicher Nord-Süd-Transportkanal in Hessen. Der Ersatzneubau wird erforderlich, um das neue Umspannwerk in Philippsthal anzuschließen und gleichzeitig die Nord-Süd-Transportkapazität zu sichern. In Philippsthal hat der nachgelagerte Verteilnetzbetreiber notwendige Umspannkapazität angezeigt und darüber hinaus ist die Versorgung von Industriekunden vorgesehen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Eine Auflage von Hochtemperatur-Leiterseilen ist auf der bestehenden Leitung generell möglich, wurde jedoch zur Einbindung von Philippsthal verworfen (s. Alternativendiskussion). Aus diesem Grund ist ein Ersatznebau erforderlich.

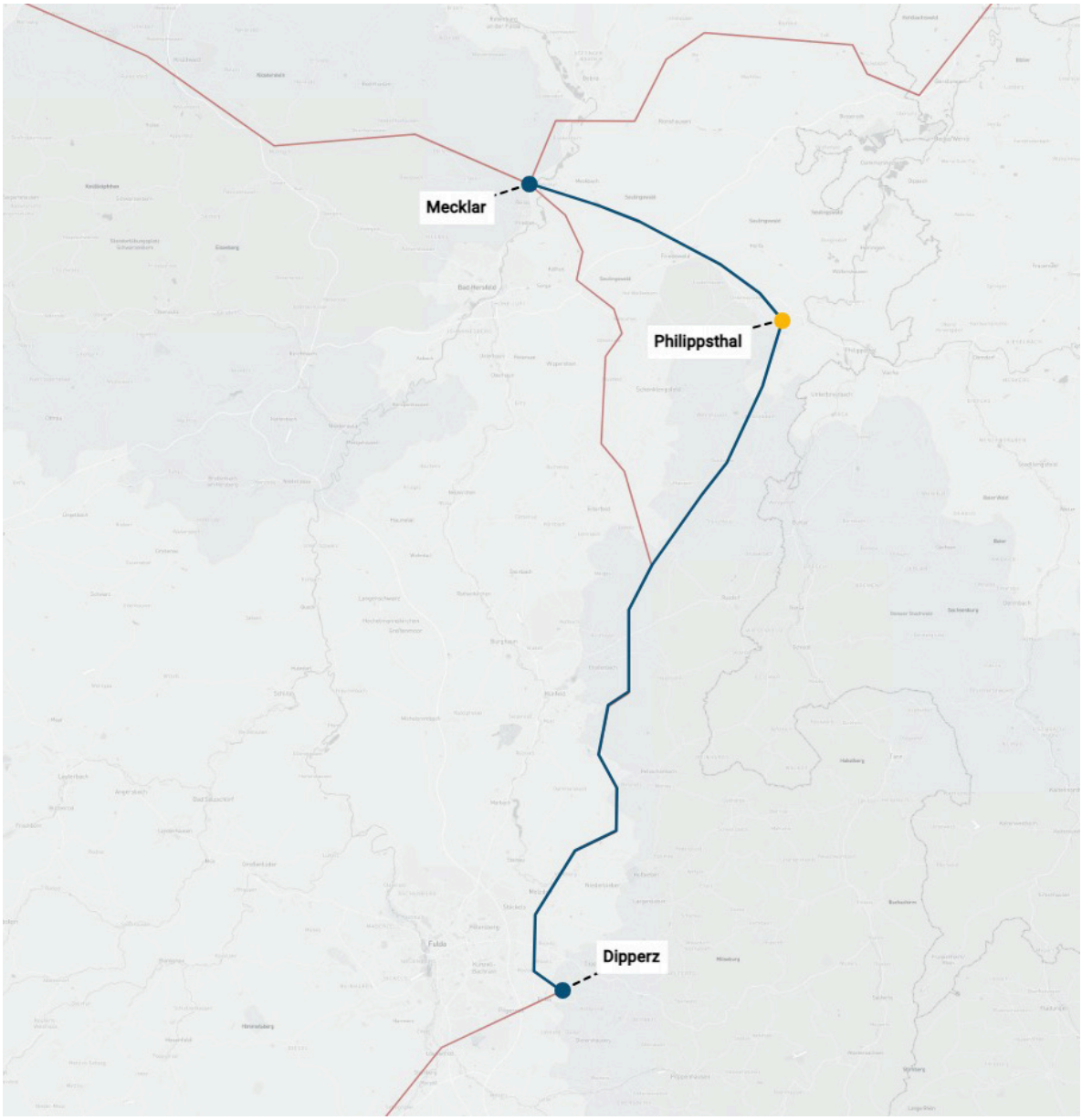
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) wurde alternativ zur Maßnahme M966 eine HTL-Umbeseilung der Bestandsleitung Mecklar – Dipperz vorgeschlagen (P480 M846). Gemäß fortgeschrittener Prüfung würde diese Umbeseilungsmaßnahme einen abschnittsweisen Ersatzneubau erfordern. Außerdem wäre in diesem Fall eine Stichanbindung erforderlich, um Philippsthal in 380-kV versorgen zu können. Im Sinne einer nachhaltigen und (n-1)-sicheren Netzstruktur ist der Ersatzneubau von Mecklar über Philippsthal nach Dipperz vorzuziehen.

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sowie Kundenanbindung sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P231 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P252: Netzverstärkung: Marzahn – Wuhlheide

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 87

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Marzahn – Teufelsbruch befindlichen, verbessert werden. Darüber hinaus sollen weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden. Weiterhin sind zur Laststützung der zuvor genannten 380-kV-Diagonale weitere 380-kV-Anbindungen in die Innenstadt und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten (P531 „Netzverstärkung und -ausbau: Berlin").

Hierfür ist, ergänzend zum Neubau-Umspannwerk (UW) Berlin/Südost (50HzT-P252), eine 380-kV-Netzverstärkung der bestehenden (380)220-kV-Leitung Marzahn – Wuhlheide zwingend erforderlich.

- M534a: (Marzahn -) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide
  Zwischen den UW Marzahn und Wuhlheide ist ab dem Übergangspunkt vom bereits für 380 kV errichteten Leitungsabschnitt Marzahn – Biesdorf/Süd auf dem für 220 kV errichteten Leitungsabschnitt Biesdorf/Süd - Wuhlheide („Punkt Biesdorf/Süd" genannt) eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 4 km zum UW Wuhlheide zu errichten.

Das Projekt beinhaltet die Erweiterung der 380-kV-Anlage des UW Marzahn für den Anschluss der auf den 380-kV-Betrieb umzustellenden Verbindung Marzahn – Wuhlheide sowie die 380-kV-Verstärkung des 220/110-kV-Umspannwerks Wuhlheide für dessen Umstellung auf den 380-kV-Betrieb inkl. 380/110-kV-Transformatoren (im Begleitdokument Punktmaßnahmen ausgewiesen). Für den Weiterbetrieb der 220-kV-Leitung Berlin/Südost – Wuhlheide sind zudem im UW Wuhlheide 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren zu errichten.

Das Gesamtprojekt der Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes (aktuelle 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow) umfasst in der Ausbauperspektive als weiteres, hier nicht dargestelltes Projekt die 380-kV-Netzverstärkung vom UW Berlin/Südost zum UW Wuhlheide inkl. Maßnahmen in den betroffenen Anlagen.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M534a	L	BE	NV	Ersatzneubau		4	x	x	x	x	x	x	2032	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins. Dies sind die UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte,

Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer) für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen sowie die Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen.

Außerdem wird die Errichtung von mehreren großen Rechenzentren geplant, die ebenfalls einen beträchtlichen Lastanstieg zur Folge haben.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen.
Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO_2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere 380/110-kV-Netzschnittstellen zu versorgen sowie mit weiteren 380-kV-Anbindungen in die Innenstadt zu stützen und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten (P531 „Netzverstärkung und -ausbau: Berlin“), um einen Komplettausfall und damit den oben erwähnten Kaskadeneffekt zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

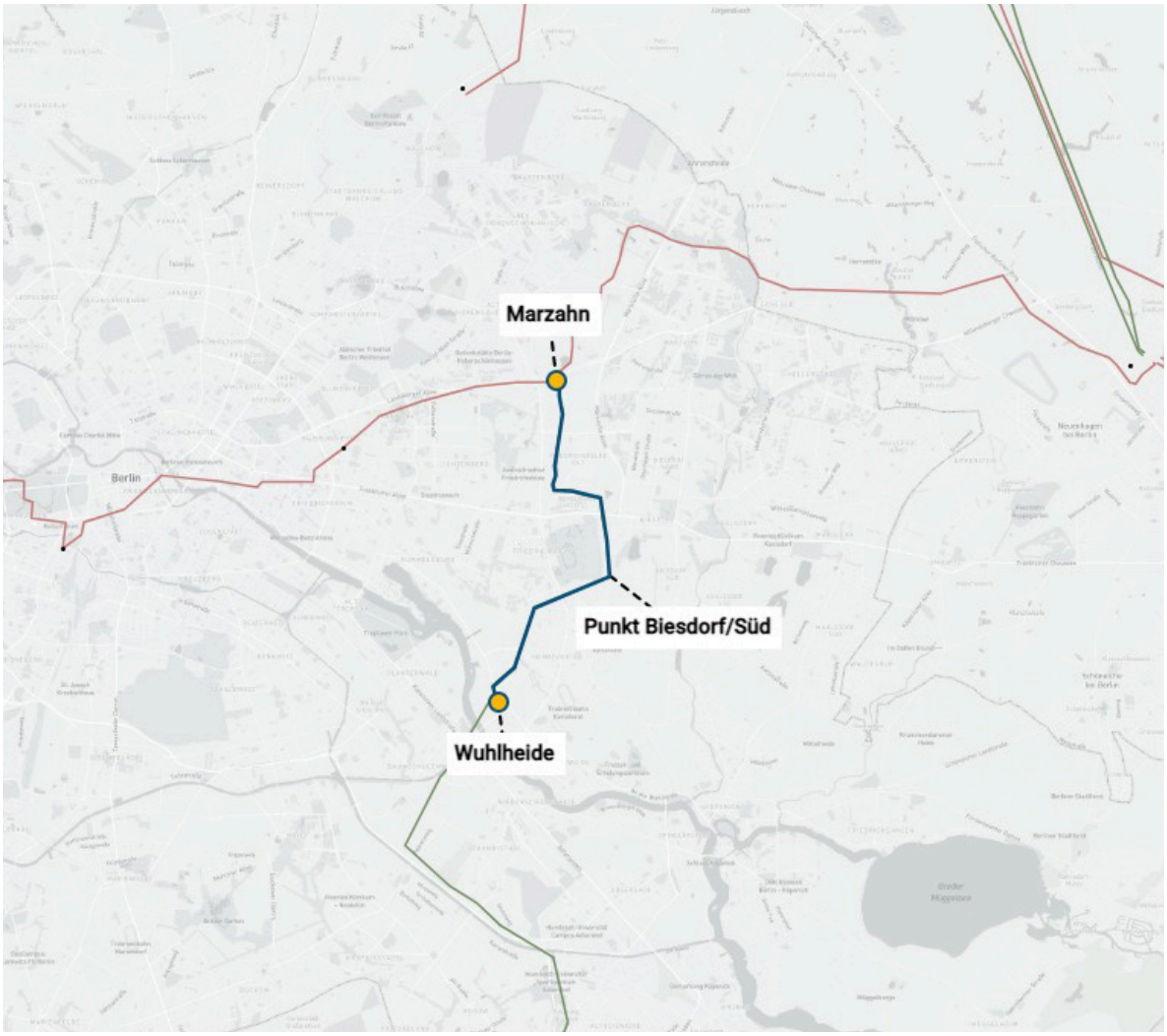
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist jedoch der 220-kV-Leitungsabschnitt Biesdorf/Süd – Wuhlheide aufgrund seiner Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv. Deshalb ist es notwendig, einerseits neue Standorte wie z. B. Berlin/Südost zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Andererseits können bestehende UW in der Berliner Peripherie, wie Malchow und das hier genannte UW Wuhlheide, in ihrer Leistungsfähigkeit (Transformatorenleistung zum Verteilnetz) gesteigert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P252 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2022: 68

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg und enthält folgende Maßnahme:

- M511: Höpfingen – Hüffenhardt
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTL-Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis von Höpfingen nach Hüffenhardt notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Höpfingen und Hüffenhardt erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M511	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		46	x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Stromkreises Höpfingen – Hüffenhardt kommt es aufgrund der dann fehlenden Verbindung im Transportnetz zwischen diesen Stationen zur Verlagerung des Lastflusses in das unterlagerte Verteilnetz. Dies führt infolgedessen zu massiven Überlastungen mehrerer 110-kV-Stromkreise. Durch die Zubeseilung eines zweiten Stromkreises zwischen Höpfingen und Hüffenhardt können diese unzulässigen Überlastungen vermieden werden. Auf Basis gemeinsamer Kosten-Nutzen-Analysen von TransnetBW und des betroffenen Verteilnetzbetreibers hat sich die Zubeseilung im Transportnetz als wesentlich günstiger als ein Ausbau des Verteilnetzes herausgestellt. Zudem werden durch die Zubeseilung die Möglichkeiten auf dem vorhandenen 380-kV-Gestänge zwischen Höpfingen und Hüffenhardt optimal genutzt. Diese Variante hilft zudem, Überlastungen auf den 380-kV-Stromkreisen zwischen Stalldorf und Kupferzell zu reduzieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Prüfung nach NOVA

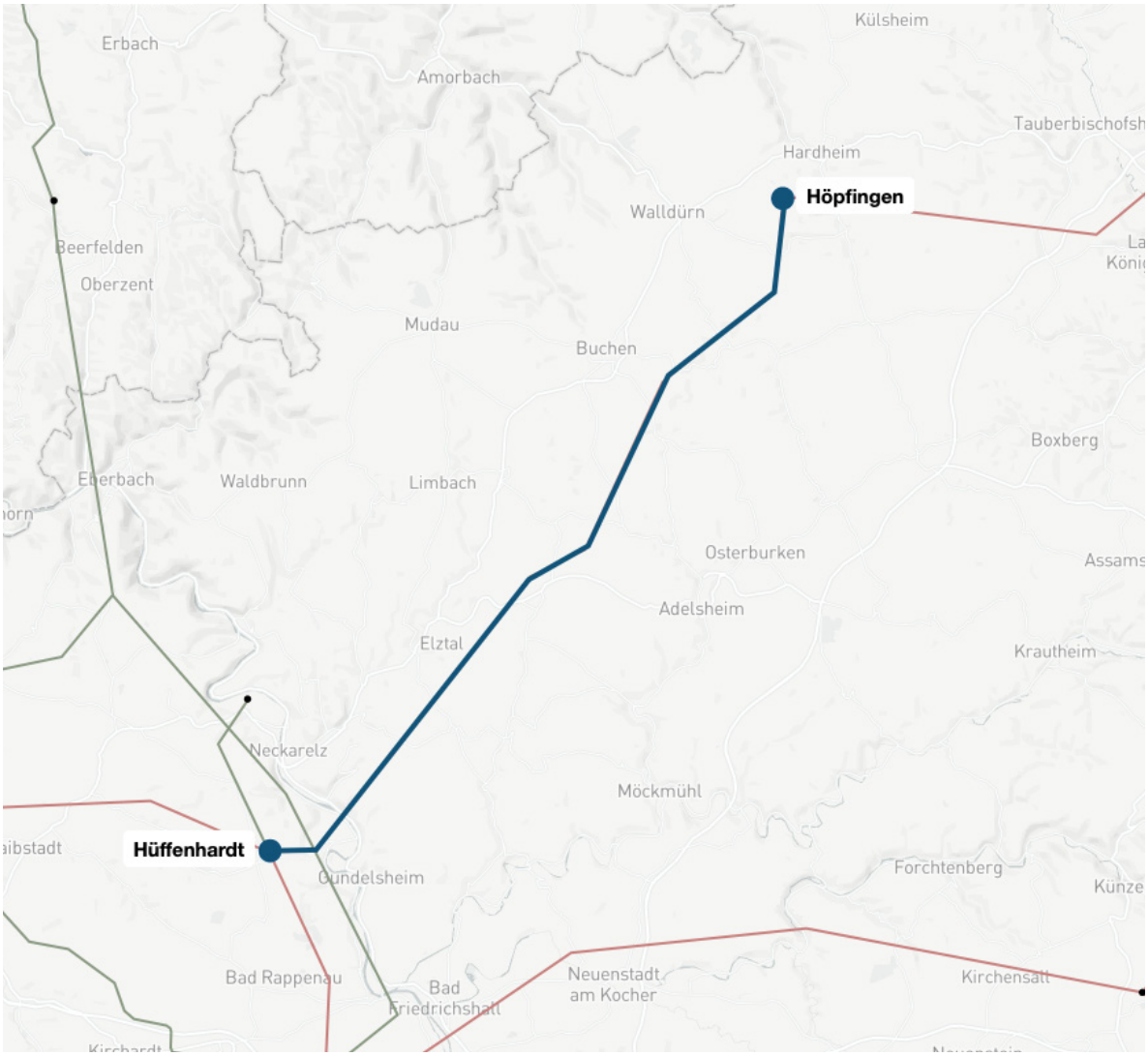
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 511 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P303: Netzverstärkung Heilbronn (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität vom Norden Baden-Württembergs in Richtung Heilbronn und enthält folgende Maßnahmen:

- M513: Großgartach – Hüffenhardt (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Spannungsumstellung eines aufliegenden Stromkreises auf 380-kV vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Hüffenhardt erforderlich. Es handelt sich um eine Ad-hoc-Maßnahme, die sich in den zusätzlichen Untersuchungen für das Jahr 2030 als kurzfristig umsetzbar und nützlich erwiesen hat. Aufgrund des bereits aufliegenden Stromkreises und der bis 2037 ohnehin notwendigen Verstärkungsmaßnahmen in den Schaltanlagen ist die Maßnahme mit geringen zusätzlichen Kosten verbunden.
- M857: Großgartach – Hüffenhardt
  Im Rahmen der Maßnahme ist bis 2037 ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Hüffenhardt erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M513	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		19	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M857	L	BW	NV	Ersatzneubau		19	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei der Verbindung Hüffenhardt – Großgartach handelt es sich um ein Teilstück einer Transportachse zwischen den nördlich von Baden-Württemberg gelegenen Bundesländern und dem Zentrum Baden-Württembergs. In Hüffenhardt treffen die westlich und östlich des Odenwalds verlaufenden Achsen zusammen. Insbesondere bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es dort zu starken Überlastungen. Betroffen ist in Baden-Württemberg der gesamte Bereich von der Grenze zu Hessen und Bayern bis in die Mitte Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Durch eine Spannungsumstellung des bereits aufliegenden 220-kV-Stromkreises kann kurzfristig der Nutzen eines robusteren Netzes auf diesem Abschnitt gehoben werden. Langfristig ist jedoch ein Ersatzneubau der Leitung notwendig, da eine ausreichende Verstärkung der Leitung für die erwarteten Leistungsflüsse durch Umbeseilung nicht möglich ist. Insbesondere bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse, aber auch bei Flüssen nach Norden, kommt es sonst zu unzulässigen Überlastungen auf parallelen Stromkreisen. Die Maßnahme ist außerdem notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten und Nordwesten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken und Rhein-Neckar) aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 513 und 857 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg (Ad-hoc-Maßnahme) (Ostring)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg. Es ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (Ostring, P304 und P305) und enthält folgende Maßnahmen:

- M514: Kupferzell – Goldshöfe 1 (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises notwendig von Kupferzell nach Goldshöfe (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Kupferzell und Goldshöfe erforderlich. Es handelt sich um eine Ad-hoc-Maßnahme, die sich in den zusätzlichen Untersuchungen für das Jahr 2030 als kurzfristig umsetzbar und nützlich erwiesen hat.
- M850: Kupferzell – Goldshöfe 2
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Umbeseilung des Bestandsstromkreises notwendig von Kupferzell nach Goldshöfe (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Kupferzell und Goldshöfe erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M514	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		55	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M850	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		55	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In diesem Netzbereich, sowie generell im ländlichen Raum in Süddeutschland, findet ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Daher muss neben der Deckung der ebenfalls stark steigenden Verbraucherlast in der Region Oberschwaben langfristig auch der Abtransport des Dargebots aus Wind- und Solarenergie aus diesem Bereich beherrscht werden. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt zudem in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg und Frankfurt) und TransnetBW (Raum Ulm) sowie bei hohem solaren Dargebot auch in der umgekehrten Richtung zwischen dem südlichen Baden-Württemberg und Bayern und den Lastschwerpunkten weiter nördlich bzw. nordwestlich von Baden-Württemberg.

Des Weiteren stellt sie ein Bindeglied der Achse dar, die den windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz verbindet. Sie erfüllt damit sowohl eine Stabilisierungsfunktion des Netzbetriebs in dieser Region, als auch für das gesamte Netz. Um die zukünftige Übertragungsaufgabe bewältigen zu können, muss das gesamte als "Ostring" bezeichnete ostwürttembergische Übertragungsnetz verstärkt werden.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung führt ein Ausfall des heute bestehenden Stromkreises zu Verlagerungen des Nord-Süd- oder Süd-Nord-Transits auf die parallelen Netzstrukturen und führt dort zu Überlastungen. Umgekehrt führen Ausfälle der parallelen Netzstrukturen zur Überlastung des bestehenden Stromkreises. Aufgrund der Höhe der erwarteten Leistungsflüsse muss auch der Bestandsstromkreis durch stärkere Leiterseile für höhere Ströme getauscht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

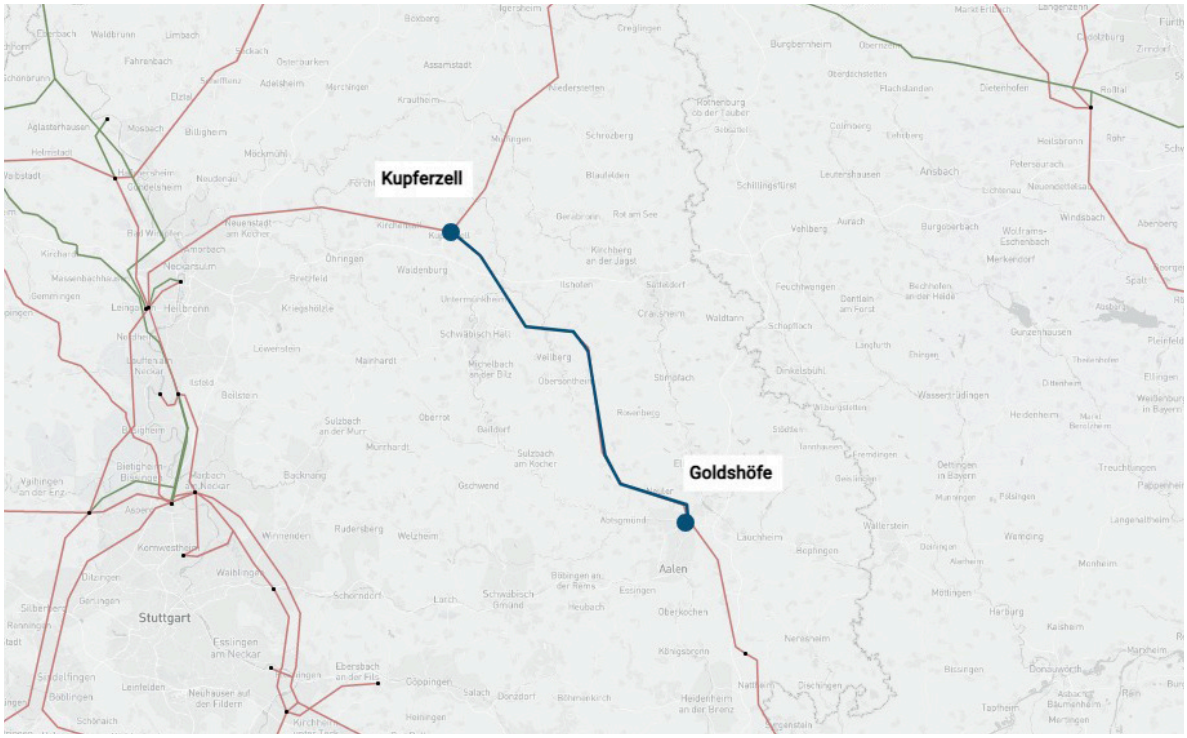
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahme 514 und 850 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P305: Netzverstärkung Ostalb (Ostring)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg. Es ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (Ostring, P304 und P305) und enthält folgende Maßnahmen:

- M851: Goldshöfe – Rotensohl
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Goldshöfe und Rotensohl erforderlich.
- M517: Rotensohl – Niederstotzingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Rotensohl und Niederstotzingen erforderlich.
- M515: Niederstotzingen – Dellmensingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Niederstotzingen und Dellmensingen erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M515	L	BW	NV	Ersatzneubau		41	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M517	L	BW	NV	Ersatzneubau		26	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M851	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		20	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In diesem Netzbereich, sowie generell im ländlichen Raum in Süddeutschland, findet ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Daher muss neben der Deckung der ebenfalls stark steigenden Verbraucherlast in der Region Oberschwaben langfristig auch der Abtransport des Dargebots aus Wind- und Solarenergie aus diesem Bereich beherrscht werden. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt zudem in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg und Frankfurt) und TransnetBW (Raum Ulm) sowie bei hohem solaren Dargebot auch in der umgekehrten Richtung zwischen dem südlichen Baden-Württemberg und Bayern und den Lastschwerpunkten weiter nördlich bzw. nordwestlich von Baden-Württemberg.

Des Weiteren stellt sie ein Bindeglied der Achse dar, die den windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz verbindet. Sie erfüllt damit sowohl eine Stabilisierungsfunktion des Netzbetriebs in dieser Region, als auch für das gesamte Netz. Um die zukünftige Übertragungsaufgabe bewältigen zu können, muss das gesamte als "Ostring" bezeichnete ostwürttembergische Übertragungsnetz verstärkt werden.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines Stromkreises kommt es ohne die Netzverstärkungen zu Netzüberlastungen bei dem verbleibendem Stromkreis auf dem gleichen Gestänge. Die Höhe der erwarteten Leistungsflüsse bedingen einen Ersatzneubau der Leitungen, um stärkere Leiterseile für ausreichend hohe Ströme auflegen zu können.

Ein Stromkreis der Maßnahme M517 zwischen Rotensohl und Niederstotzingen wird zur Erfüllung der vertikalen Versorgungsaufgabe einer geplanten Power-to-Liquid-Anlage (s. Punktmaßnahme P179 M895) über eine neu zu errichtende Leitung nach Mergelstetten geführt und eingeschleift. Diese Anbindung ist nicht Bestandteil vom Projekt P305. Die Maßnahme erfährt durch die Einschleifung in ihrer horizontalen Transportfunktion keine wesentliche Beeinflussung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Prüfung nach NOVA

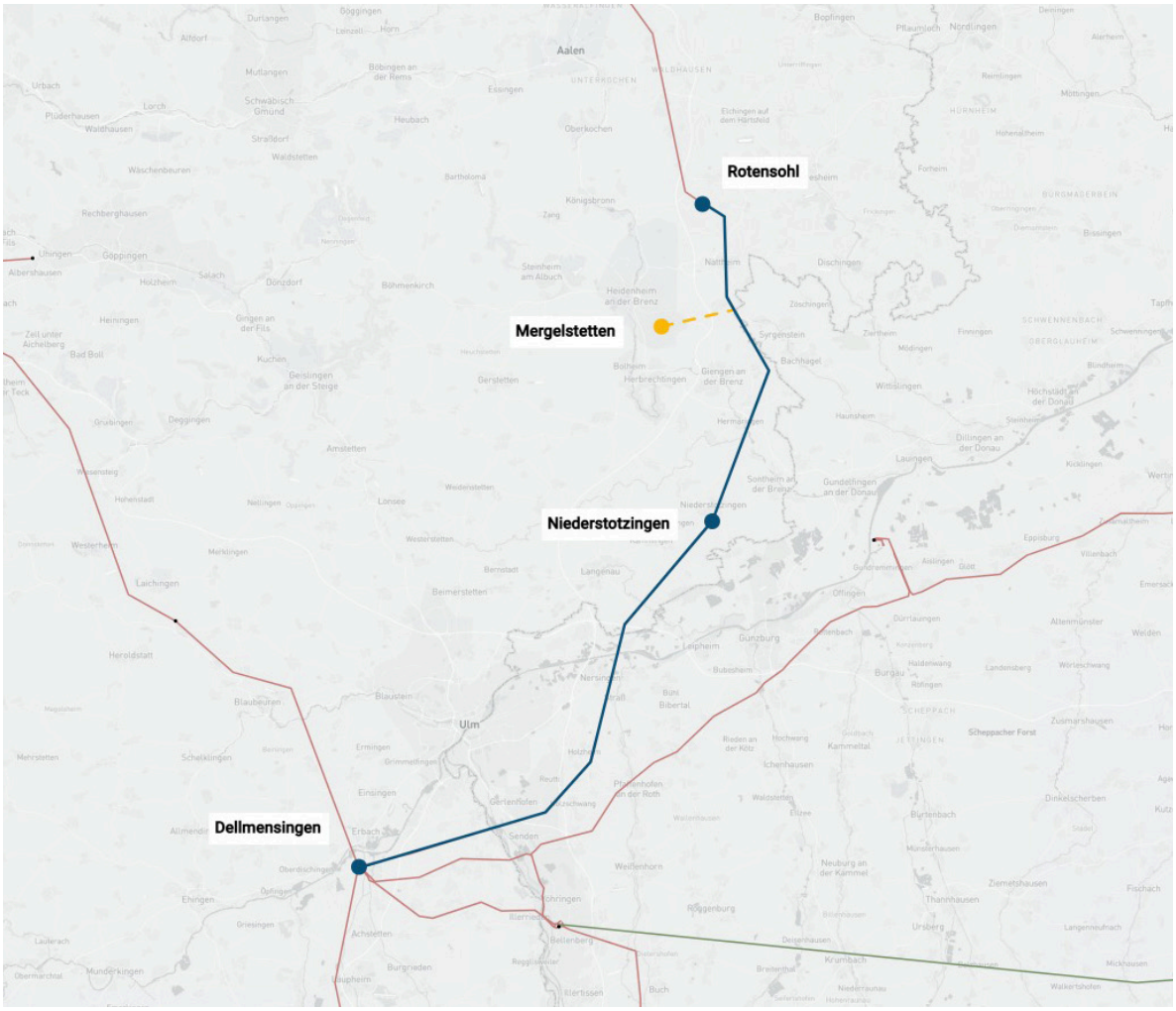
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 515, 517 und 851 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P309: Netzverstärkung Bürstadt – Rheinau – Hoheneck (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bürstadt, Rheinau und Hoheneck. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M484: Netzverstärkung Bürstadt – Rheinau – Hoheneck
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Bürstadt, Rheinau und Hoheneck wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Ersatzneubau in oder unmittelbar neben bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Bürstadt und Hoheneck realisiert (Netzverstärkung).
  Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt innerhalb des Zielhorizonts bis 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (s. Kapital 5.2.7 „Ad hoc Maßnahmen“).

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M484	L	BW, HE	NV	Zu-/Umbeseilung		120	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in der Region Südhessen-Stuttgart wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden. Die beschriebene Netzverstärkung führt zudem zu einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Nord-Süd-Achse zwischen Stuttgart und dem Mannheimer Raum.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus wurden in einem zusätzlichen Szenario 2030 Ad-hoc Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M484 hat sich zur Reduktion von Redispatch/Engpassarbeit als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M484 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

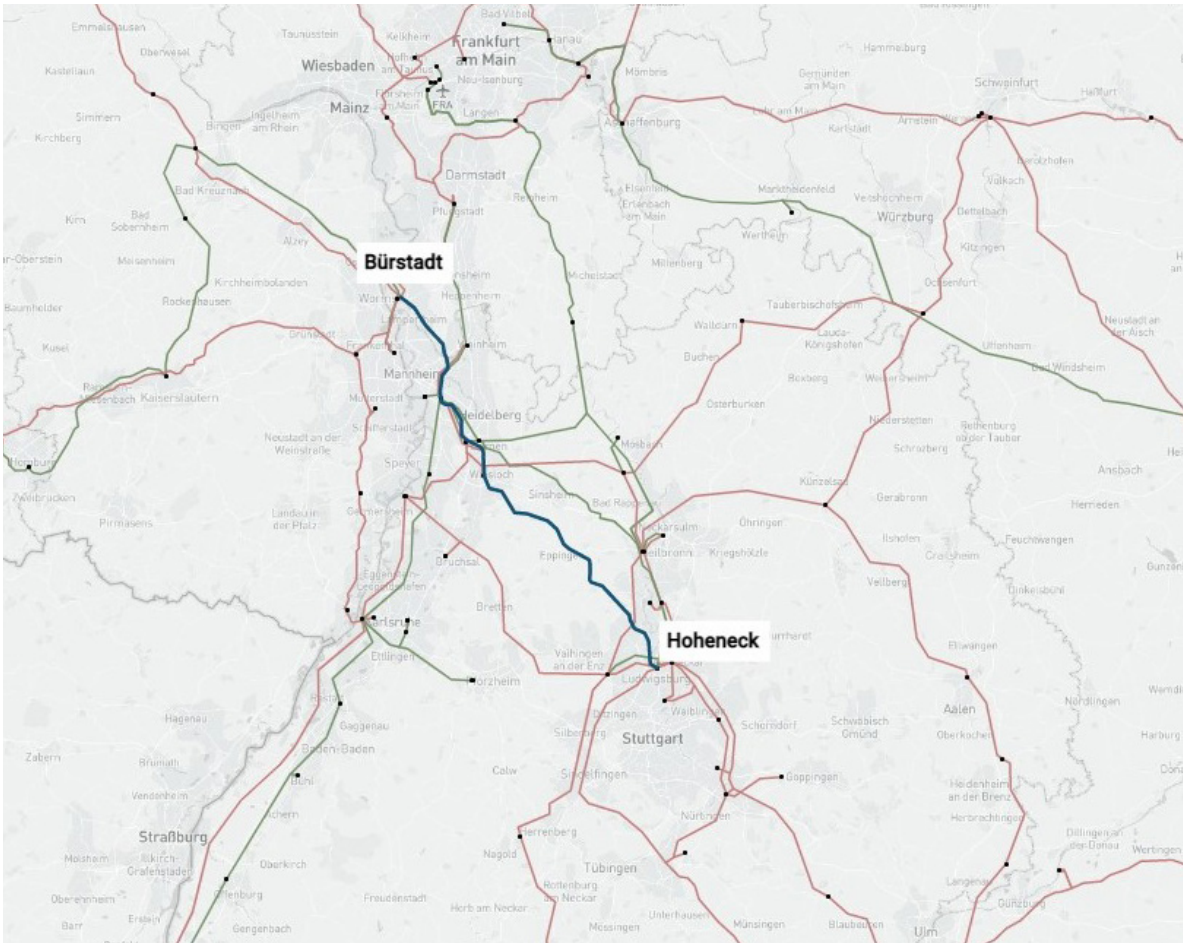
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P309 wurde bereits im NEP 2030 (Version 2017) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P311: Netzverstärkung Weißenthurm – Bürstadt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Weißenthurm und Bürstadt.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M486: Netzverstärkung Weißenthurm- Bürstadt
  Zwischen den Anlagen Weißenthurm und Bürstadt wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Ersatzneubau in oder unmittelbar neben der bestehenden Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Weißenthurm und Bürstadt realisiert (Netzverstärkung). Die Anlage Waldlaubersheim ist zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M486	L	HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		124	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Nord-Süd-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der bestehenden Trasse. Diese entstehen durch den Abtransport überschüssiger Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen von Norden nach Süden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M486 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

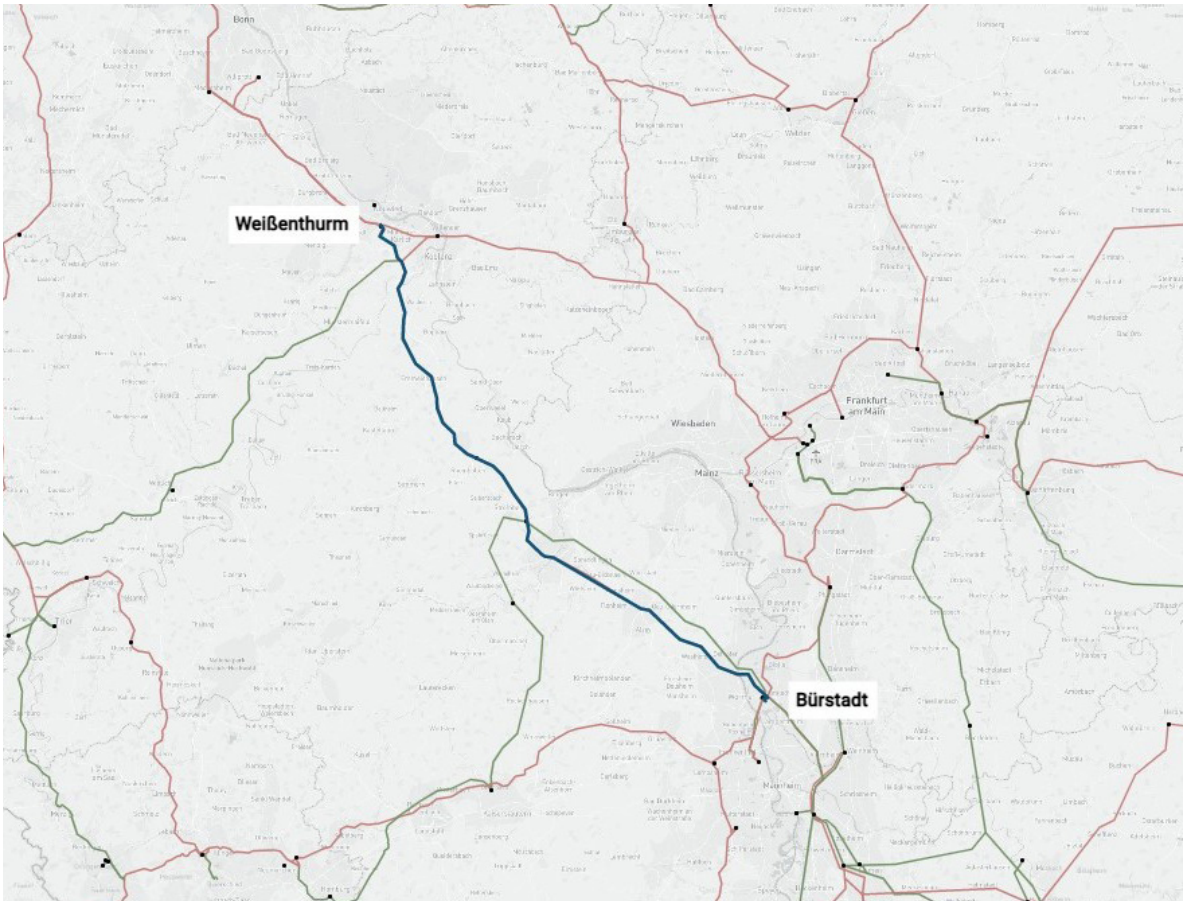
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M486 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Sechtem und der Anlage Bürstadt als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M486 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P311 wurde bereits im NEP 2030 (Version 2017, 2019) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P313: Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 95
Nr. TYNDP 2022: 225

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Belgien.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M488: Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)
  Die Verbindung ist zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen (Amprion) und Gramme (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sind maßgeblich von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen mit Elia abhängig. Das Projekt ist als HGÜ-Leitung geplant. Für eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von mindestens 1 GW ist der Neubau von je einer Konverterstation an beiden Endpunkten erforderlich (Netzausbau). In Abhängigkeit der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes ist eine neue 380-kV-Anlage zu errichten oder die bestehende 380-kV-Anlage in Dahlem neu zu errichten (Netzausbau). Auf deutscher Seite ist für die Umsetzung des Abschnitts Dahlem – Bundesgrenze (Belgien) Amprion verantwortlich. Verfahrensträger sind hier deutsche Behörden. Auf belgischer Seite ist der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia für die Umsetzung verantwortlich. Der Grenzübergabepunkt wird im Ergebnis der Prüfungen der Trassenrealisierbarkeit und des Untersuchungsergebnisses der laufenden Abstimmungen zwischen Amprion und Elia.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M488	L	NW	NA	Neubau in neuer Trasse (1GW ohne MR)	20		x	x	x	x	x	x	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2035 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal beider Länder liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien (inkl. Offshore-Windenergie) und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten. Mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes in Belgien kommt es zu punktuellen Kraftwerkszubauten, die geeignet in die Netzstruktur zu integrieren sind.

Netzplanerische Begründung

Infolge der o. g. Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen (Interkonnektor). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit

Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung auch vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur zur Integration der erneuerbaren Energien sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme zeigt sich in den positiven Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse, die im NEP 2035 (2021) vorgenommen wurde. Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nachgewiesen. Die Analysen haben gezeigt, dass durch das Projekt ein volkswirtschaftlicher Gewinn für diesen entsteht. Zusätzlich wird durch die Maßnahme ein signifikanter Beitrag zur Versorgungsicherheit in Belgien und Deutschland geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Die Maßnahme M488 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Die HGÜ-Technik bietet sich durch ihren steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch an. Durch die Vielzahl der bereits heute existierenden und sich in Planung befindlichen Leistungsflussgesteuerten Interkonnektoren (DE – NL, NL – BE, DE – BE) würde eine ungesteuerte Lösung zu einer Überlastung führen. Daher bietet sich für dieses Projekt die Ausführung als HGÜ-Verbindung an. Dies ermöglicht den Energiemix in beiden Ländern auszubalancieren und erleichtert somit zusätzlich die Integration von volatil einspeisenden erneuerbaren Energien.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Da die in 2020 in Betrieb genommene Verbindung zwischen Deutschland und Belgien (ALEGrO) nicht verstärkt werden kann, ist der Neubau in neuer Trasse die einzige Alternative. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M488.

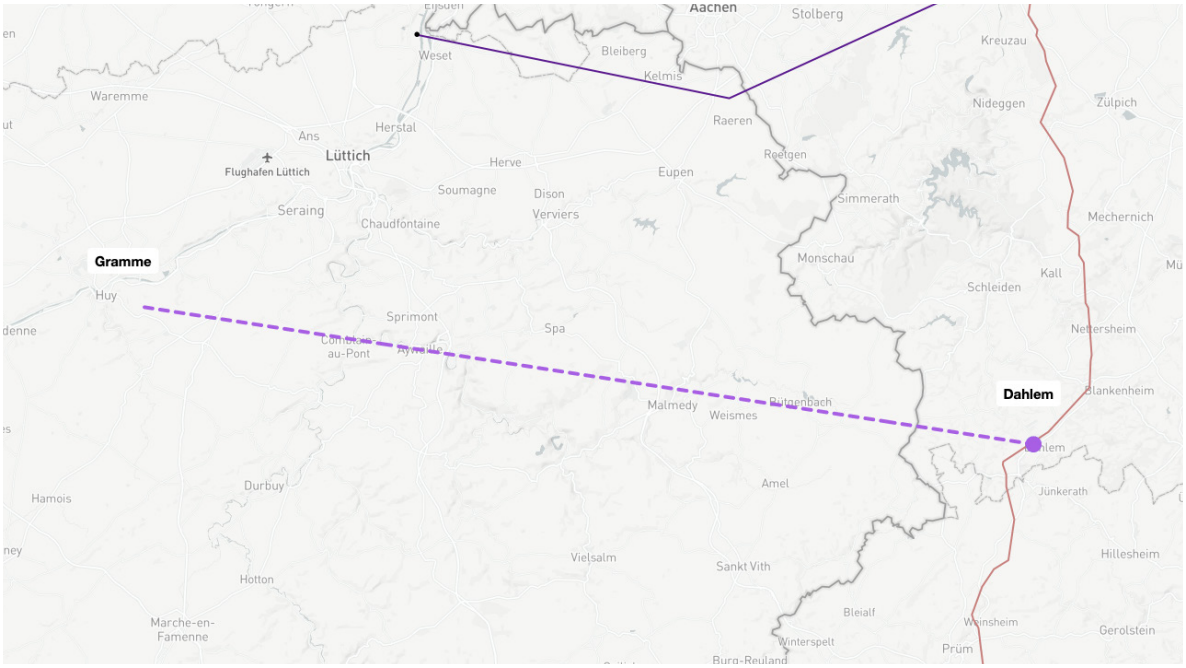
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei relativ geringer Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind zwar grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die höheren volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P313 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2017) und NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 95 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich.
Zur Realisie- rung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M489: Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf
  Im Rahmen des Projekts P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (Frankreich) ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich erforderlich. Um diese neugeschaffene Kapazität optimal nutzen zu können, wurde darüber hinaus die Notwendigkeit der Leistungsflusssteuerung durch Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf identifiziert (Netzoptimierung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M489	A	SL	NA				x	x	x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kann es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich kommen. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen.

Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den uneingeschränkten Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen.

Netzplanerische Begründung

Mit der Leistungsflusssteuerung kann die im Projekt P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (Frankreich) geschaffene Transportkapazität maximal ausgenutzt werden. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird somit durch dieses Projekt optimiert. Ebenso tragen die Phasenschiebertransformatoren zu einer optimierten Leistungsflusssteuerung auf dem bestehenden Interkonnektor zwischen Deutschland und Frankreich bei. Weiterhin werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen im deutschen Übertragungsnetz behoben.

Darüber hinaus leistet diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien einen netzseitigen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet.

Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit M489 durchgeführt werden.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

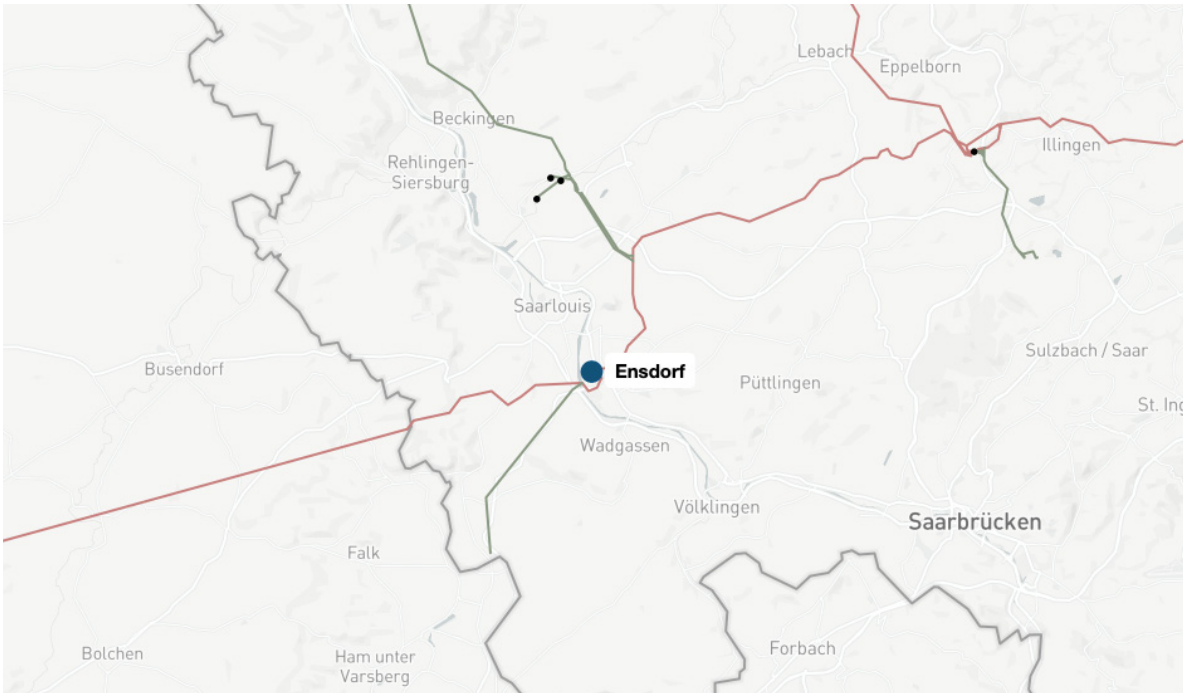
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M489 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Uchtelfangen und einer Station in Frankreich bspw. Saint-Avold als Neubau in teilweise neuer bzw. bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M489 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P314 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2017, 2019) und NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 63

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M491: Hanekenfähr – Gronau:
  Die Stromkreise der bestehenden Leitung zwischen Hanekenfähr und Gronau werden für eine erhöhte Stromtragfähigkeit verstärkt (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Im Falle einer HTLS-Umbeseilung kann die Verstärkung oder der Neubau der Masten erforderlich werden.

  Zusätzlich sollen zwei weitere 380-kV-Stromkreise als Neubau zwischen Hanekenfähr und Gronau errichtet werden. Für die Einführung der zusätzlichen beiden 380-kV-Stromkreise in die Station Hanekenfähr muss die 380-kV-Station Hanekenfähr erweitert werden. Zudem müssen aus platztechnischen Gründen die 220-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Amelsbüren sowie zwischen Hanekenfähr und Gronau entfallen. Mit der Demontage der 220-kV-Stromkreise entfällt die 220-kV-Ebene in Hanekenfähr. Folglich muss der 220/110-kV-Transformator in Hanekenfähr durch einen 380/110-kV-Transformator ersetzt werden. Die Blöcke B2 und C2 des Kraftwerks Emsland, die heute in die 220-kV-Ebene in Hanekenfähr einspeisen, müssen, um eine Einspeisung zu ermöglichen, an die 380-kV-Ebene angeschlossen werden. Auch die Station Amelsbüren muss für eine redundante Versorgung von der 220-kV- auf die 380-kV-Ebene umgestellt werden (Stationsneubau).

  Des Weiteren ist die Errichtung von zwei baugleichen Phasenschiebertransformatoren zur Leistungssteuerung in Richtung Niederlande notwendig (Netzoptimierung). In der Bestandsanlage Gronau ist die Errichtung der Phasenschiebertransformatoren aus platztechnischen Gründen nicht möglich. Deshalb ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Station entlang der bestehenden Trasse in Richtung Öchtel oder Hengelo erforderlich. Bei letzterer Option sind die Stromkreise nach Hengelo für eine erhöhte Stromtragfähigkeit zwischen Gronau und der neu zu errichtenden 380-kV-Station zu verstärken. Dies kann entweder durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies nicht möglich ist, durch den Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen. Im Falle einer HTLS-Umbeseilung kann die Verstärkung oder der Neubau der Masten erforderlich werden.

  Der bestehende Schrägregeltransformator in der Station Gronau kann entfallen. Da der 220-kV-Stromkreis zwischen Hanekenfähr und Gronau entfällt, muss der 220/110-kV-Transformator in der Station Gronau durch einen 380/110-kV-Transformator ersetzt werden. Der Stromkreis in Richtung Kusenhorst wird zur (n-1)-sicheren Versorgung der 380/110-kV-Transformatoren in die Station Gronau eingeschleift. Die Station Gronau ist hierfür zu erweitern.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M491	L	NI, NW	NA, NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		94	x	x	x	x	x	x	2033*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

* Die gesetzlichen Maßnahmen zur Genehmigungsbeschleunigung ermöglichen eine schnellere Inbetriebnahme.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Über die zwei bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Gronau wird ein großer Teil der in Norddeutschland erzeugten On- und Offshore Windenergieleistung in das nördliche Netzgebiet von Amprion eingeleitet. Zukünftig wird die Menge dieser Einspeisungen zunehmen, sodass es zu Engpässen auf den bestehenden 380-kV-Nord-Süd-Verbindungen kommt.

Ziel ist es, die Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau zu erhöhen und die Energie engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Erhöhung der Kapazität der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M491 in den bestehenden Trassenräumen realisiert werden.

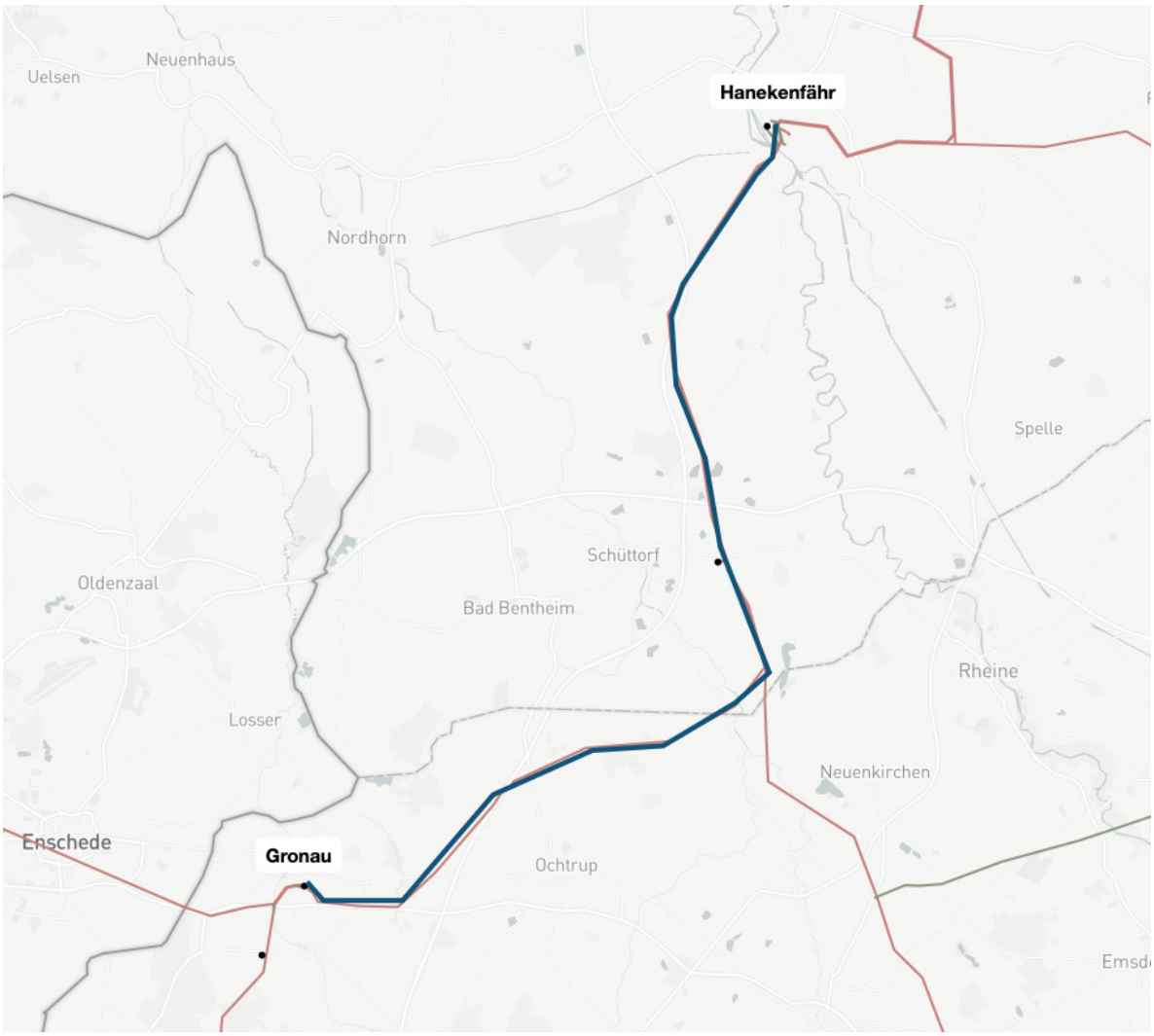
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M491 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hanekenfähr und Kusenhorst als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M491 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P315 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 63 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P328: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 70

Nr. TYNDP 2022: 309

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist von einem Drittinvestor eine direkte Gleichstromverbindung geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das Umspannwerk Fedderwarden benannt worden.

Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M534: Fedderwarden – Großbritannien
  Von Fedderwarden nach Großbritannien (Isle of Grain) ist die Errichtung einer rund 725 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 1,4 GW geplant (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Fedderwarden als DC-Erdkabel errichtet. Im Zuge des Projekts ist die 380-kV-Schaltanlage Fedderwarden zum Anschluss des landseitigen Konverters zu verstärken (Netzverstärkung).

Vom niederländischen Sektor kommend verläuft die Seetrasse zunächst auf einer Länge von ca. 90 km durch die deutsche AWZ der Nordsee. Nach einem Übergang zum Küstenmeer im östlichen Bereich des Grenzkorridors III erstreckt sie sich ca. 90 km durch das deutsche Küstenmeer bis zum präferierten Anlandungspunkt über die Jade bei Hooksiel und führt anschließend als Landkabel bis zur Konverterstation in der Nähe der Schaltanlage Fedderwarden.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: https://de.neuconnect-interconnektor.com

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M534	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	200		x	x	x	x	x	x	2028	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/ im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist mit der Nummer 309 in den TYNDP 2018 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die BNetzA im genehmigten Szenariorahmen die Aufnahme in den NEP 2030 (2019) vorgesehen.

Auf Basis der von den ÜNB durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse (s. Steckbrief im Anhang zum NEP 2030 (2019)) hat die BNetzA das Projekt im Rahmen des NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es wurde als Vorhaben Nr. 70 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details des Projekts den ÜNB nicht bekannt. Die Gesamtkosten werden vom Investor mit 1,6 Mrd. € angegeben. Diese Kosten wurden von den ÜNB nicht in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2037 (2023) berücksichtigt, da diese nicht bei den deutschen ÜNB anfallen und insofern nicht von den deutschen Netzkunden zu tragen sind.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P329: Errichtung eines zweiten DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (Tarchon)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2022: 1050

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist von einem Drittinvestor eine direkte Gleichstromverbindung geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das Umspannwerk Niederlangen benannt worden.

Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M533: Niederlangen – Großbritannien
  Von Niederlangen nach Großbritannien ist die Errichtung einer rund 540 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 1,4 GW geplant (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Niederlangen als DC-Erdkabel errichtet.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: https://tarchonenergy.net/

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
M533	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	200		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist mit der Nummer 1050 in den TYNDP 2022 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die BNetzA im genehmigten Szenariorahmen die Aufnahme in den NEP 2037 (2023) vorgesehen.

Im NEP 2037 (2023) führen die Übertragungsnetzbetreiber eine Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) für das Projekt durch, deren Ergebnisse mit dem zweiten Entwurf veröffentlicht werden.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details des Projekts sowie die Kosten den ÜNB nicht bekannt. Die Kosten des Projekts wurden von den ÜNB nicht in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2037 (2023) berücksichtigt, da diese nicht bei den deutschen ÜNB anfallen und insofern nicht von den deutschen Netzkunden zu tragen sind.

Kosten-Nutzen-Analyse Niederlangen – Großbritannien (P329)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2037

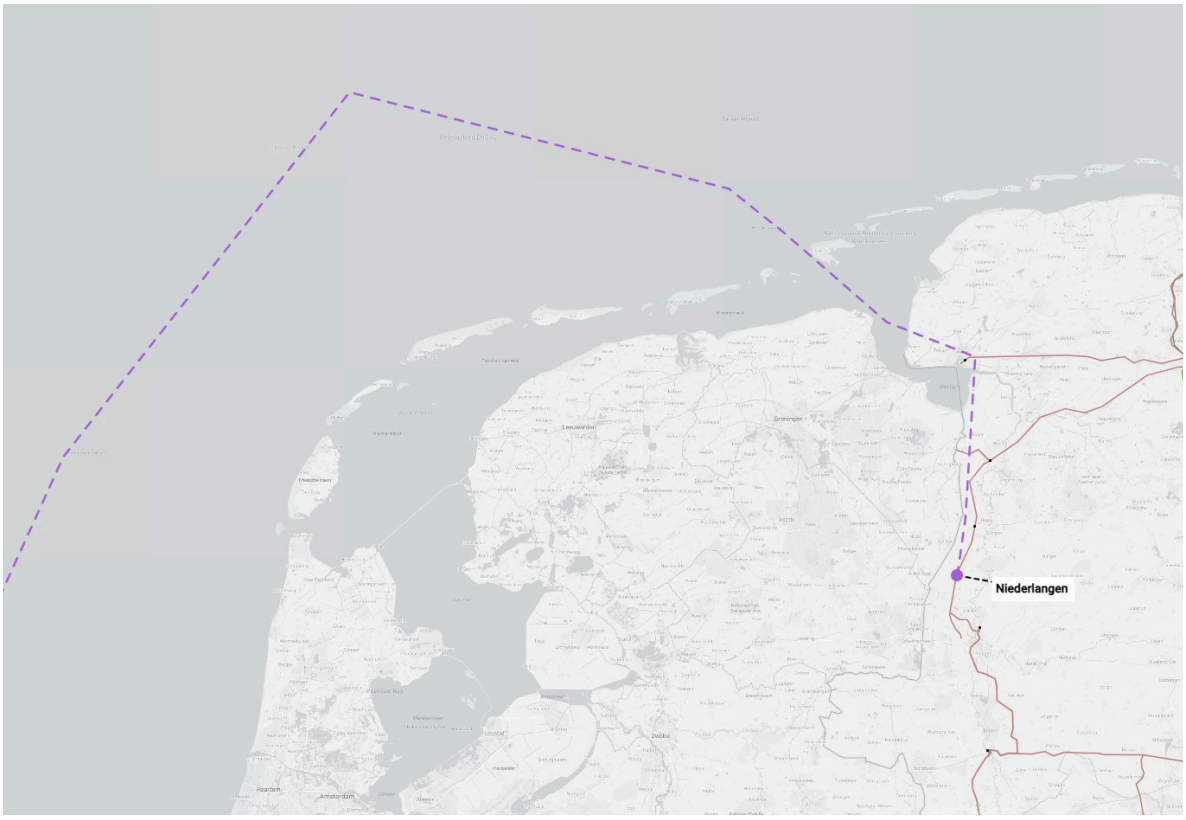
	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	197,3	-500	1560			-37
inner-deutscher Redispatch	-58	411	-60	99	-317	4
Gesamt	139	-89	1500	99	-317	-33

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045

	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	233,3		2400			
inner-deutscher Redispatch	-66		-20	164	-386	
Gesamt	167	0	2380	164	-386	0

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P353: Querregeltransformatoren (PST) am Abzweig Waldeck (ehemals Twistetal) (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Hessens über die Leitung Twistetal – Borken und enthält folgende Maßnahme:

- M532: Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformatoren (PST) Waldeck2 (ehemals Twistetal)
  Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Hessen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der mit zwei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Waldeck2 am Abzweig nach Waldeck (Suchraum Stadt Waldeck und Gemeinde Edertal) vier PST errichtet (Netzoptimierung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M532	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Süddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Ost–West und Nord–Süd-Transportkanal. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet.

Der Raum zwischen Twistetal und Borken ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen (Nord – Süd, West – Ost) in Hessen effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Twistetal – Borken. Indirekt können dadurch die angrenzenden Achsen Borken – Gießen/Nord und Borken – Mecklar beeinflusst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, unterschiedliche Szenarien und dem folgend unterschiedliche Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz in allen Szenarien des NEP als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus hat sich die Maßnahme M532 anhand von Redispatch-Analysen als wirtschaftlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M532 durchgeführt werden.

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Sinnvolle Alternativen stehen nicht zur Verfügung, da sämtliche Leitungen in der Region bereits als Vorhaben im Bundesbedarfsplan enthalten sind und entsprechend ertüchtigt werden. Dies gilt insbesondere für das im NEP 2030 (2019) als Alternative aufgeführte Projekt P133 Borken – Gießen/Nord (BBP-Vorhaben Nr. 65).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P353 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P359: Netzverstärkung und -ausbau: Stendal/West – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 60

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M571: Stendal/West – Wolmirstedt
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M571	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		37	x	x	x	x	x	x	2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd sind die betreffenden 380-kV-Leitungen in der Region bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Durch die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern sowie die Onshore-Einspeisungen in Sachsen-Anhalt werden die Leitungen im nördlichen Sachsen-Anhalt perspektivisch noch stärker belastet. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungen Putlitz/Süd/Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt und Güstrow – Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt sind für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende oben genannte 380-kV-Leitung Putlitz/Süd/Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Ohne die gegenständliche 380-kV-Netzverstärkung (M571) wird der künftige 380-kV-Leitungsabschnitt Stendal/West – Wolmirstedt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel der Maßnahme M571 besteht darin, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Leitung Stendal/West – Wolmirstedt einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im nördlichen Sachsen-Anhalt zu leisten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

* IB-Datum bezieht sich auf die erste Stufe des dargestellten Vorhabens (WAFB).

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

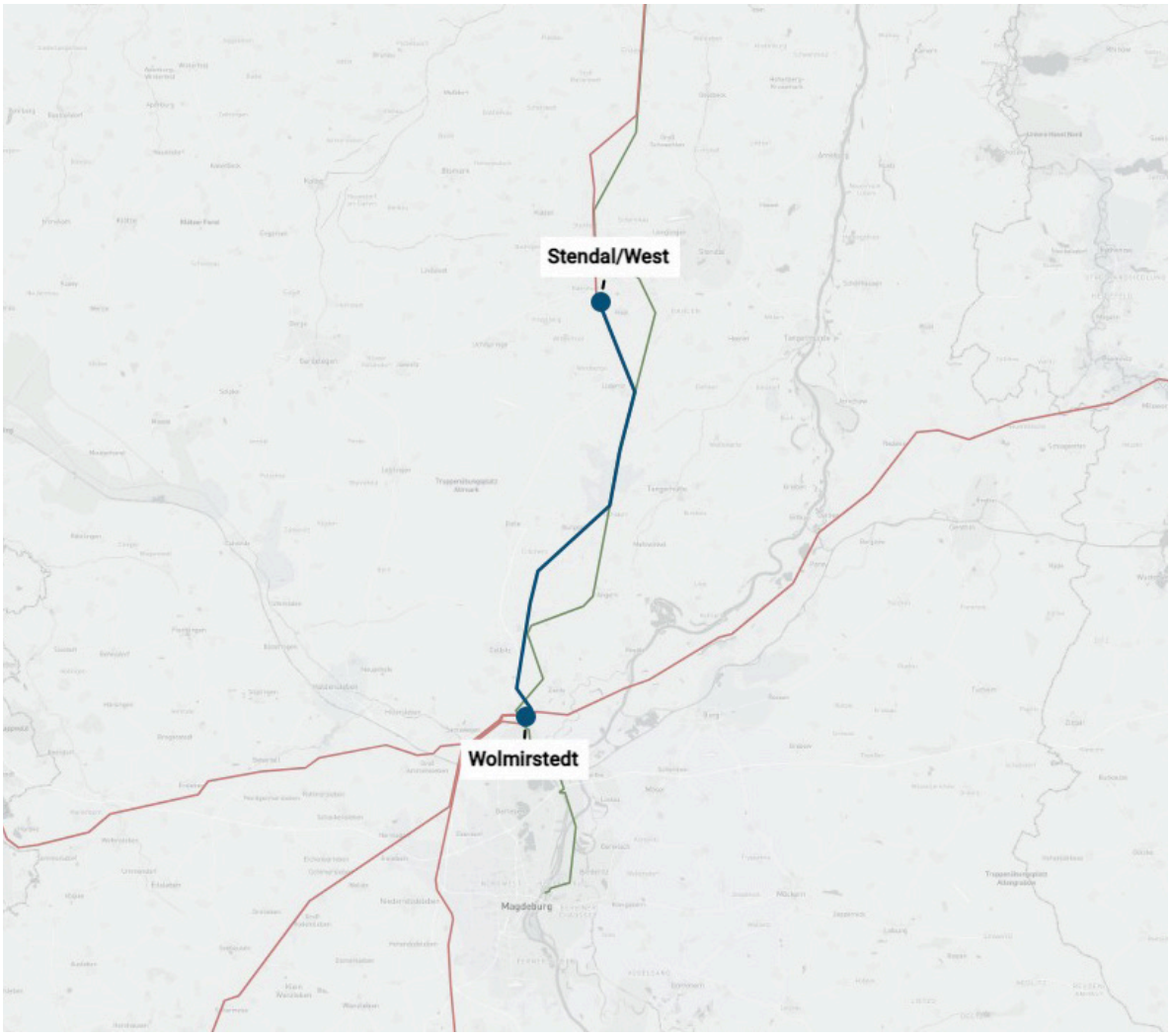
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. In diesem Projekt wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen. Eine Entlastung der 380-kV-Verbindung Stendal/West – Wolmirstedt durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Stendal/West) ist nicht möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme M571 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P359 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert und die Maßnahme M571 im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P359 ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P360: Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde der Bedarf für die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung für viele 50Hertz-Standorte identifiziert. Im NEP 2035 (2021) wurden die Spannungshaltung und Spannungsstabilität für den Zeithorizont bis 2035 erneut geprüft. Es bestätigten sich die signifikant steigenden Blindleistungskompensationsbedarfe, die bei weitem nicht mehr durch die vorhandenen, direkt und in nachgelagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) (s. Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher oder zusätzliche Schwungmasse (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt. Aus den durchgeführten Analysen resultieren die nachfolgend aufgeführten Maßnahmen:

- M595b), d), f) bis t): Blindleistungskompensationsanlagen an weiteren Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den folgenden Umspannwerken stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung in der jeweiligen Netzregion bereit zu stellen. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlagen der Standorte notwendig (ausgenommen sind Neubau-UW). Die Kurzzeitspeicheranlagen werden technisch möglichst eng an den bzgl. der Frequenzstabilität ermittelten minimalen Anforderungen spezifiziert. Dies erfordert einen hohen Wirkleistungsbeitrag (≤ 300 MW) und einen Energiespeicher von ca. 4 MWs pro MW.

  b) Röhrsdorf (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar (M595b1) mit 1 x MSCDN 300 Mvar (M595b2)

  d) Siedenbrünzow: 2 x STATCOM ±300 Mvar

  f) Neuenhagen: 1 x rotierender Phasenschieber ±300 Mvar

  g) Malchow: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  h) Remptendorf: 2 x STATCOM je ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  i) Streumen: 2 x STATCOM je ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  j) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  k) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  l) Eula (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595l1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595l2)

  m) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Ebenheim: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  n) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  o) Reuter: 1 x rotierender Phasenschieber ±300 Mvar (M595o1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595o2)

p) Wolkramshausen: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

q) Preilack (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595q1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595q2)

r) (Neubau-UW) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar

s) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage mit 2 x MSCDN 300 Mvar

t) Vieselbach (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage mit 1 x MSCDN 300 Mvar

- M605a) bis c): Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau)
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist eine zusätzliche Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der 50Hertz-Regelzone. Dazu wurde in den oben genannten Analysen folgender, über die Potenziale aus zuvor genannten Maßnahmen hinausgehender Bedarf an stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen für die 50Hertz-Netzgruppen ermittelt:

  a) STATCOM – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 100 Mvar

  b) STATCOM – D83 (Brandenburg) – 700 Mvar

  c) STATCOM – D87 (Thüringen) – 100 Mvar
  Die Technologie und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen zur Deckung des aufgeführten Blindleistungsbedarfs in den Netzregionen ist, inkl. Allokation der konkreten Standorte, in weiterführenden Analysen zu ermitteln.

- M685c) bis g) und i) bis t): 380-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.

  c) Altdöbern: 176 Mvar

  d) Putlitz/Süd: 176 Mvar

  e) Altentreptow/Süd: 176 Mvar (2x)

  f) (Neubau-UW) Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen: 176 Mvar

  g) Beetzsee/Nord: 176 Mvar

  i) Reuter: 120 Mvar (2x)

  j) Pulgar: 176 Mvar

  k) Streumen: 176 Mvar (2x)

  l) Altenfeld: 176 Mvar

  m) Remptendorf: 176 Mvar (2x)

  n) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Ebenheim: 176 Mvar

  o) Mitte: 176 Mvar

  p) Suchraum Eulenberg: 176 Mvar

  q) Jessen/Nord: 176 Mvar

  r) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche: 176 Mvar

  s) Suchraum Gemeinden Heideland/Walpernhain/Droyssig/Osterfeld: 176 Mvar

  t) Bärwalde: 176 Mvar

- M686: 30-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel an der 30-kV-Tertiärseite der HöS-Transformatoren für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.

  Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 380 Mvar
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Bentwisch
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Güstrow
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Pasewalk
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Parchim/Süd

  Kompensationsspulen – D82 (Hamburg) – 80 Mvar
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Hamburg/Nordost

  Kompensationsspulen – D83 (Brandenburg) – 495 Mvar
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Bertikow
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Preilack
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Thyrow
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Berlin/Südost

  Kompensationsspulen – D84 (Berlin) – 200 Mvar
  3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Mitte
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Malchow

  Kompensationsspulen – D85 (Sachsen-Anhalt) – 675 Mvar
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Stadt Schraplau/ Gemeinde Obhausen
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Heideland/ Walpernhain/Droyssig/Osterfeld
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Jessen/Nord

  Kompensationsspulen – D86 (Sachsen) – 565 Mvar
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Delitzsch
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Streumen
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Eula
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Pulgar
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Pulgar

  Kompensationsspulen – D87 (Thüringen) – 390 Mvar
  2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Altenfeld
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Ebenheim
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Weida
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Weida
  3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Wolkramshausen

- M695a) bis b): Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau)
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist eine zusätzliche Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der 50Hertz-Regelzone. Dazu wurde in den oben genannten Analysen folgender zusätzlicher Bedarf an Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die 50Hertz-Netzgruppen ermittelt:

  a) Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 70 Mvar

  b) Kompensationsspulen – D82 (Hamburg) – 320 Mvar
  Die Spannungsebene und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden Kompensationsspulen in den Netzregionen ist, inkl. Allokation der konkreten Standorte, in weiterführenden Analysen zu ermitteln. Um

eine zeitnahe bedarfsgerechte Inbetriebnahme umzusetzen, ist vor allem das Verschieben von Kompensationsanlagen zwischen benachbarten Netzgruppen nicht auszuschließen.

- M752: Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Altenfeld
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, durch die Erweiterung des bestehenden 1. MSCDN und die Errichtung eines 2. MSCDN die erforderliche Blindleistung für die Spannungshaltung im Raum Thüringen bereitzustellen.

  Erweiterung des 1. MSCDN von 200 auf 300 Mvar

  Errichtung eines 2. MSCDN mit 300 Mvar

- M801: Automatisch regelbare Blindleistungskompensation in der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel dieser Maßnahme ist es, automatisch langsam regelnde Blindleistung bereitzustellen, um dem Spannungseinbruch bzw. der Spannungsüberhöhung durch marktbedingte Fahrplanwechsel entgegnen zu können. Um diese Anforderung zu erfüllen, ist eine selbständige automatische Blindleistungsreaktion aus stufenlos regelbaren Kompensationsspulen in Verbindung mit MSCDN notwendig, die im Bereich einiger 100 ms bis wenige Sekunden erfolgt. Auf diese Weise können schnellregelbare Kompensationsanlagen im zeitlichen Verlauf abgelöst werden.

- M876: Kompensationsspule Suchraum Grüntal/Finow
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in der 380-kV-Anlage im Suchraum Grüntal/Finow eine Kompensationsspule als statisches, spannungssenkendes Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.

- M8: Suchraum Eulenberg: 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV)
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel an der 30-kV-Tertiärseite der HöS-Transformatoren für die Spannungshaltung einzusetzen.

- M11: Suchraum Eulenberg: 5 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV)
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel an der 30-kV-Tertiärseite der HöS-Transformatoren für die Spannungshaltung einzusetzen.

- M12: Suchraum Eulenberg: STATCOM ±300 Mvar
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung bereit zu stellen.

- M7 a) bis n): MSCDN an Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen MSCDN als statische, spannungshebende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.

  a) Hamburg/Süd: MSCDN (1x)

  b) Hamburg/Ost: MSCDN (1x)

  c) Beetzsee/Nord: MSCDN (1x)

  d) Stendal/West: MSCDN (1x)

  e) Pulgar: MSCDN (1x)

  f) Perleberg: MSCDN (1x)

  g) Güstrow: MSCDN (1x)

  h) Siedenbrünzow: MSCDN (1x)

  i) Suchraum Grabowhöfe: MSCDN (1x)

  j) Vierraden: MSCDN (1x)

  k) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt: MSCDN (2x)

  l) Wolmirstedt: MSCDN (2x)

m) Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow: MSCDN (2x)

n) Wolkramshausen: MSCDN (2x)

- M123: Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Vieselbach
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, durch die Erweiterung der bestehenden MSCDN die erforderliche Blindleistung für die Spannungshaltung im Raum Thüringen bereitzustellen.

In Summe besteht ein symmetrischer Blindleistungsbedarf von 1.200 Mvar für die 50Hertz-Regelzone. Die einzusetzende Technologie, die Spannungsebene und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden Kompensationsspulen inkl. Allokation der konkreten Standorte sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln.

Auf Grundlage der Bestätigung der Bundesnetzagentur vom 14.01.2022 wurden folgende Blindleistungsbedarfe bestätigt:

- 6,3 Gvar statisch induktive Blindleistung inklusive 1,2 Gvar für langsam regelnde Anlagen,
- 1,3 Gvar statisch kapazitive Blindleistung,
- 4,6 Gvar dynamische Blindleistung.

Darüber hinaus wurden 8,5 GWs an Momentanreserve bestätigt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M11	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2032	0: Noch keine Aktivität
M12	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2032	0: Noch keine Aktivität
M123	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M595b1	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M595b2	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M595d	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M595f	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M595g	A	BE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
M595h	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595i	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595j	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595k	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595l1	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595l2	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595m	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595n	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595o1	A	BE	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595o2	A	BE	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595p	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595q1	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595q2	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M595r	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M595s	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M595t	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M605a	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x		2035-2040	0: Noch keine Aktivität
M605b	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x		2035-2040	0: Noch keine Aktivität
M605c	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x		2035-2040	0: Noch keine Aktivität
M685c	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x		2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M685d	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M685e	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M685f	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2030	3: Im Genehmigungsverfahren
M685g	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024	3: Im Genehmigungsverfahren
M685i	A	BE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M685j	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M685k	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M685l	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M685m	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M685n	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M685o	A	BE	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M685p	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M685q	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M685r	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M685s	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M685t	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M686	A	BB, BE, HH, MV, SN, ST, TH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025-2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/ im Bau
M695a	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030-2035	0: Noch keine Aktivität
M695b	A	HH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030-2035	0: Noch keine Aktivität
M752	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M7a	A	HH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M7b	A	HH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M7c	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M7d	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M7e	A	SN	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M7f	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7g	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7h	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M7i	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7j	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7k	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7l	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7m	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M7n	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M8	A	ST	NA				x	x	x	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M801	A	BB, BE, MV, SN, ST, TH	NA				x	x	x	x	x	x		2035	0: Noch keine Aktivität
M876	A	BB	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030 – 2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch hohe Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Durch die preisbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr gedeckt bzw. die notwendige Spannungshöhe nicht mehr eingehalten werden. Dagegen kann es in Zeiten mit einer geringen Netz- und damit Leitungsbelastung zu sehr hohen Spannungen kommen, die zum Schutz der elektrischen Betriebsmittel vor Beschädigungen zu begrenzen sind.

In Regionen mit signifikanten Ungleichgewichten der Blindleistungsbilanz müssen aus diesem Grund regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung bereitstellen. Durch den Einsatz von stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Der Hybrid-Anteil der STATCOM, in Form koordiniert geschalteter MSCDN und ggf. Kompensationsspulen, dient zwei Zielen. Zum einen besteht während der Übergangszeit bis zum Jahr 2030 relativ frühzeitig ein erhöhter Bedarf an stationären Kompensationsanlagen. Zum anderen erlaubt die Kombination aus STATCOM und statischer Kompensationsanlage eine asymmetrische Erweiterung des dynamisch regelbaren Arbeitsbereichs der STATCOM.

Es ist zu erkennen, dass auch zukünftig nicht ausschließlich mit Risiken von Unterspannungen zu rechnen ist. Bereits heute treten hohe Spannungen im Systembetrieb auf. Ursache ist insbesondere ein Anstieg der kapazitiven Blindleistung (Ladeleistung) aus den Verteilnetzen in den vergangenen Jahren. Es ist davon auszugehen,

dass dieser Effekt aufgrund des zunehmenden Verkabelungsgrades in den Verteilnetzen auch künftig zu beobachten sein und darüber hinaus weiter zunehmen wird. Zudem erfolgt heute ein Großteil der Blindleistungsbereitstellung in der 50Hertz-Regelzone durch Kohlekraftwerke, die in den kommenden Jahren abgeschaltet werden. Daher wurden Netzanalysen für Schwachlastsituationen in der 50Hertz-Regelzone durchgeführt und signifikante Spannungsgrenzwertverletzungen festgestellt. Um auch in diesen Situationen die Spannungsgrenzwerte einzuhalten, sind zusätzliche Kompensationsspulen erforderlich.

Laufende Analysen in der 50Hertz-Regelzone für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen und Transformatoren wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der 50Hertz-Regelzone untersucht, der dann zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient dann nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung ihrer Stromtragfähigkeit abzusichern. Er ist auch erforderlich, um die Systemsicherheit im europäischen Verbundnetz zu wahren.
Es muss dafür gesorgt sein, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) vor, während und nach Störungen bereitsteht,
- ausreichend automatisch regelbare Blindleistung bei marktbedingten Leistungsflussänderungen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Störungen gegeben ist und
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Besonders kritische Folgen kann eine regional unausgeglichene Blindleistungsbilanz bei Störungen in hoch belasteten Netzgebieten haben. Wenn keine regionale Blindleistungsreserve verfügbar ist, fällt die Spannung außerhalb des zulässigen Betriebsspannungsbands. Im schlechtesten Fall führt das zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen. Umgekehrt können Überspannungen auch das Abschalten von Erzeugungsanlagen oder Betriebsmittelbeschädigungen zur Folge haben.

Die Abnahme an konventioneller Erzeugung und damit einhergehend der Rückgang spannungsgeregelter Blindleistungspotenziale, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu stromrichtergekoppelten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten erhöhen das Ungleichgewicht der Blindleistungsbilanz. Um dem entgegenzuwirken, sind weitere statische und dynamisch regelbare Blindleistungspotenziale in Form von Kompensationsspulen, MSCDN und STATCOM zu erschließen.

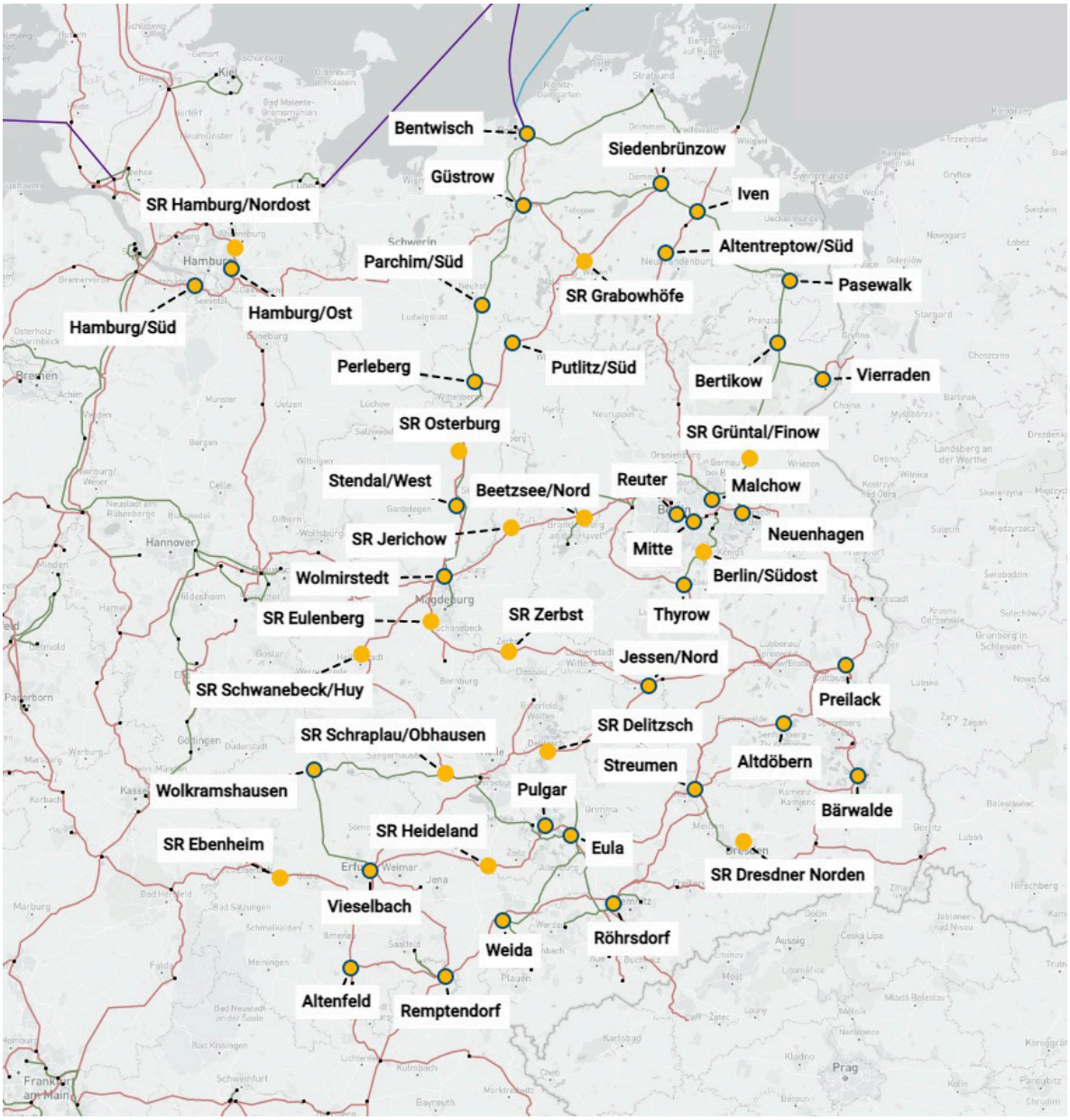
Auch wenn die Standorte das Ergebnis einer intensiven Vorprüfung sind, kann sich im weiteren Verlauf des Projektes bei genauer Analyse der Situation vor Ort herausstellen, dass die Errichtung regelbarer Kompensationsanlagen an benachbarten oder gänzlich neuen Standorten Vorteile aufweist. In der Regel spricht aus elektrischer Sicht nichts gegen eine Verschiebung der Anlagen im Nahbereich, sodass es hier noch zu Änderungen bei der Standortwahl kommen kann. Obgleich ist es denkbar, dass zukünftig andere Anlagengrößen von Herstellern angeboten werden. Das könnte zu Veränderungen bei der vorgeschlagenen Anlagenkonfiguration führen.

Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen, dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignissen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für synthetische Schwungmasse absehbar, die ebenfalls durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern (bis zu wenige Sekunden) bereitgestellt werden können.

Für STATCOM soll daher grundsätzlich eine Option zur Erweiterung mit Kurzzeitenergiespeichern vorgesehen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P365: Netzbooster TenneT (Pilotanlage Netzbooster TenneT)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projektes P365 ist die Errichtung der Pilotanlagen des Netzboosters in Audorf/Süd und Ottenhofen geplant.

Die Netzbooster-Pilotanlagen dienen der Erprobung des innovativen Konzepts zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Das Konzept des Netzboosters sieht dazu eine kurative Netzbetriebsführung vor: Bei Ausfällen sollen mit einer gezielten und aufeinander abgestimmten Leistungseinbringung und -entnahme Überlastungen vermieden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte reduziert werden. Dadurch können die Leitungsauslastung im ungestörten Betriebszustand erhöht sowie die bestehenden Übertragungskapazitäten des Höchstspannungsnetzes besser ausgeschöpft und dabei präventiver Redispatch gespart werden. Es wird keine Primärreserveleistung, Erzeugungs- oder Lastabwurf aktiviert. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme vorgesehen:

- M583: 100 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen
  Die geplanten Netzbooster-Anlagen sollen auf eine Vielzahl von Enpässen (flächendeckend) wirken. Es sollen daher an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen aufeinander abgestimmte Netzbooster-Einheiten in einer Größenordnung von jeweils 100 MW errichtet und in die bestehenden Schaltanlagen eingebunden werden. Hierzu sind die Schaltanlagen zu erweitern.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M583	A	BY, SH	NA				x	x	x	x	x	x	2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2035 knapp 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland, der insbesondere im Hinblick auf Verzögerungen bei Leitungsbauprojekten zu Engpässen führen wird. Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern.

Zur Hebung dieses Innovationspotenzials wird folgende Roadmap vorgeschlagen:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
  - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.
- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (https://www.innosys2030.de/; Oktober 2018-September 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar. In Zukunft soll durch Punktmaßnahmen die Ausnutzung der bestehenden Übertragungskapazität weiter optimiert werden. Ziel ist die Realisierung von neuen kurativen, flächendeckend wirkenden Netzbetriebsmaßnahmen, um bestehende Netzstrukturen besser ausnutzen und damit den Bedarf an zusätzlichen Leitungsmaßnahmen ggf. reduzieren zu können. Konkret werden Teile der bisher immer auf Stromkreisen vorgehaltenen Reserve zur Beherrschung von Ausfällen auf die neu zu errichtenden Punktmaßnahmen transformiert. Diese Maßnahmen müssen für einen sicheren Netzbetrieb zunächst erprobt werden. Dazu bieten sich die Pilotprojekte der Netzbooster-Technologie an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen an.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die Netzboosteranlage Ottenhofen eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden, am Standort Audorf, gegenüberstehen.

Der Standort in den Umspannwerken Audorf/Süd und Ottenhofen ist so gewählt, dass die etwa 100 MW großen Testanlagen einer Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen entgegenwirken können.

Die geplanten Maßnahmen dienen auch der Vorbereitung eines möglichen zukünftigen noch großflächigeren Einsatzes. Nach erfolgreicher Implementierung und Erprobung des Einsatzkonzepts und des Einsatzmechanismus und gemeinsamer Schnittstellen sollen die beiden Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW (P365 sowie P427) hin zu einem koordinierten Einsatz weiterentwickelt werden – unter Verwendung der Netzbooster-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die vorliegenden Maßnahmen dienen der Erprobung einer neuen Technologie zur Höherauslastung der Bestandsnetze (Netzoptimierung). Sie könnten damit nach dem NOVA-Prinzip zukünftig eine Alternative zum Netzausbau darstellen.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Das Projekt hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als hilfreich erwiesen.

Darüber hinaus wurde im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eine vollumfängliche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der relevanten planerischen Untersuchungen sowie notwendigen Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2025 bis 2040 erneut als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Maßnahme M583 dient der Erprobung der Optimierung der bestehenden Infrastruktur.

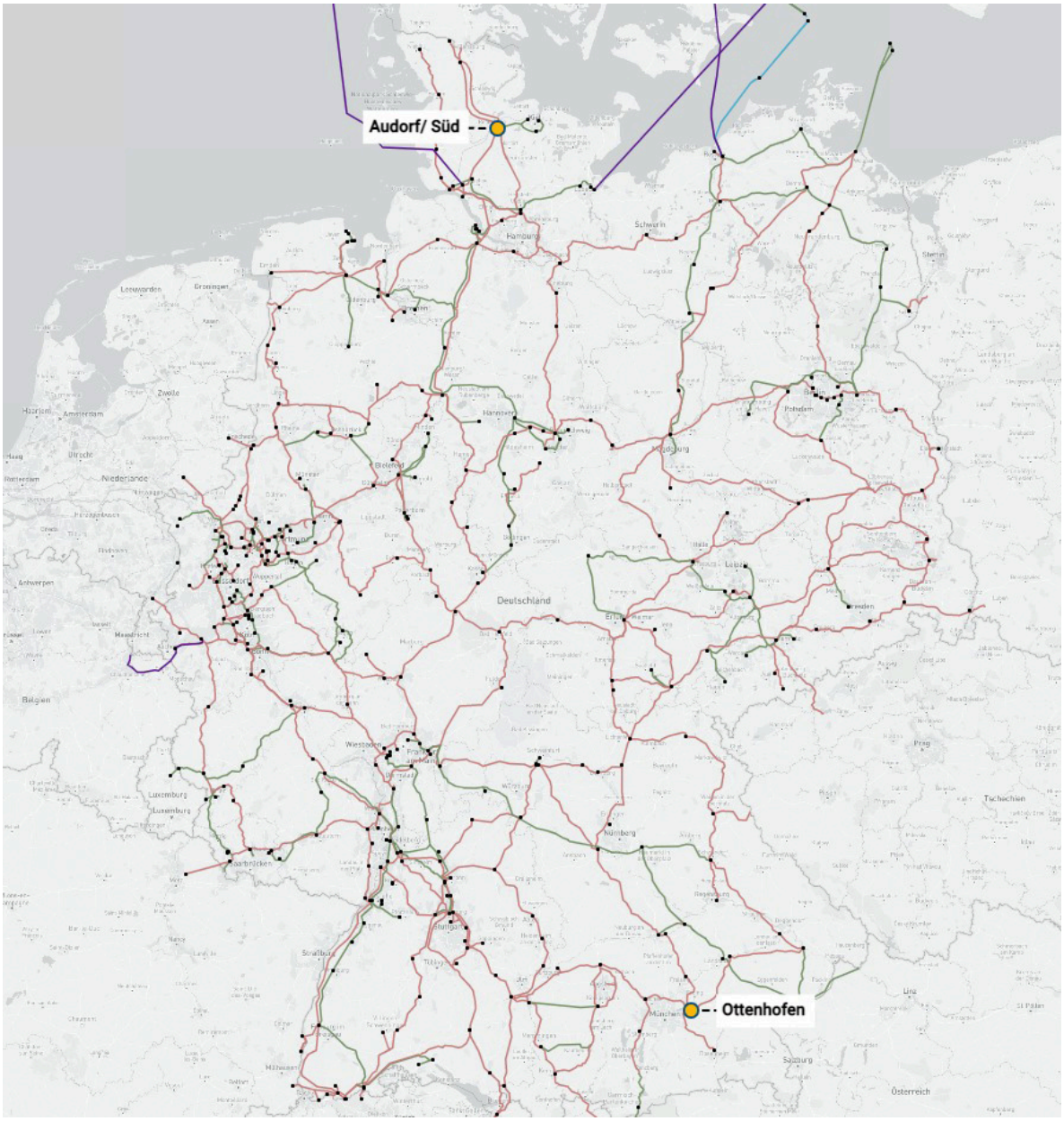
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen wurden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P365 wurde erstmals im NEP 2030 (2019) identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Austauschkapazität zwischen dem Übertragungs- und den nachgelagerten Verteilnetzen der Avacon und der NRM (Netzdienste Rhein-Main) im Großraum Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M399/M400: UW Suchraum Eschborn
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage von TenneT und Amprion im Suchraum Eschborn mit Einschleifung von zwei Stromkreisen aus Karben, aktuell einem Stromkreis aus Kriftel (Amprion) sowie zwei Stromkreisen aus Frankfurt/Südwest zur Symmetrierung des Leistungsflusses vorgesehen (M399; Netzausbau). Darüber hinaus sind in Eschborn im TenneT-Teil drei 380/110-kV-Transformatoren sowie im Amprion-Teil der Schaltanlage zwei weitere 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilnetzbetreibers aufzustellen (M400; Netzausbau).
  Über die dargestellte Struktur hinaus ist perspektivisch ein zweiter Stromkreis zwischen Kriftel und Eschborn erforderlich, um die Lasten im Raum Frankfurt sicher versorgen zu können (s. P509 M787).
- M431/M433: Großkrotzenburg
  Im Rahmen der Maßnahme ist im Umspannwerk Großkrotzenburg der Ersatz der beiden 220/110-kV-Transformatoren in der 220-kV-Schaltanlage durch zwei leistungsstärkere 380/110-kV-Transformatoren in der 380-kV-Schaltanlage erforderlich (M431; Netzverstärkung). Darüber hinaus ist der Ersatz der drei bestehenden 380/220-kV-Transformatoren durch drei leistungsstärkere drei 380/220-kV-Transformatoren mit jeweils 650 MVA erforderlich (M433; Netzverstärkung). Die Transformatoren aus den Maßnahmen M431 und M433 können rückgebaut werden, sobald die 220-kV-Struktur in Großkrotzenburg im Rahmen der Projekte P481 und P486 vollständig abgelöst wurde.
- M440/M436/M428 Ober-Erlenbach
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage Ober-Erlenbach notwendig (M440; Netzausbau), die voll in die Leitung Karben – Frankfurt/Südwest einzuschleifen ist. Darüber hinaus sind in Ober-Erlenbach zwei 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen (M436/M428; Netzausbau).
- M437 Karben
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch des bestehenden Transformators in Karben durch einen leistungsstärkeren 380/110-kV-Transformator sowie die Errichtung von bis zu drei zusätzlichen 380/110-kV-Transformators für die Versorgung der Avacon erforderlich.
- M736 Frankfurt/Südwest
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch eines bestehenden Trafos durch einen leistungsstärkeren 380/110-kV-Transformator im Umspannwerk Frankfurt/Südwest erforderlich (Netzverstärkung).
  In Frankfurt/Südwest ist darüber hinaus eine Absicherung durch zwei zusätzliche Stromkreise nach Schwanheim (Amprion) erforderlich, um das Umspannwerk und die daran hängende Last sicher versorgen zu können (s. P475).
- M749 Frankfurt/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch der drei bestehenden 220/110-kV-Transformatoren zur NRM durch drei leistungsstärkere Transformatoren im Umspannwerk Frankfurt/Nord erforderlich (Netzverstärkung). Der Transformator zur Avacon ist ebenfalls durch einen leistungsstärkeren 220/110-kV-Transformator zu ersetzen. Dieser ist anschließend von der Schaltanlage der Avacon auf die Schaltanlage der NRM zu verschwenken und dient anschließend der Versorgung der NRM. Danach hat die Avacon keine weitere Verbindung zum 220-kV Netz in Frankfurt/Nord mehr. Die Transformatoren können rückgebaut werden, sobald die 220-kV-Struktur in Frankfurt/Nord im Rahmen des Projektes P486 vollständig abgelöst wurde.

- M760 UW Maintal
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung eines neuen 380-kV-Umspannwerks Maintal (Suchraum Stadt Maintal) als Ersatz für das im Rahmen von P486 zurückzubauende 220-kV-Umspannwerk Dörnigheim vorgesehen (Netzverstärkung). In diesem Zuge sind in Maintal zwei 380/110-kV-Transformatoren als Ersatz für die 220/110-kV-Transformatoren in Dörnigheim aufzustellen (Netzverstärkung). Die Anlage ist voll in die 380-kV-Leitung Karben – Großkrotzenburg einzuschleifen.
- M969 Großkrotzenburg – Großkrotzenburg2
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung zweier 380-kV-Doppelleitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg nach Großkrotzenburg2 vorgesehen (Netzausbau). Im Normalbetrieb wird diese Verbindung aufgrund der durch die Kurzschlussfestigkeit bedingten Netztrennung geöffnet sein. Um allerdings für die vorgesehene Netztrennung weiterhin Flexibilität hinsichtlich der Verschaltungen der Stromkreise und damit einhergehenden Änderungen der Transitkorridore gewährleisten zu können, sind die zwei kurzen Doppelleitungen erforderlich. Diese ermöglichen es, sowohl während der Übergangszeit bis die Netzausbauprojekte im Raum Frankfurt umgesetzt sind, als auch langfristig das Optimierungspotenzial bezüglich den verschiedenen Verschaltungen der Stromkreise in Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 zu nutzen und dabei auch den Stadtring um Frankfurt herum von den hoch belasteten Nord-Süd-Transitkorridoren zu entkoppeln, um die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt stets, auch während Wartungsarbeiten, sicherzustellen.

Das Projekt P366 steht im Zusammenhang mit den Projekten P471, P475, P481 und P486.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M399/ M400	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	2027-2030	0: Noch keine Aktivität
M431/ M433	A	HE	NA, NV				x	x	x	x	x	x	2025-2037	0: Noch keine Aktivität
M440/ M436/ M428	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	2025-2037	0: Noch keine Aktivität
M437	A	HE	NA, NV				x	x	x	x	x	x	2025	0: Noch keine Aktivität
M736	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	2025	0: Noch keine Aktivität
M749	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	2022-2025	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/ im Bau, 5: Realisiert
M760	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M969	L	HE	NA	Neubau in neuer Trasse	2		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Großraum Frankfurt ist mittel- und langfristig ein erheblicher Leistungszuwachs, u. a. durch zusätzliche Rechenzentren, zu erwarten. Hierfür ist die bestehende Infrastruktur zwischen dem Übertragungsnetz sowie den nachgelagerten 110-kV-Verteilnetzen nicht mehr ausreichend und muss daher entsprechend verstärkt werden. Die im Rahmen von P366 dargestellten Maßnahmen stellen ein Gesamtpaket dar, das u.a. mit den Verteilnetzbetreibern Avacon und NRM Netzdienste Rhein-Main erarbeitet, abgestimmt und im August 2020 gemeinsam zusammen mit der Hessischen Landesregierung öffentlich kommuniziert wurde. Darüber hinaus entstehen im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) weitere Bedarfe in Ober-Erlenbach und Maintal, die als Punktmaßnahmen in diesem Steckbrief abgebildet werden. Der Großraum Frankfurt und insbesondere die Umspannwerke um Großkrotzenburg herum stellen essentielle und zentrale Knoten im deutschen Höchstspannungsnetz dar, an denen Transitkorridore aufeinandertreffen. Eine Einflussnahme auf die Lastflüsse dieser Transitkorridore mittels der kurzen zwei Doppelleitungen zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 ermöglicht entsprechende Flexibilitäten trotz notwendiger Netztrennung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte

betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

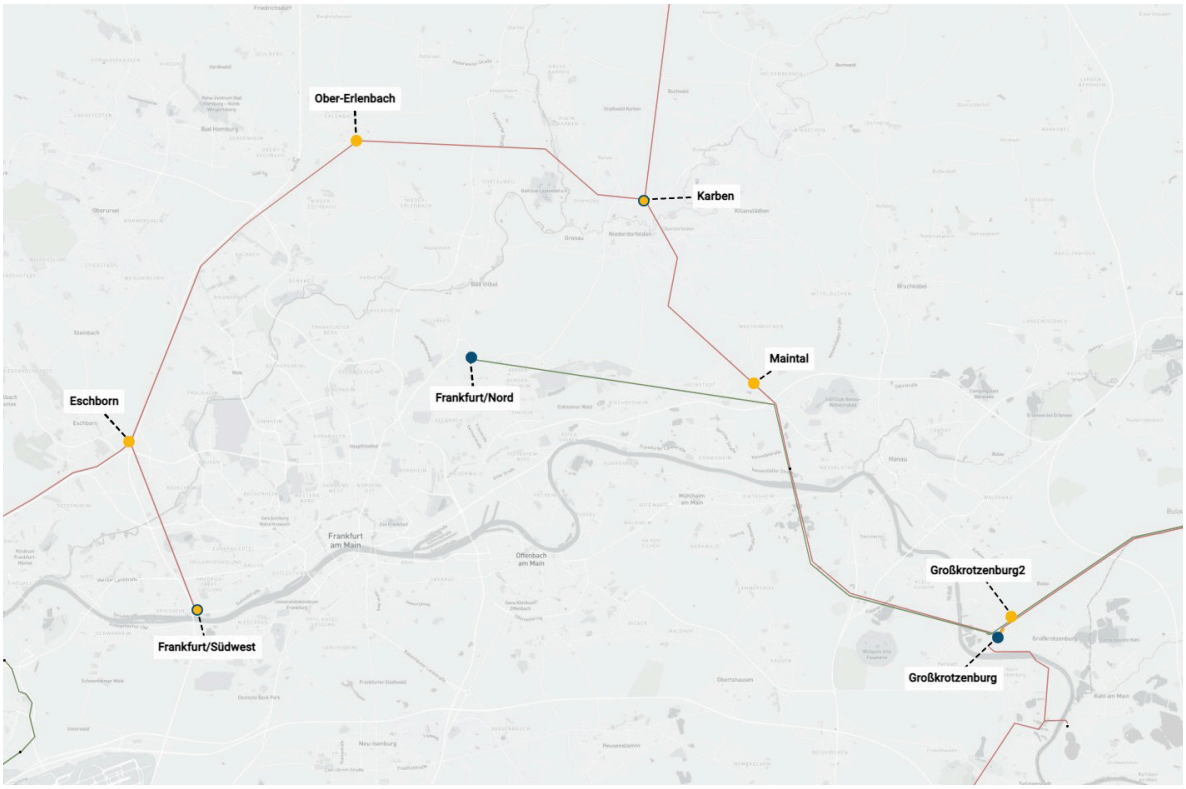
Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen haben sich dabei für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen stellen ein mit den beteiligten Verteilnetzbetreibern abgestimmtes Gesamtpaket dar. Alternative Maßnahmen sind zwar grundsätzlich denkbar, bedürfen aber der erneuten Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern und erfordern voraussichtlich neben den hier dargestellten Punktmaßnahmen auch die Verstärkung bzw. den Ausbau von Leitungsmaßnahmen .

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P366 wurde im NEP 2035 (2021) zum ersten Mal vorgestellt. Die Maßnahmen M399/M400 wurden von TenneT bereits im Rahmen der Stellungnahme zur Konsultation des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) erwähnt. Die Maßnahmen M760 wird im NEP 2037/2045 (2023) zum ersten Mal vorgestellt. Da das Projekt ausschließlich aus vertikalen Punktmaßnahmen besteht, erfolgt keine Bestätigung der BNetzA im NEP.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2022: 86

Nr. TYNDP 2022: 1047

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M714: Emden/Ost – Emden/West – Grenze DE/NL (Eemshaven)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen von Emden/Ost nach Emden/West und weitergehend mit einem 380-kV-Stromkreis zur Landesgrenze DE/NL vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist das 380-kV-Umspannwerk Emden/Ost um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). In Emden/West im Bereich Wybelsum/Rysum (Suchraum Stadt Emden/Gemeinde Krummhörn) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen.
- M716: PST Emden/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung eines Phasenschiebertransformators in Emden/West in den 380-kV-Stromkreis von Emden/West zur Landesgrenze DE/NL vorgesehen (Netzausbau).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M714	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	26		x	x	x	x	x	x	2034	0: Noch keine Aktivität
M716	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	2034	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im Raum Emden/Oldenburg wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Des Weiteren ist Emden ein wichtiger Anschlusspunkt für Offshore-Windenergie. Das Umspannwerk Emden/West ist für die Versorgung diverser Industriekunden erforderlich.

Netzplanerische Begründung

Die Leitung Emden – Eemshaven erhöht die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Sie unterstützt somit die Ziele der Europäischen Union zum elektrischen europäischen Binnenmarkt.

In Situationen mit einem hohen Überschuss von erneuerbaren Energien insbesondere Windenergie ist Deutschland zumeist Stromexporteur. Die Leitung Emden – Eemshaven ermöglicht es, die Windenergie direkt aus dem Überschussgebiet zu exportieren und damit das innerdeutsche Übertragungsnetz zu entlasten. Dies führt zu einer Reduktion des notwendigen innerdeutschen Redispatch sowie zu geringeren Abregelungen von erneuerbaren in Deutschland. Das Projekt führt zu einer Reduzierung des CO_2-Ausstoßes in Deutschland und in Europa.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, unterschiedliche Szenarien und dem folgend unterschiedliche Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt konnte seinen Nutzen in einer Kosten-Nutzen-Analyse anhand der Szenarien B 2035 und B 2040 im NEP 2035 (2021) nachweisen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurden der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Aktuell gibt es keine direkte Verbindung zwischen den Raum Emden und den Niederlanden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu P367 wäre ein Neubau einer 380-kV-Leitung von Emden nach Diele in Kombination mit einem Ersatzneubau des Interkonnektors Diele – Meeden (NL) denkbar. Hierfür wäre allerdings ein Neubau in neuer Trasse erforderlich. Darüber hinaus wäre die Alternative deutlich länger.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt aus dem TYNDP 2020 wurde erstmals im NEP 2035 (2021) dargestellt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P400: Q-Kompensation TenneT

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von TenneT. Dazu sind entsprechend der Berechnungen anhand des Szenarios B 2037 im NEP 2037 (2023) über das Startnetz-Projekt TTG-018 hinaus folgende Maßnahmen erforderlich:

- M590: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TenneT bis 2030
  An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bis 2030 MSCDN zu errichten: Klixbüll/Süd (200 Mvar), Handewitt, Heide/West, Audorf/Süd, Wilster/West, Grohnde, Dipperz, Philippsthal, Twistetal, Würgau, Ingolstadt, Rottenburg, Simbach, Pirach (je 300 Mvar).
- M627: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TenneT bis 2035
  Zusätzlich zu M590 sind basierend auf den Stabilitätsuntersuchungen bis 2035 an den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT weitere MSCDN zu errichten: Asslar, Elm, Sittling (je 300 Mvar).
- M971: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TenneT bis 2037
  Über M590 und M627 hinaus wurde in den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037 ein zusätzlicher Bedarf von 2,7 Gvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen im Netzgebiet von TenneT ermittelt. Dies entspricht 9 MSCDN mit jeweils 300 Mvar, deren genaue Standorte in weiterführenden Analysen zu ermitteln sind.
- M591: Q-Kompensationsanlagen Spulen TenneT bis 2030
  An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind Spulen mit jeweils 120 Mvar zu errichten: Klixbüll/Süd, Lehrte, Ohlensehlen, Kriegenbrunn, Irsching, Altheim. Über die genannten Spulen hinaus entsteht im Netzgebiet von TenneT in den kommenden Jahren ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an spannungssenkenden Spulen, die in einem direkten Zusammenhang mit dem Blindleistungskompensationsbedarf von AC-Teilerdverkabelungsabschnitten der Pilotprojekte gemäß § 2 Abs. 1 EnLAG sowie § 4 BBPlG stehen. Da sowohl der Umfang als auch die Länge der AC-Teilerdverkabelungsabschnitte – und damit der anfallende Kompensationsbedarf an Blindleistung – erst im späteren Planfeststellungsverfahren der jeweiligen Vorhaben festgestellt werden, kann der Bedarf für diese Spulen nicht über einen Nachweis im Rahmen des Netzentwicklungsplan erbracht werden. Sie sind daher nicht Teil dieses Projektes.
- M593: Q-Kompensationsanlagen Spulen TenneT bis 2035
  Zusätzlich zu M591 sind basierend auf den Stabilitätsuntersuchungen bis 2035 weitere Spulen an den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT vor 2030 mit jeweils 120 Mvar zu errichten: Jardelund, Schuby/West, Stadorf, Unterweser (1 x 240 Mvar), Bechterdissen, Ovenstädt, Helmstedt, Wahle, Hattorf, Bleckenstedt/Süd, Ludersheim/West (2x), Oberhaid, Raitersaich/West, Sittling, Schwandorf, Isar (3x), Oberbachern (2x), Ottenhofen (2x), Pirach, Pleinting (2x).
- M972: Q-Kompensationsanlagen Spulen TenneT bis 2037
  Über M591 und M593 hinaus wurde in den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037 ein zusätzlicher Bedarf von 1,2 Gvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen im Netzgebiet von TenneT ermittelt. Dies entspricht 10 Spulen mit jeweils 120 Mvar, deren genaue Standorte in weiterführenden Analysen zu ermitteln sind, wobei nachfolgende bereits eruiert worden sind: Kiel/neu, Pöschendorf, Büchen, Hemmoor, Nüttermoor, Trennfeld (2x), Petersgmünd, Rottenburg, Vohburg, Marktleuthen, Amberg, Plattling, Burghausen, Marienberg. Außerdem sind in Zusammenhang mit den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037 acht 110 kV 100 Mvar Spulen durch 380 kV 120 Mvar in den nachfolgenden Standorten oder deren unmittelbarer Umgebung zu ersetzen: Audorf, Diele, Würgassen, Twistetal, Borken (2x), Mecklar.
  Basierend auf den Stabilitätsuntersuchungen im Rahmen der Langfristanalyse 2030 sind in den nachfolgenden Standorten Spulen vor 2030 mit jeweils 120 Mvar zu errichten: Lübeck/West (2x), Lüneburg.

- M592: Q-Kompensationsanlagen regelbar (STATCOM und rotierende Phasenschieber) TenneT bis 2030
  An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bis 2030 die Errichtung von STATCOM mit Grid Forming sowie von rotierenden Phasenschiebern mit jeweils 300 Mvar erforderlich: STATCOM: Stadorf, Bleckenstedt/Süd, Gießen/Nord, Eschborn, Raitersaich/West, Ingolstadt, Sittling; Rotierende Phasenschieber: Schuby/West, Lübeck/West, Wahle, Mehringen, Dipperz, Etzenricht, Oberbachern, Emden/Ost.
- M973 Q-Kompensationsanlagen regelbar (STATCOM und rotierende Phasenschieber) TenneT bis 2037
  Über M592 hinaus wurde in den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037 ein zusätzlicher Bedarf von 3,9 Gvar an regelbaren Q-Kompensationsanlagen im Netzgebiet von TenneT ermittelt. Dies entspricht 13 STATCOM mit Grid Forming bzw. rotierenden Phasenschiebern mit jeweils 300 Mvar und entsprechendem Momentanreservebudget, deren genaue Standorte in weiterführenden Analysen zu ermitteln sind.
  Basierend auf den Stabilitätsuntersuchungen im Rahmen der Langfristanalyse 2030 sind in den nachfolgenden Standorten STATCOM mit Grid Forming bzw. rotierenden Phasenschiebern vor 2030 mit jeweils 300 Mvar zu errichten: STATCOM: Elm, Altheim, Isar; Rotierende Phasenschieber: Handewitt, Sottrum, Schwandorf, Pleinting. Die STATCOM-Bedarfe in Altheim und Isar sind noch weitergehenden Analysen unterliegend, da diese mitunter durch die Konverterstationen in Isar (SuedOstLink) gedeckt werden können.

Die Stabilitätsanalysen im im NEP 2037 (2023), s. Begleitdokument Systemstabilität, zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher oder zusätzliche Schwungmasse (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M590a	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590b	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590d	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590e	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590g	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590h	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590j	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590k	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590l	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590n	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590o	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M590p	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590q	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M590r	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M591m	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M591o	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M591p	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M591q	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M591r	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592d	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592f	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592g	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592h	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592i	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592j	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592k	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592o	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592p	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592q	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592r	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592s	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592t	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592u	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M592v	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593b	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593c	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593e	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593f	A	NW	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M593h	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593i	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593j	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593k	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593l	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593n	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593o	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593p	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593q	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593r	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593s	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593t	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593u	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593v	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593w	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M593x	A	NW	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M627b	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2035	0: Noch keine Aktivität
M627c	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2035	0: Noch keine Aktivität
M627d	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2035	0: Noch keine Aktivität
M972a	A	BY, SH	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972b	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972d	A	NW	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972e	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972f	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972g	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972h	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972i	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M972j	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972k	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972l	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972m	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972n	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972o	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972p	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972q	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972r	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972s	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M972t	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M972u	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972v	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M972w	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x		2024 – 2037	0: Noch keine Aktivität
M973a	A	HE	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M973b	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M973c	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M973d	A	SH	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M973e	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M973f	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität
M973g	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	x	2024 – 2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Als Folge der veränderten Erzeugungsstruktur treten u. a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz verteilten Kraftwerke.

Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Zusätzlich steigen die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereitzustellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Laufende Analysen in der Regelzone von TenneT für weitere Blindleistungsanlagen

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der Regelzone von TenneT untersucht, der zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit abzusichern. Der Ausbau durch regelbare Anlagen dient zusätzlich der Verbesserung der Systemsicherheit im innerkontinental vermaschten 380-kV-Drehstromnetz, da das System durch die Höherauslastung und den abnehmenden Einsatz konventioneller Kraftwerke näher an die Belastbarkeits- und Stabilitätsgrenzen betrieben wird.

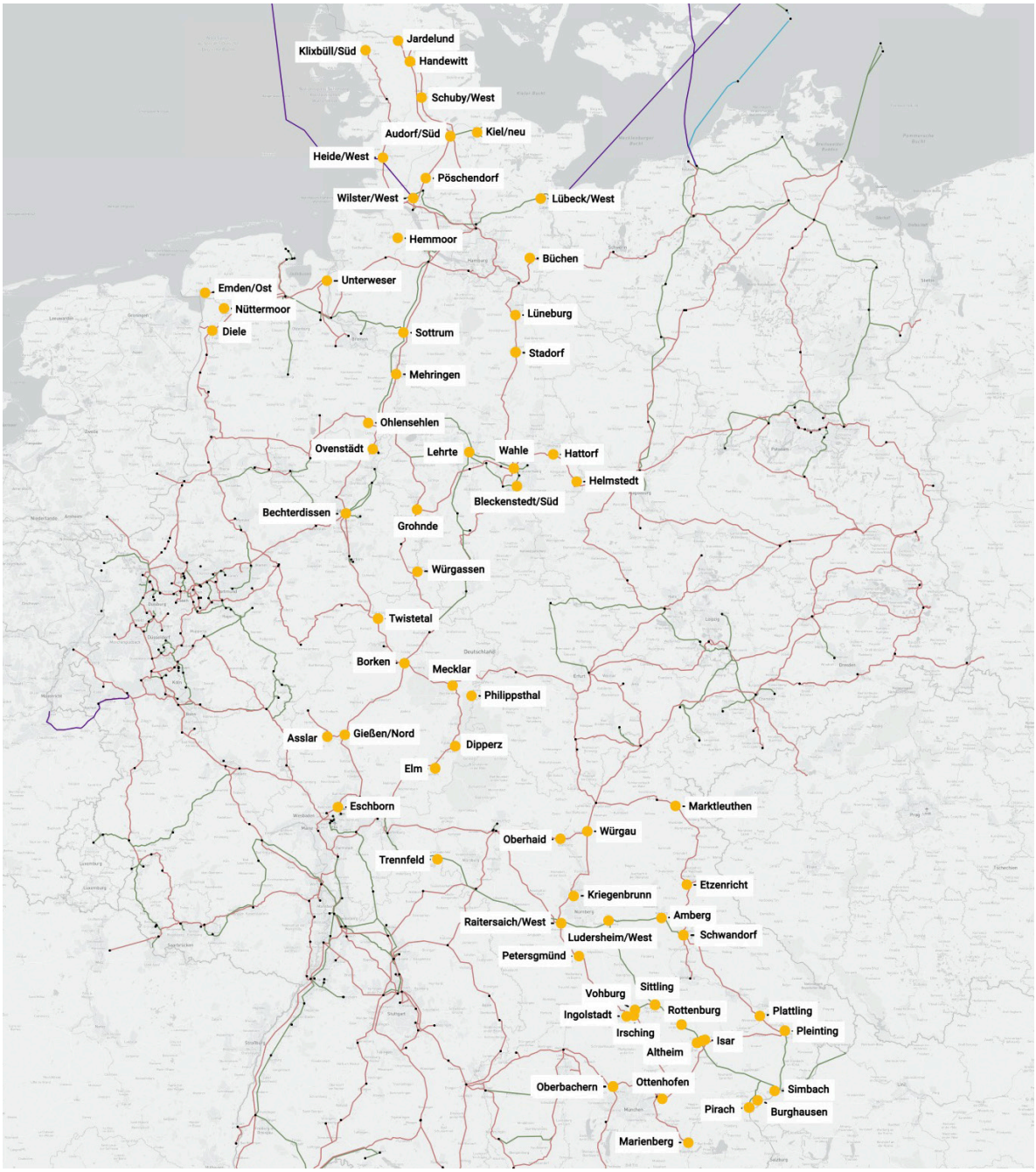
Insgesamt sorgt der Ausbau durch regelbare Kompensationsanlagen dafür, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) auch nach Ausfällen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Ausfällen gegeben ist,
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet und
- der Systemschutz betroffene Regionen bei kaskadierenden Ausfällen eingrenzt.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Leitung in einem hoch belasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung der verbleibenden Leitungen sprunghaft ansteigende Mehrbedarf an Blindleistung muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe regelbare Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen.

Die Abnahme spannungsgeregelter Blindleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichtergesteuerten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten wirken sich ohne den notwendigen Zubau adäquater Kompensationsanlagen ungünstig auf die Spannungshaltung und -stabilität aus.

Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignissen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für zusätzliche Schwungmasse zur Bereitstellung von Momentanreserve absehbar (s. hierzu auch Kapitel 5.5 des NEP-Berichts sowie das Begleitdokument Systemstabilität), die durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern bzw. rotierende Phasenschieber mit zusätzlichem Schwungrad bereitgestellt werden können.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 89

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M602: Westerkappeln – Gersteinwerk
  Zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Dazu müssen die Anlagen Westerkappeln und Gersteinwerk erweitert werden (Netzverstärkung). Mit der Realisierung des Neubaus wird die Kurzschlussleistung in der Umspannanlage (UA) Gersteinwerk deutlich ansteigen, weshalb eine Ertüchtigung der Anlage auf 80 kA erforderlich wird (Netzverstärkung). Für die Realisierung der Maßnahme ist zudem eine Anpassung der bestehenden Leitungen vor der Umspannanlage Gersteinwerk notwendig.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M602	L	NW	NA	Neubau in neuer Trasse	89		x	x	x	x	x	x	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse-Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden. Insbesondere die Erhöhung der Offshore-Windenergie, die in Norddeutschland angeschlossen werden soll, führt zu einem erhöhten Transportbedarf in der Region.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380 kV-Leitungen im Münsterland und in Westfalen. Sie dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung Süden und leistet somit einen wesentlichen Integrationsbeitrag.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

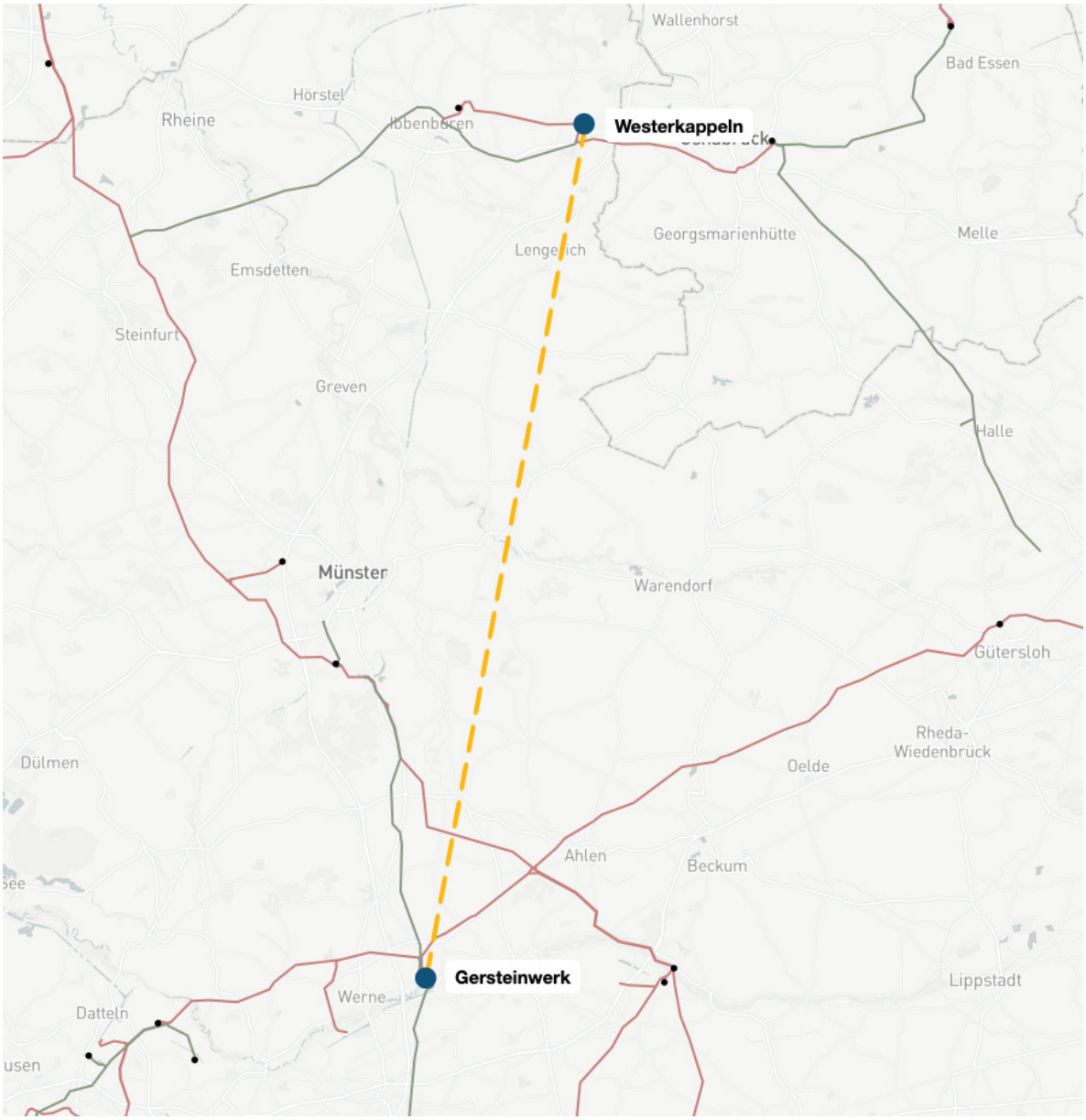
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M602 könnte das Projekt P312 „Netzausbau Westerkappeln-Wettringen“ bestehend aus einem Neubau zweier 380-kV-Stromkreise zwischen Westerkappeln und einer neu zu errichtenden 380-kV-Station nahe dem „Punkt Wettringen“ vorgenommen werden. Dieses Projekt behebt die Engpässe in der Region im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M602 jedoch nicht langfristig in ausreichendem Maß und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P402 wurde im NEP 2030 (2019) das erste Mal identifiziert und im NEP 2035 (2021) bestätigt.
Es ist als Vorhaben Nr. 89 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P403: Netzverstärkung Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 64

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M603: Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Hattingen und Linde (Bezirk Ronsdorf, Wuppertal) ist eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse zu errichten (Netzverstärkung). Die Anlagen Hattingen und Linde sind zu erweitern (Netzverstärkung). Falls eine Erweiterung der bestehenden Anlage Linde nicht möglich ist, ist die Anlage Linde im Suchraum der Bestandsanlage neu zu errichten. Ungefähr auf halber Strecke wird zwischen den beiden zuvor genannten Bestandsanlagen zusätzlich eine neue 380-kV-Anlage bei Linderhausen errichtet und eingebunden, welche die Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm sicherstellt. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden, um die Errichtung von 380-kV-Stromkreisen zu ermöglichen. Als Folge wird die 220-kV-Station Hattingen auf eine ausschließliche 380-kV-Versorgung erweitert und die 220-kV-Anlage demontiert. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M603	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		25	x	x	x	x	x	x	2033	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Hattingen und Linde erhöht die Übertragungskapazität für Nord-Süd-Transite und entlastet 380-kV-Stromkreise mit einer ähnlichen Transportaufgabe im Ruhrgebiet, Rheinland und Siegerland. Gleichermaßen werden durch die neue Netztopologie Ost-West-Transite im Ruhrgebiet reduziert. Durch die neu zu errichtende Anlage bei Linderhausen wird die Versorgung des Raums Wuppertal/ Schwelm auch zukünftig sichergestellt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M603 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M603 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hattingen über Eiberg nach Opladen als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M603 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P403 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 64 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 71
Nr. TYNDP 2022: 328

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M606: Aach – Bundesgrenze (LU)
  Im Bereich Aach wird eine neue Umspannanlage errichtet (Netzausbau). Zwischen der neu zu errichtenden Umspannanlage Aach (bei Trier-Saarburg) und Bofferdange (LU) wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit höherer Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M606	L	RP	NA, NV	Ersatzneubau		10	x	x	x	x	x	x	2027	3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstruktur auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist mit vier 220-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg für die kommenden Jahre ein deutlicher Lastanstieg ab. Treiber für diesen Anstieg sind u. a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität. Netzanalysen haben gezeigt, dass die derzeitige Übertragungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit den steigenden Bedarf in den kommenden Jahren nicht mehr abdecken können wird.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Zudem verbessert die Maßnahme auch das Spannungsniveau in der Region. Bereits heute zeigen sich bei einer hohen Auslastung der Interkonnektoren niedrige Spannungen, welche bei nicht angemessener Reaktion Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtsystems nach sich ziehen können. Die Erhöhung der Übertragungskapazität auf luxemburgischer Seite wird vom zuständigen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahmen M606 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

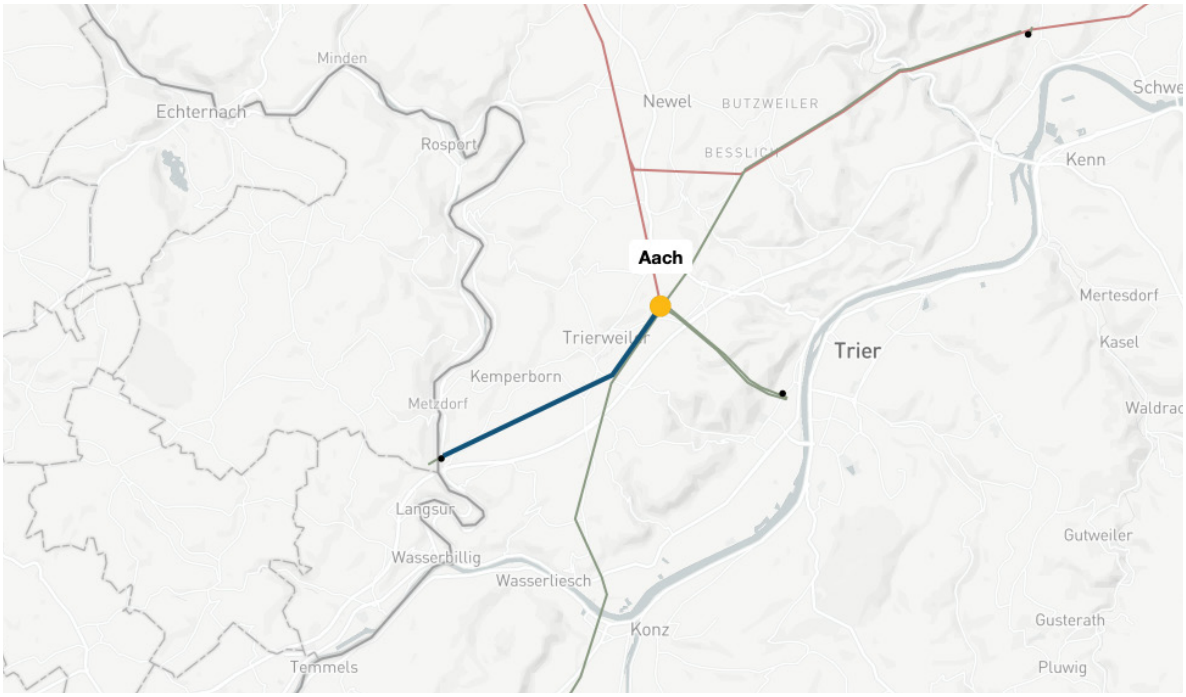
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M606 könnte ein 380/220-kV-Neubau der nördlich verlaufenden Stromkreise von Niederstedem über Flebour nach Bofferdange und darüber hinaus vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M606 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P406 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 71 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 91

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im zentralen Ruhrgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M744: Emscherbruch – Hüllen – Eiberg
  Es wird eine 380-kV-Verstärkung in bestehender Trasse von der Station Emscherbruch über den Punkt Wanne und den Punkt Günnigfeld nach Eiberg vorgenommen (Netzverstärkung). Die Leitung nach Eiberg wird wie in der heutigen Topologie in der Station Hüllen eingeschliffen. Im Abschnitt Punkt Wanne bis Punkt Günnigfeld besteht die Netzverstärkung u.a. aus einer 380-kV-Zubeseilung.
  Die Maßnahme wird als Ad-hoc-Maßnahme bis 2025 umgesetzt, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen.
- M621: Punkt Günnigfeld – Bochum
  Zwischen Punkt Günnigfeld und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse zwei 380-kV-Stromkreise errichtet (Netzverstärkung). Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es teilweise erforderlich, dass bei Nutzung des 380-kV-Stromkreisplatzes bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden.
- M622: Bochum – Hattingen
  Zwischen Hattingen und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse zwei 380 kV-Stromkreise errichtet. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bei Nutzung des 380-kV-Stromkreisplatzes bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden. Als Folge wird die 220-kV-Station Bochum auf eine 380-kV-Versorgung erweitert bzw. neugebaut. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet (Netzverstärkung).

In den Stationen Hattingen, Bochum, Thiemannshof und Höntrop wird die Versorgungsspannung der heutigen Netzkuppler von 220-kV auf 380-kV erhöht und diese entsprechend ausgetauscht (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M621	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		4	x	x	x	x	x	x	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M622	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		11	x	x	x	x	x	x	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M744	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		16	x	x	x	x	x	x	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen

Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Übertragungsnetzstruktur ist für die zukünftigen Transport- und Versorgungsaufgaben nicht mehr ausreichend dimensioniert. Aus diesem Grund ist eine Umstellung auf 380 kV erforderlich. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität sowie einer Symmetrierung der Leistungsflüsse im Ruhrgebiet und beseitigt damit Überlastungen in der betroffenen Netzregion.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M744, M621 und M622 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

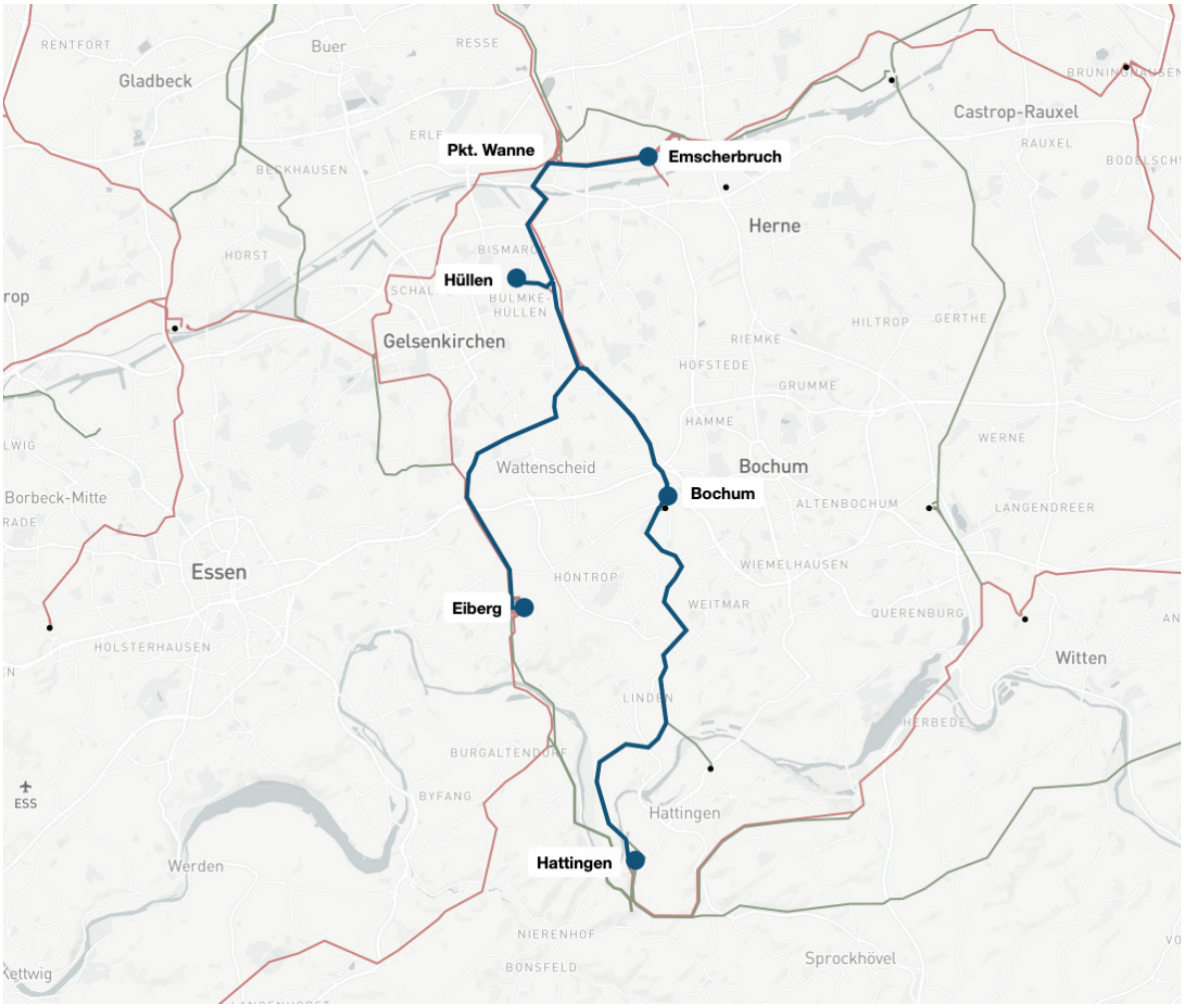
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu den beschriebenen Maßnahmen M744, M621 und M622 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen von Kusenhorst nach Hattingen über Emscherbruch, Pöppinghausen und Witten als Neubau in teilweise neuer bzw. bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahmen M744, M621 und M622 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und bietet zugleich weniger Synergien mit der bestehenden Netzinfrastruktur, weshalb die Alternative verworfen wurde.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P408 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 91 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P410: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs in Ostwestfalen und Niedersachsen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M624: Ad hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen
  Die Phasenschiebertransformatoren werden an einem neuen Anlagenstandort in der Nähe der Leitung Gütersloh – Hesseln aufgebaut und die beiden 380-kV-Stromkreise der Leitung Gütersloh – Hesseln in die neue Station eingeschliffen.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M624	A	NW	NA				x	x	x	x	x	x	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Ostwestfalen ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus der Region aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert sich zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Netzanalysen haben eine Überlastung im Netzgebiet um Gütersloh identifiziert. Diese Überlastungen werden durch eine Steuerung der Leistungsflüsse der Stromkreise der Leitung Gütersloh – Hesseln effizient verringert und das Übertragungsnetz gleichmäßiger ausgelastet (Netzoptimierung).

In den Netzentwicklungsplänen 2035 (2021) und 2030 (2019) wurde als Standort für die Phasenschiebertransformatoren (PST) die Anlage Enniger angegeben. Nachgelagerte Untersuchungen haben ergeben, dass der Einsatz der PST am Standort Enniger zu unzulässigen Überlastungen im unterlagerten Verteilnetz geführt hätte. Aus diesem Grund wurde der Standort von Enniger in die Achse Gütersloh – Hesseln geändert. Dadurch, dass die Anlagen Gütersloh und Hesseln in unterschiedliche 110-kV-Netzgruppen einspeisen, sind Transite durch das 110-kV-Netz hier nicht möglich und die PST können im vollen Umfang genutzt werden. Die Wirkungsweise der PST zwischen Gütersloh und Hesseln ist vergleichbar mit den ursprünglich geplanten PST am Standort Enniger.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M624 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M624 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt.

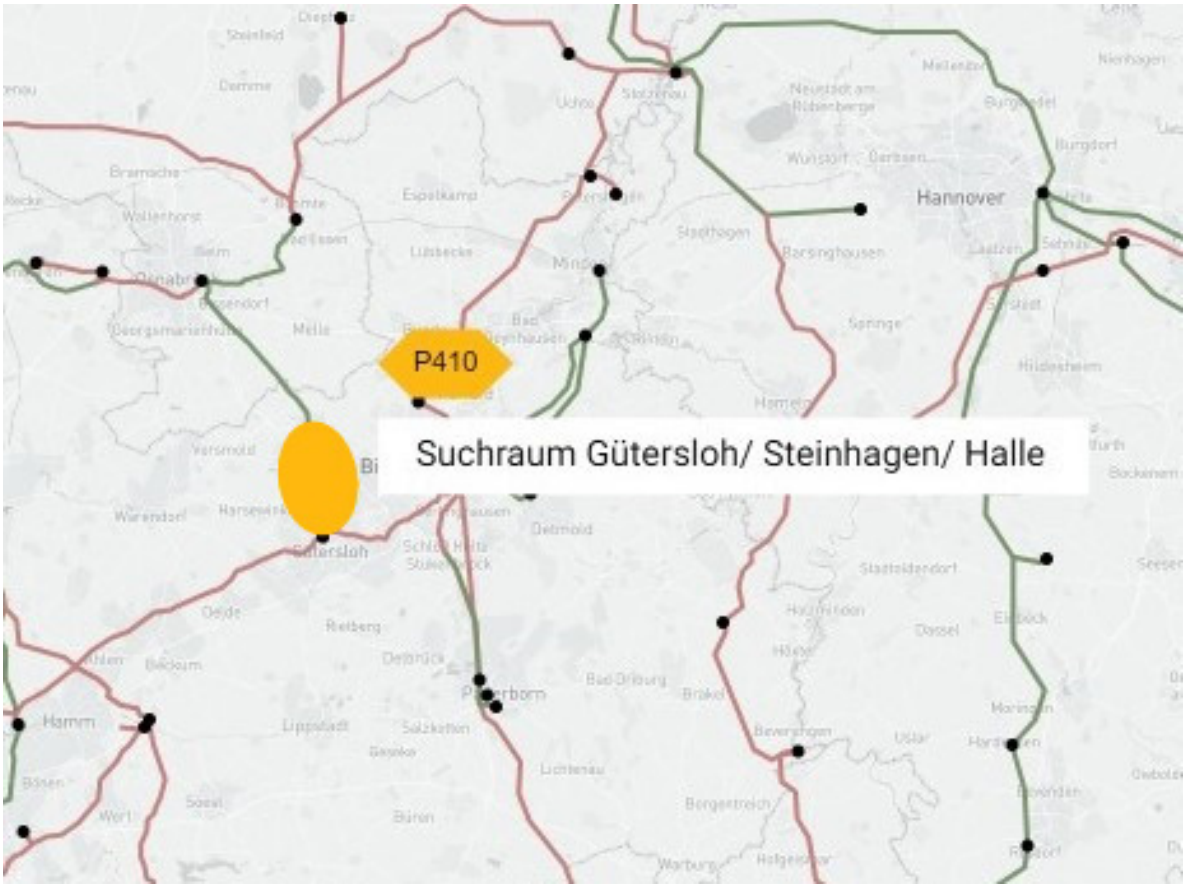
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P410 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet der Amprion. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigten Anlagen im Netzgebiet der Amprion ergibt sich in Kombination mit den schon im Startnetz befindlichen Anlagen, welche in AMP-P412 dargestellt sind.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von Amprion, um damit u.a. die angestrebte Höherauslastung zu ermöglichen. Dazu sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- M412e: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 3.600 Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Der Blindleistungsbedarf entspricht 12 Anlagen mit jeweils 300 Mvar. An den Standorten Hanekenfähr, Niederrhein, Mengede, Kruckel, Nehden, Uentrop/Lippborg, Dahlem, Paffendorf, Halfeshof, Dauersberg, Limburg und Hoheneck sind MSCDN mit je 300 Mvar bis 2030 zu errichten. Die Standorte der Anlagen können sich auf der Grundlage weiterführender Analysen und unter Berücksichtigung zusätzlicher oder veränderter Netzausbauplanungen leicht verschieben. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als MSCDN zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitätserhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.
- M412f: Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 2.700 Mvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Der Blindleistungsbedarf wird durch 10 Anlagen mit jeweils 250 Mvar sowie zwei Anlagen mit je 100 Mvar gedeckt. Die erforderlichen Drosselanlagen für die Kabelprojekte wurden in dem Startnetz bereits berücksichtigt und sind nicht Bestandteil der hier genannten zusätzlichen Bedarfe. An den Standorten Rommerskirchen, Lippe, Oberottmarshausen sind je eine 380-kV-Drossel, am Standort Gütersloh zwei 380-kV-Drosseln mit 250 Mvar bis 2030 zu errichten. Am Standort Uchtelfangen sind mehrere 30-kV-Drosseln mit insgesamt 200 Mvar bis 2030 zu errichten. Die restlichen fünf 250 Mvar Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion- Netzregionen:
  Westliches Emsland und Grafschaft Bentheim: 1 Anlage
  Rheinland/Bergisches Land: 2 Anlagen
  Frankfurter Raum/Pfalz: 2 Anlagen
- M412g: Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 2.100 Mvar an regelbaren Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Der Blindleistungsbedarf entspricht 7 Anlagen mit je 300 Mvar.
  An den Standorten Lippborg und Dauersberg sind je eine STATCOM mit 300 Mvar bis 2030 zu errichten. Am Standort Kruckel ist eine rotierende Phasenschieberanlage (RPSA) oder eine STATCOM mit 300 Mvar bis 2030 zu errichten. Am Standort St. Barbara ist eine STATCOM mit 600 Mvar bis 2030 zu errichten. Am Standort Gundelfingen ist eine RPSA mit 300 Mvar bis 2030 zu errichten. Im Suchraum Niederstedem ist eine RPSA mit 300 Mvar bis 2030 zu errichten.

- M412h: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 2.100 Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Der Blindleistungsbedarf entspricht 7 Anlagen mit jeweils 300 Mvar. Die Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen und sind bis 2037 zu errichten:
  Westliches Emsland und Grafschaft Bentheim: 3 Anlagen
  Frankfurter Raum/ Pfalz: 1 Anlage
  Saarland: 1 Anlage
  Bayerisch-Schwaben: 2 Anlagen
  Die konkreten Standorte werden in weiterführenden Analysen ermittelt. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als MSCDN zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitätserhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.
- M412i: Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 750 Mvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Der Blindleistungsbedarf entspricht 3 Anlagen mit jeweils 250 Mvar. Die Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen und sind bis 2037 zu errichten:
  Siegerland/ Region Koblenz: 1 Anlage
  Saarland: 2 Anlagen
  Die konkreten Standorte werden in weiterführenden Analysen ermittelt.
- M412j: Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2037
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 600 Mvar an regelbaren Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Der Blindleistungsbedarf entspricht 2 Anlagen mit je 300 Mvar. Die Anlagen, die entweder als STATCOM oder RPSA ausgeführt werden, verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen und sind bis 2037 zu errichten:
  Siegerland/ Region Koblenz: 1 Anlage
  Bayerisch – Schwaben: 1 Anlage
  Die konkreten Standorte werden in weiterführenden Analysen ermittelt.

Anlagen aus den Maßnahmen M412e, M412f und M412g ergeben sich auf Grundlage der Blindleistungsuntersuchungen der Langfristanalyse 2030 und sind bis 2030 zu errichten. Anlagen aus den Maßnahmen M412h, M412i und M412j ergeben sich aus den Blindleistungsuntersuchungen des Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) für Szenario B 2037 und sind bis 2037 zu errichten.

Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) (s. Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher oder zusätzliche Schwungmasse (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						Langzeitanalyse	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			
M412e	A	BW, NW, RP	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M412f	A	BY, HE, NI, NW, SL	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M412g	A	BY, NW, RP, SL	NA				x	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M412h	A	BY, HE, NI, SL	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M412i	A	RP, SL	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität
M412j	A	RP, SL	NA				x	x	x	x	x	x		2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

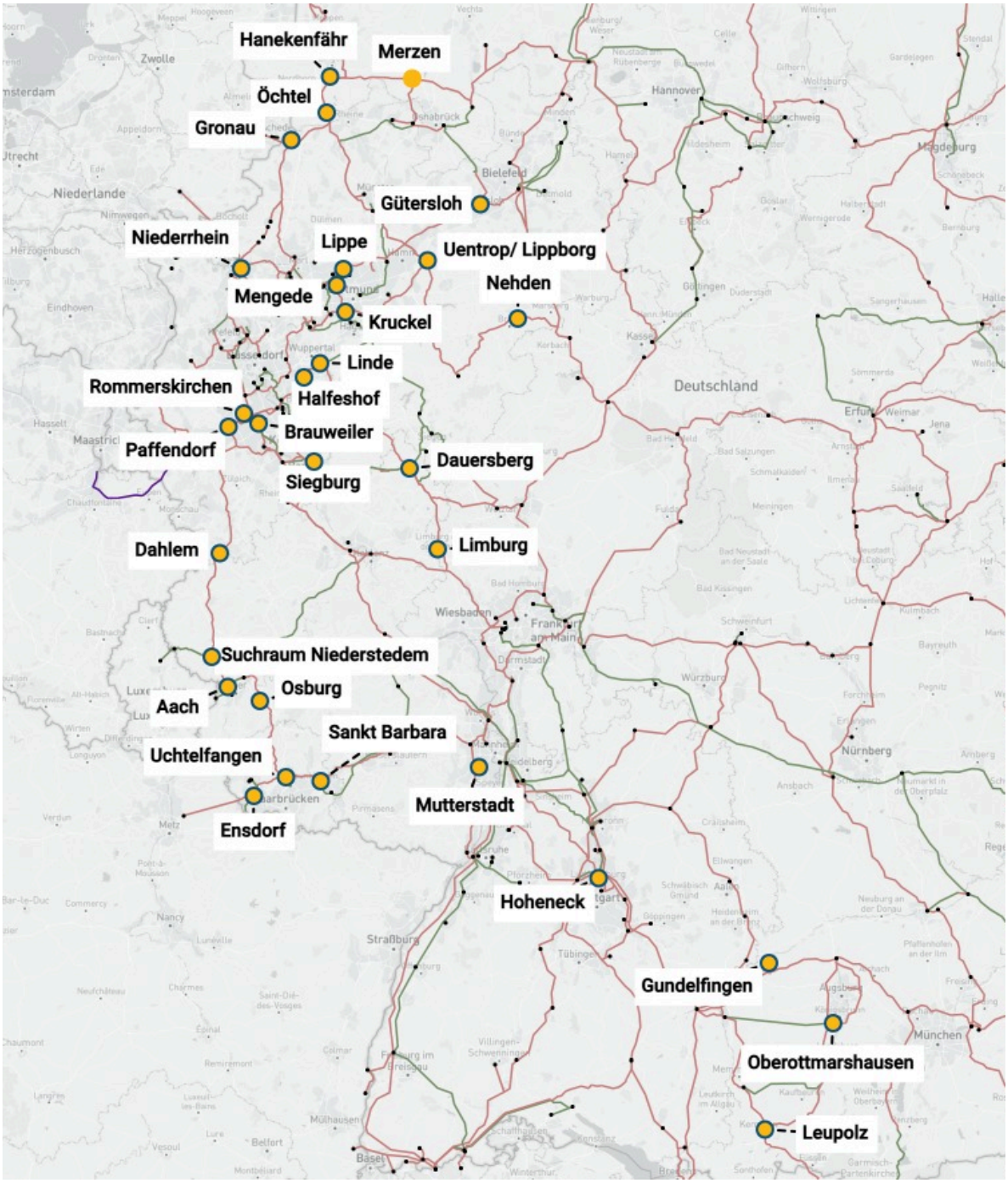
Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur treten u.a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten, um kaskadierende Betriebsmittelausfälle zu vermeiden. Neben hoch ausgelasteten Netzsituationen müssen auch Situationen mit geringer Netzbelastung betrachtet werden, da diese zu sehr hohen Spannungen im Netz führen können. Zusätzlich dazu verhalten sich angeschlossene Verteilnetze zunehmend spannungshebender.

Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Spannungshaltung der im Netz verteilten (konventionellen) Kraftwerke. Durch die Änderung der Erzeugungsstruktur und der lokal benötigten Blindleistung können der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr allein durch Kraftwerke vorgehalten werden. Zusätzlich steigt der Bedarf an sich und die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereit zu stellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Neben der sicheren Beherrschung von Fehlern müssen aus diesem Grund neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Bisherige Bestätigung

Die Projekte einschließlich 412 a-d) sind bereits so weit fortgeschritten, dass sie in das Startnetz überführt worden sind. Die Sammelprojekte 412e-g) sind zum größten Teil bereits durch die Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt worden.



Aktualisierte Fassung vom 27. Juli 2023.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P420: Netzverstärkung Reicheneck – Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme) (Stuttgart Ostumfahrung)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der besseren Anbindung des Mittleren Neckarraums und zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des südlichen Baden-Württembergs und enthält folgende Maßnahme:

- M630: Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach (Ad-hoc Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTL-Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis auf einer Leitungsanlage westlich von Metzingen zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach vorgesehen (Netzverstärkung). Es handelt sich um eine Ad-hoc-Maßnahme, die sich in den zusätzlichen Untersuchungen für das Jahr 2030 als kurzfristig umsetzbar und nützlich erwiesen hat. Es wird eine beschleunigte Umsetzung bis 2025 angestrebt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M630	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung		2	x	x	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Leitung von Hoheneck über Metzingen nach Herbertingen verbindet den Großraum Stuttgart direkt mit Oberschwaben. Von Herbertingen aus führen zwei Leitungen weiter nach Süden. Zum einen Richtung Hochrhein nach Gurtweil/Tiengen und weiter Richtung Schweiz und zum anderen in Richtung Bodensee und weiter nach Vorarlberg. Die Pumpspeicherkraftwerke im Südschwarzwald und in Vorarlberg werden so mit der Industrie im mittleren Neckarraum verbunden.

Netzplanerische Begründung

Zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach erfolgt die Zubeseilung eines zweiten 380-kV-Stromkreises. Hierdurch kann ein Engpass auf der Verbindung zwischen Mittlerem Neckarraum (Wendlingen/Metzingen), südlichem Baden-Württemberg (Herbertingen) und weiter – insbesondere nach Österreich – beseitigt werden. Durch die 380-kV-Seilauflage kann die Stromtragfähigkeit auf dem Abschnitt Reichneck-Rommelsbach sofort verdoppelt werden. Zusätzlich können die Parallelschaltung Herbertingen – Rommelsbach und das Dreibein Herbertingen – Hoheneck – Metzingen aufgelöst werden. Infolgedessen wird auf dieser Strecke nicht nur durchgehend eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität sichergestellt, sondern auch die Versorgungssicherheit gestärkt. Dies ergibt sich zum einen daraus, dass es bei einem Ausfall der genannten Stromkreise nicht mehr zu einer kompletten Unterbrechung der Versorgungsachse von Stuttgart bis zur Hochrhein-Region kommt. Zum anderen wird die sichere Anbindung des UW Metzingen erhöht, was notwendige Umbauarbeiten im Übertragungsnetz der Region wesentlich erleichtert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

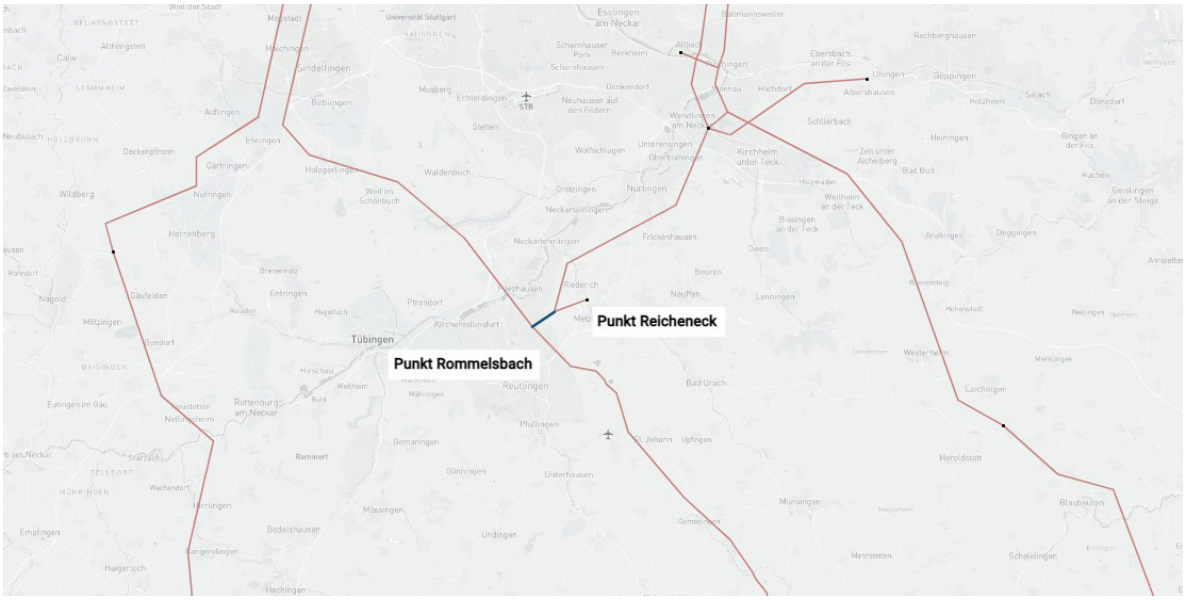
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 630 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert, bislang jedoch noch nicht bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P421: Netzverstärkung Trossingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Engstlatt und Trossingen und enthält folgende Maßnahme:

- M702: Einführungen UW Trossingen
  Im Rahmen der Maßnahme soll der am Umspannwerk Trossingen vorbeiführende Stromkreis Engstlatt – Gurtweil – Villingen im UW Trossingen eingeschleift werden. Außerdem sollen Engpässe auf den bestehenden eingeführten Stromkreisen behoben werden. Dazu sind Ersatzneubauten beider in das UW Trossingen einführenden Leitungsanlagen notwendig (Netzverstärkung). In Verbindung mit den weiteren geplanten Maßnahmen in der Anlage (s. P90) ist ein Neubau des UW Trossingen und eine Erweiterung um zusätzliche Schaltfelder sowie eine dritte Sammelschiene erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M702	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		3	x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der betroffene Netzbereich befindet sich auf einer bedeutenden Verbindungstrasse zwischen dem baden-württembergischen Lastschwerpunkt des mittleren Neckarraums und den Pumpspeichern im südlichen Schwarzwald.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Stromkreises Engstlatt – Trossingen kommt es aufgrund der dann fehlenden Transportnetz-Verbindung zwischen diesen Stationen zur Verlagerung des Lastflusses in das unterlagerte Verteilnetz. Dies führt infolgedessen zu massiven Überlastungen mehrerer 110-kV-Stromkreise. Durch die Einschleifung eines zweiten 380-kV-Stromkreises in das UW Trossingen wird eine zweite 380-kV-Verbindung zwischen Engstlatt und Trossingen geschaffen. Durch diese zweite Verbindung können die unzulässigen Überlastungen im Verteilnetz vermieden werden. Auf Basis gemeinsamer Kosten-Nutzen-Analysen von TransnetBW und des betroffenen Verteilnetzbetreibers hat sich die Einschleifung im Transportnetz als wesentlich günstiger als ein Ausbau des Verteilnetzes herausgestellt. Im NEP 2037/2045 (2023) hat sich zudem gezeigt, dass es auf dem Stromkreis Trossingen – Laufenburg zu Engpässen kommt. Diese können durch eine Netzverstärkung im Rahmen eines Ersatzneubaus der anderen nach Trossingen einführenden Leitungsanlage aufgelöst werden. Deswegen wurde der Umfang der Maßnahme entsprechend angepasst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Maßnahme 702 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P426: Lastflusssteuernde Maßnahme Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse im nordwestlichen Baden-Württemberg. Es enthält folgende Maßnahme:

- M645: Querregeltransformatoren (PST) in Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von Querregeltransformatoren in der Schaltanlage Philippsburg vorgesehen (Netzverstärkung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen. Um die PST situativ topologisch optimal in verschiedene, in der Schaltanlage Philippsburg endende, Stromkreise verschalten zu können, ist die Schaltanlage zu verstärken.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M645	Querregeltransformatoren (PST) Philippsburg	A	BW	NA				2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft. In diesem kommt es bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Achse Philippsburg – Daxlanden sowie auf weiteren Stromkreisen im Bereich des nördlichen Baden-Württembergs und der angrenzenden Bundesländer zu Überlastungen. Die Schaltanlage in Philippsburg ist sowohl in Nord-Süd als auch in West-Ost sehr stark vermascht. Daher eignet sie sich sehr gut zur gezielten Optimierung der Leistungsflussverteilung mithilfe der Querregeltransformatoren.

Netzplanerische Begründung

Das den Untersuchungen zugrunde liegende Szenario für 2030 berücksichtigt die Rahmenbedingungen des 2022 verabschiedeten Osterpakets, das einen deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und einen höheren Bruttostromverbrauch unterstellt (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Mit den bis 2030 umsetzbaren Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen verbleiben unter diesen Rahmenbedingungen im Netz erhebliche Engpässe und damit ein erhebliches Redispatch-Volumen, das durch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen entsprechend reduziert werden kann.

Die Querregeltransformatoren am Standort Philippsburg haben einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für 2030 gezeigt. Sie dienen aber auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten zusätzlich erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere mit Blick auf ihren langfristigen Einsatz und unterschiedliche Leistungsflusssituationen ist es sinnvoll, die Schaltanlage derart zu verstärken, dass eine flexible Verschaltungsmöglichkeit in verschiedene Stromkreise gegeben ist.

Bei Querregeltransformatoren handelt es sich um etablierte Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung. Prinzipiell kann diese Funktion jedoch auch durch leistungselektronische Betriebsmittel ausgeübt werden. In bestimmten Fällen kann der Einsatz eines solchen Betriebsmittels sinnvoller sein. Da entsprechende Untersuchungen noch nicht erfolgen konnten, wird von der Umsetzung der Leistungsflusssteuerung durch Querregeltransformatoren ausgegangen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

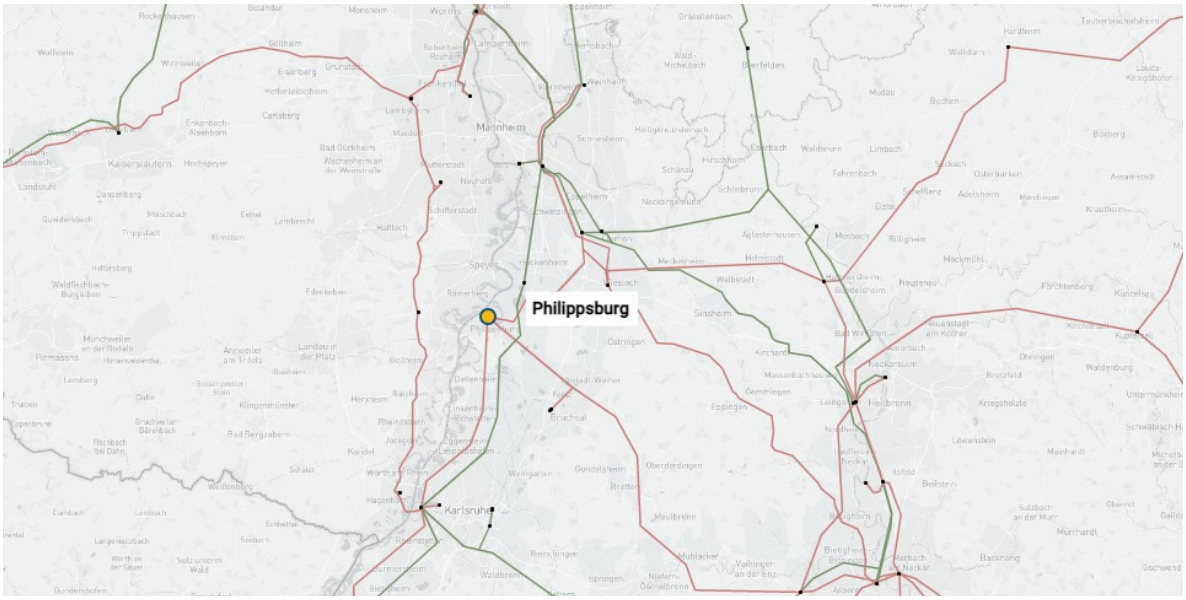
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten wie zum Beispiel die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P426 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig als mögliche Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P450: Netzverstärkung: Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 60

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in der 50Hertz-Regelzone. Es beinhaltet Maßnahmen für eine witterungsabhängig höhere Belastbarkeit der bestehenden 380-kV-Freileitungen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes.

Durch gezielte bauliche Verstärkung der Freileitungen, u. a. Masterhöhungen und deren Umbeseilung sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen, werden die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) geschaffen. Durch den Einsatz von Messeinrichtungen wird zudem der WAFB-Einsatz auf den Leitungen überwacht. Insgesamt erfolgt damit mittels Netzverstärkung und Netzoptimierung als Voraussetzung für den WAFB-Einsatz eine witterungsabhängige, temporäre Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Freileitungen auf den nachfolgend genannten Leitungen.

- M678: Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den WAFB-Einsatz, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.
- M786: Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den WAFB-Einsatz, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.

Der Verteilnetzbetreiber und 50Hertz planen im Suchraum der Stadt Osterburg, gelegen zwischen den UW Perleberg und Stendal/West, die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen). Dieses wird mit einer Doppeleinschleifung in die 380-kV-Leitung Putlitz/Süd – Perleberg – Stendal/West eingebunden (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M678	L	BB, ST	NV	Zu-/Umbeseilung		98	x	x	x	x	x	x	2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M786	L	BB, MV	NV	Zu-/Umbeseilung		152	x	x	x	x	x	x	2034*	0: Noch keine Aktivität

* IB-Datum bezieht sich auf die erste Stufe des dargestellten Vorhabens (WAFB).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das netztechnische Ziel des Projektes ist es, die Übertragungskapazität geeigneter und relevanter 380-kV-Freileitungen im 50Hertz-Netz durch die Einführung des WAFB zu steigern (Höherauslastung des Bestandsnetzes) und damit zur Verringerung von Redispatch in der 50Hertz-Regelzone beizutragen.

Durch gezielte Verstärkung von bestehenden Leitungen werden die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des WAFB geschaffen. Dazu müssen u. a. je nach Alter und Bauart der Leitung (z. B. Leitungen, die vor 1990 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet wurden) diverse Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B. Masterhöhungen, Umbeseilungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen. Alle Bestandsleitungen, die – wie die des hier beschriebenen Projektes – für den WAFB-Einsatz vorbereitet werden, werden dabei grundsätzlich mit noch einzusetzenden Messeinrichtungen betrieblich überwacht.

Ohne die angezeigten Maßnahmen sind für die in den NEP-Szenarien identifizierten Übertragungsaufgaben die (Nenn-)Übertragungskapazitäten der genannten Freileitungen unzureichend. Erst durch die im Ergebnis des Projektes mögliche Nutzung der witterungsabhängig höheren Übertragungskapazitäten können die in den NEP-Szenarien registrierten unzulässig hohen Belastungen der Stromkreise im Regelfall beseitigt und damit der ansonsten notwendige Redispatch verringert bzw. vermieden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

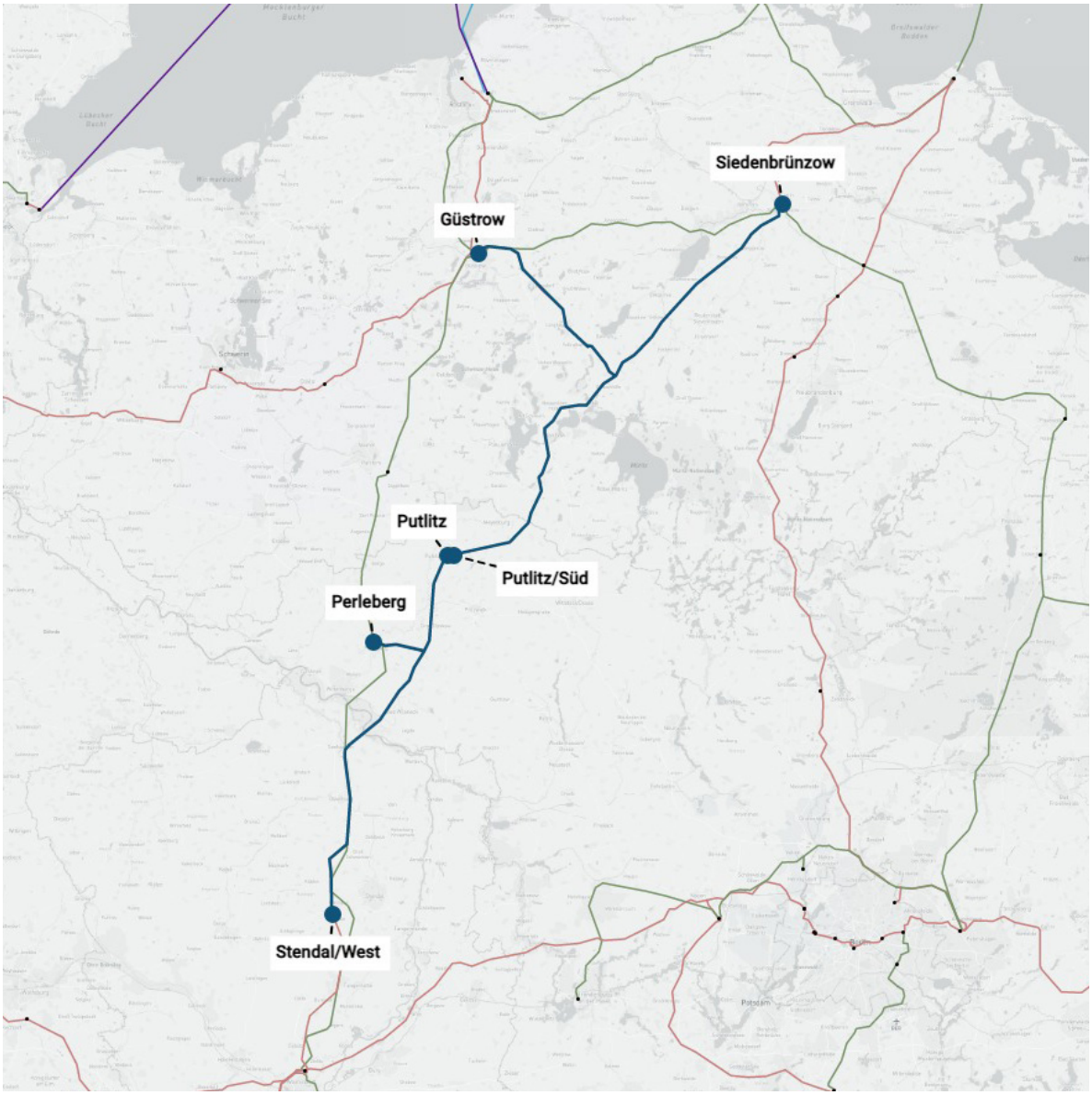
Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit dem Projekt P450 wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P450 wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert und die Maßnahmen M678 und M786 im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P450 ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P462: Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Aachen. Der unterlagerte Verteilnetzbetreiber hat um die Erhöhung des Einspeisequerschnittes in den Anlagen Siersdorf und Verlautenheide aus dem 380-kV-Netz in das unterlagerte 110-kV-Netz gebeten. Aus diesem Grund ist eine Netzerweiterung zur Erhöhung der Netzkuppelkapazität zwischen dem Übertragungsnetz von Amprion und der unterlagerten 110-kV-Netzgruppe erforderlich. Der rückläufigen bzw. sogar entfallenden Einspeisung von Kraftwerksblöcken mit einer Gesamtleistung von ca. 600 MW in die 110-kV-Netzgruppe wird damit entgegengewirkt. Folgende Maßnahme ist zu realisieren:

- M689: Siersdorf – Zukunft/Verlautenheide – Zukunft – Verlautenheide
  Die 380-kV-Anlage Siersdorf wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert (s. hierzu Punktmaßnahme P462 Transformator Siersdorf). Hierzu werden die 380-kV-Anlage und die 110-kV-Anlage für den Anschluss des neuen Transformators um je ein Schaltfeld erweitert. Darüber hinaus wird die 380-kV-Anlage für den Anschluss der zusätzlichen 380-kV-Verbindung zwischen Siersdorf und Zukunft oder Verlautenheide um zwei Schaltfelder und einer Kupplung erweitert.

  Die heutige 380-kV-Anlage Zukunft beinhaltet ein 380-kV-Schaltfeld ohne Sammelschiene. Damit sowohl der 380/110-kV-Transformator als auch die 380-kV-Stromkreise angeschlossen werden können, wird die 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit entsprechenden 380-kV-Schaltfeldern erweitert.

  Die 380-kV-Anlage Verlautenheide wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert. Die heutige 380-kV-Anlage beinhaltet ein 380-kV-Schaltfeld ohne Sammelschiene. Damit sowohl beide 380/110-kV-Transformatoren als auch die 380-kV-Stromkreise angeschlossen werden können, wird die 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit entsprechenden 380-kV-Schaltfeldern erweitert. Zusätzlich wird die 110-kV-Anlage für den Anschluss des zusätzlichen Transformators um ein Schaltfeld erweitert.

  Zwischen den Anlagen Zukunft und Verlautenheide wird ein 380-kV-Stromkreis auf dem vorhandenen 380-kV-Gestänge zubeseilt. Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort, werden im Rahmen der Zubeseilung ggf. die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten der Bestandsleitung erforderlich.

  Für die Schaffung betrieblicher Freiheitsgrade ist für eine sichere Versorgung dieser Region zusätzlich die Errichtung einer 380-kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft oder Siersdorf-Verlautenheide erforderlich. Dabei ist festzuhalten, dass die 380-kV-Freileitung von Siersdorf nach Verlautenheide der 380-kV-Freileitung von Siersdorf nach Zukunft aus netztechnischer Sicht vorzuziehen ist. Gegen diese Variante sprechen der etwas längere Freileitungsneubau und nach ersten Untersuchungen genehmigungsrechtliche Bedenken. Deshalb sind im Genehmigungsverfahren beide Varianten detailliert zu prüfen. Für das Mengengerüst der nachfolgenden Tabelle und die nachfolgende Kartendarstellung wurde die Variante Siersdorf nach Zukunft zugrunde gelegt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M689	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		24	x	x	x	x	x	x	2035*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rheinland ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert. Die bestehende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden. Des Weiteren befinden sich Kuppelleitungen zu den Nachbarländern Niederlande und Belgien in der Region um Aachen, die eine hohe Transportkapazität in der Region bedingen.

Netzplanerische Begründung

Mit dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) hat bereits die Stilllegung des Kraftwerksblocks Weisweiler E am 31.12.2021 stattgefunden. Des Weiteren ist die Stilllegung des Block Weisweiler F auf den 01.01.2025 terminiert. Die Folge ist ein Leistungsdefizit des betrachteten 110-kV-Netzgebietes, welches durch zusätzliche Einspeisungen aus dem Übertragungsnetz ausgeglichen werden muss.

Die für das 110-kV-Netz erforderlichen Kompensationseinspeisungen aus dem Übertragungsnetz sollten basierend auf der 110-kV-Netzplanung des Verteilnetzbetreibers technisch-wirtschaftlich sinnvoll an den bereits bestehenden Einspeisestandorten Siersdorf und Verlautenheide erfolgen und jeweils mindestens 300 MVA betragen.

Die Einspeisepunkte Verlautenheide und Zukunft sind heute mit je einem 380/110-kV-Transformator à 350 MVA über jeweils einen 380-kV-Stromkreis angeschlossen. Mit dem zusätzlichen Transformator in Verlautenheide wären an die zwei Stromkreise zukünftig drei Transformatoren je 350 MVA angeschlossen. Bei betriebsbedingten Nichtverfügbarkeiten eines Stromkreises und Ausfall des übrigen Stromkreises, würden drei 380/110-kV-Transformatoren mit einem Querschnitt von 1.050 MVA ausfallen. Im Falle dessen und ohne eine Kraftwerkseinspeisung entfällt die Versorgung in der Region Aachen. Dies wird durch den Neubau einer ca. 13,5 km langen 380-kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft oder Verlautenheide, vorzugsweise in der Trasse einer bestehenden 110-kV-Freileitung, vermieden. Des Weiteren muss der heute ungenutzte Stromkreisplatz auf der Bl. 4176 zwischen Verlautenheide und Zukunft mit einem 380-kV-Stromkreis zubeseilt werden, um die zukünftig zwei 380/110-kV-Transformatoren (n-1)-sicher anzuschließen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als alternative Lösung könnten die oben genannten Kraftwerksblöcke weiterbetrieben werden. Dies steht jedoch im Widerspruch zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) und stellt aus diesem Grund keine nachhaltige Lösung dar.

* Mit dem letzten Bundesbedarfsplan wurde das BBPlG 75 (Höchstspannungsleitung Siersdorf – Zukunft/Verlautenheide – Zukunft – Verlautenheide) auf den vollen Umfang des ursprünglichen Vorschlags der ÜNB im NEP erweitert. Die Ergänzung um den Abschnitt Siersdorf – Zukunft/Verlautenheide bedingt eine Anpassung des Zeitplans

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M689 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P462 wurde im NEP 2030 (Version 2019) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die von der Bundesnetzagentur bestätigte Maßnahme ist als Vorhaben Nr. 75 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P464: Netzerweiterung im Saarland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Anpassung und Erweiterung des 380-kV-Netzes im Saarland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M691: Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar) – Diefflen
  Im Suchraum Saarwellingen wird zur Versorgung lokaler Netzkunden eine neue 380/110-kV-Umspannanlage Nalbach errichtet und in das 380-kV-Netz eingebunden. Zudem werden in Ensdorf drei und in Nalbach fünf 380/110-kV-Transformatoren errichtet. Hierfür ist die Anlage Ensdorf entsprechend zu erweitern. Des Weiteren werden an den Standorten Obergraben und Dillinger Hütte ausgelagerte 110-kV-Sammelschienen errichtet und weitestgehend über bestehende Leitungen an die Umspannanlage Nalbach angeschlossen. Die Umspannanlage Nalbach wird gemäß den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber in das 380-kV-Netz eingebunden, um die notwendige zusätzliche Leistung bereitzustellen. Für die entsprechenden Leitungsmaßnahmen ergeben sich folgende Längen in bestehender Trasse:

  - 380-kV-Neubau Punkt Fraulautern – Nalbach mit zwei Stromkreisen à 4,5 km
  - Spannungsumstellung von 220-kV auf 380-kV-Punkt Fraulautern – Nalbach mit zwei Stromkreisen à 3,7 km

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M691	L	SL	NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung		8	x	x	x	x	x	x	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkseinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt. Einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Netzplanerische Begründung

Heute werden das 110-kV-Verteilnetz im Saarland über weite Teile und die lokalen Netzkunden ausschließlich aus dem 220-kV-Netz der Amprion versorgt. Das Verteilnetz ist in Ensdorf über drei 220/110-kV-Transformatoren und in Saarwellingen – ausgelagert aus Diefflen – über zwei 220/110-kV-Transformatoren an das 220-kV- Netz angebunden. Ein Netzkunde ist über zwei 220-kV/MS-Transformatoren in Obergraben – ebenfalls ausgelagert aus Diefflen – angebunden. Am Standort Dillinger Hütte befinden sich vier 220-kV/MS-Transformatoren, welche über zwei 220-kV-Stromkreise aus Diefflen versorgt werden.

Aufgrund der gestiegenen Anforderungen erfüllt das 220-kV-Netz zukünftig nicht mehr die Planungsgrundsätze und es kann kein sicherer Netzbetrieb mehr gewährleistet werden. Lokal kommt es durch die geplanten Leistungserhöhungen der Industriekunden zu direkten Überlastungen nach Ausfällen. Während betriebsnotwendiger Freischaltungen und gleichzeitigen ungeplanten Betriebsmittelausfällen kommt es auch im weiteren Umfeld zu Überlastungen, die nicht durch betriebliche Maßnahmen behoben werden können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Im Saarland wird ein zusätzlicher Leistungsbedarf in den dortigen Industrienetzen erwartet. Hierdurch kommt es an den Einspeisepunkten Obergraben und Dillinger Hütte zu Überlastungen der bestehenden 220-kV/MS-Transformatoren. Zur erforderlichen Verstärkung des Einspeisequerschnitts wird der 380-kV-Einspeisepunkt Nalbach neu errichtet. Eine Versorgung der zusätzlich benötigten Leistung aus dem 220-kV-Netz ist bedingt durch das schwache 220-kV-Netz nicht sinnvoll. Mit dem hier beschriebenen Konzept wird nur geringfügiger Leitungsbau erforderlich und durch teilweise Umstellung bestehender 220-kV-Stromkreise auf 110-kV nachhaltig für einen sicheren Betrieb des Transportnetzes gesorgt. Die dazu umgesetzten Maßnahmen sind langfristig angelegt. Die Auswirkungen auf Fremdeigentum und Umwelt wurden dabei berücksichtigt und so gering wie möglich gehalten. Eine Umstellung der bisherigen 220-kV-Standorte Obergraben und Dillinger Hütte auf 380 kV wäre nur durch 380-kV-Leitungsbau durch die Industriestandorte möglich und würde aufgrund benötigter Freischaltungen die zeitweise Stilllegung der Kunden bedeuten.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M691 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

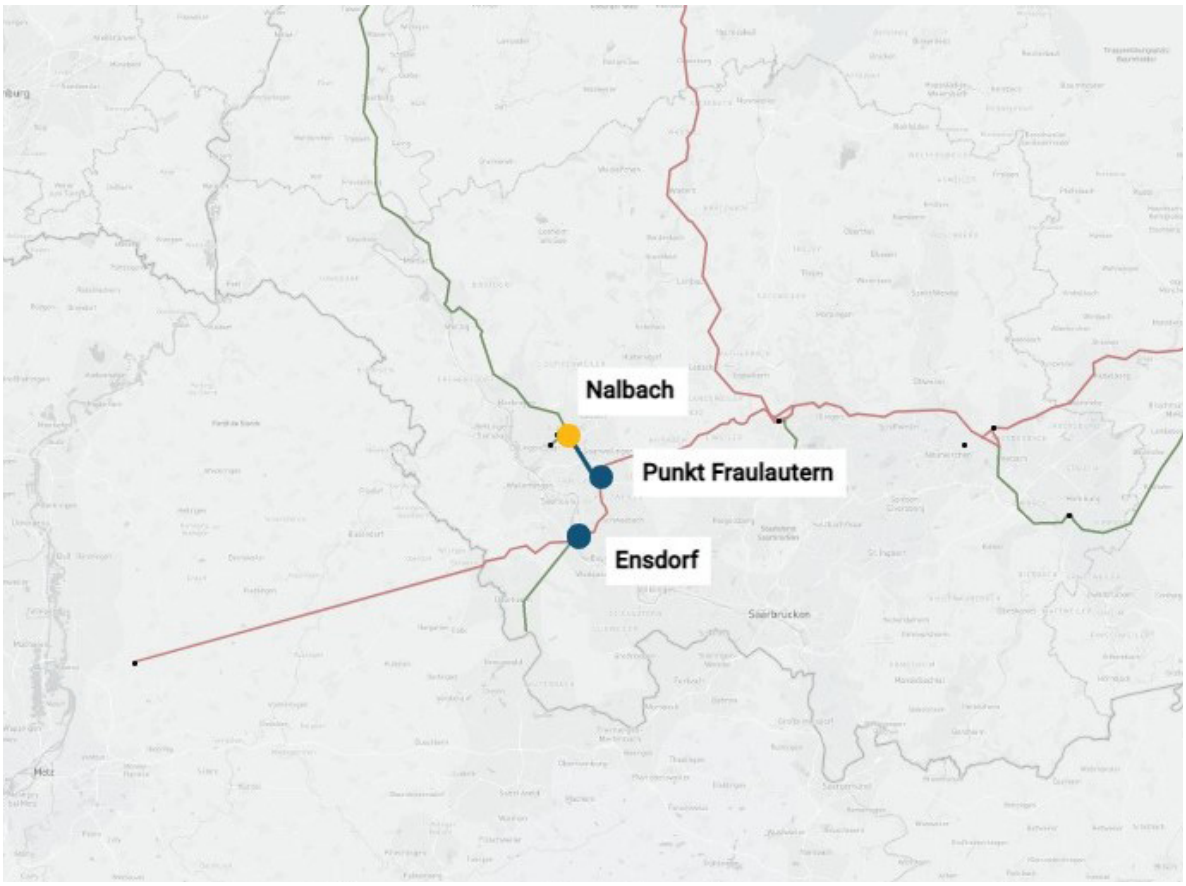
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M691 könnte anstelle des 4,5 km langen Neubaus in vorhandener 220-kV-Trasse zwischen Punkt Fraulautern und Nalbach eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Wadern und Diefflen als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Für die alternativen Leitungsmaßnahmen ergäben sich damit die folgenden Längen:

- Spannungsumstellung von 220-kV auf 380-kV-Punkt Fraulautern – Nalbach mit zwei Stromkreisen à 3,7 km in bestehender Trasse
- 380/110-kV-Neubau Wadern – Nalbach mit zwei 380-kV-Stromkreisen und abschnittsweise zusätzlich zwei 110-kV-Stromkreisen à 32 km in neuer Trasse (24 km davon vorhandene 110-kV-Trasse)

  Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M691 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P464 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 98 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P470: Netzausbau Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens und enthält folgende Maßnahmen:

- M813: Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Emden/Ost nach Suchraum Nüttermoor (Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland)/ Gemeinden Moormerland und Jemgum) vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost zu verstärken (Netzverstärkung) sowie in Suchraum Nüttermoor (Stadt Leer (Ostfriesland)/ Gemeinden Moormerland und Jemgum) ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten. Im Suchraum Nüttermoor ist darüber hinaus der Anschluss von Offshore-Wind (NOR-17-2 und NOR-x-11) sowie der DC-Verbindung DC40 über einen DC-Hub (s. DC40) vorgesehen.
- M814: Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Nüttermoor (Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland)/Gemeinden Moormerland und Jemgum) nach Dörpen/West vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die Schaltanlage in Dörpen/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M813	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	22		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M814	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	44		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Das Projekt ist notwendig um im westlichen Niedersachsen die Infrastruktur zu verstärken und den Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost AC-seitig besser zu vermaschen. Darüber hinaus trägt die neue Leitung maßgeblich zur Entlastung der Leitungen Emden/Ost – Conneforde und Diele – Dörpen/West bei. Die zur 380-kV-Bestandsleitung Emden/Ost über Diele nach Dörpen/West zusätzliche AC-Verbindung stärkt die Stabilität des Netzes, die Versorgungssicherheit der Region und die Übertragungsfähigkeit über die Region. Diese Übertragungsfähigkeit macht es möglich weitere Offshoreenergie in das Netz zu integrieren und weitere für Elektrolyse geeignete Knoten zum Gasnetz zu entwickeln.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zwischen Emden/Ost, Suchraum Nüttermoor und Dörpen/West existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

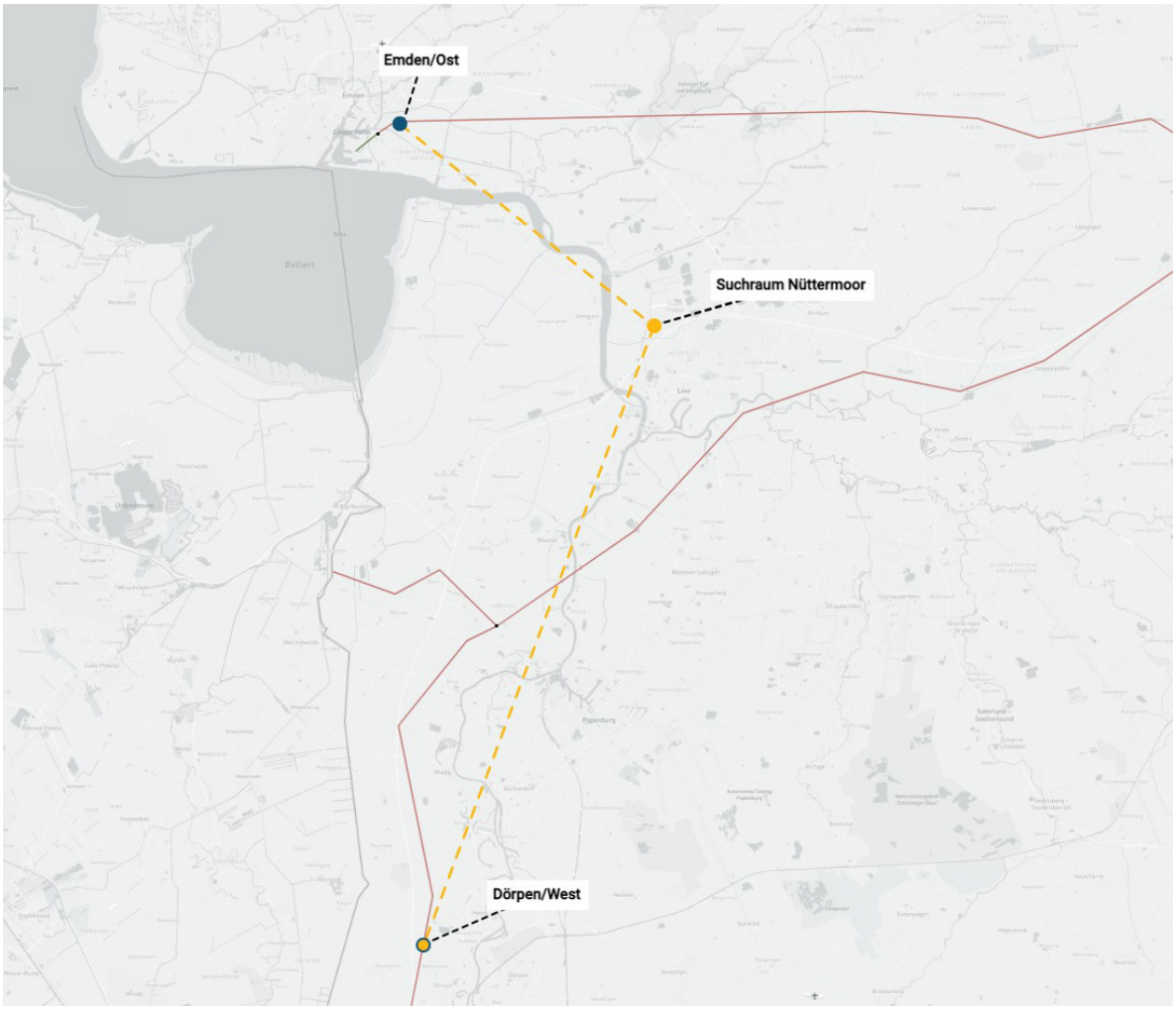
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu Nüttermoor bietet sich kein anderer Netzverknüpfungspunkt an, der sich für den Anschluss von Offshore-Windenergie eignet und gleichzeitig eine derartig geeignete Verknüpfung mit dem Gasnetz erlaubt.

Alternativ zu den Maßnahmen M813/M814 wäre theoretisch ein Parallelneubau entlang der bestehenden Trasse von Emden/Ost über Conneforde und Diele nach Dörpen/West denkbar. Diese Alternative ist allerdings deutlich länger und erlaubt darüber hinaus nicht den Anschluss von 4 GW Offshore-Windenergie. Sie wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P470 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P471: Netzausbau Großkrotzenburg2 – Fechenheim – Frankfurt/Südwest

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb von Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M815: Großkrotzenburg2 – Fechenheim
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg2 nach Fechenheim vorgesehen (Netzausbau). Hierfür sind zusätzlich zu Großkrotzenburg eine neue 380-kV-Schaltanlage Großkrotzenburg2 (Suchraum Gemeinde Großkrotzenburg/Stadt Hanau) sowie in Fechenheim (Stadt Frankfurt/Main) eine neue 380-kV-Schaltanlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Beide Umspannwerke sind dabei voll einzuschleifen.
- M816: Fechenheim – Frankfurt/Südwest
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Fechenheim nach Frankfurt/Südwest vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage in Frankfurt/Südwest zu verstärken (Netzverstärkung) und das Umspannwerk Fechenheim voll einzuschleifen.

Wegen der erforderlichen Querung dicht besiedelter städtischer Gebiete mit Wohnbebauung sowie des Mains ist bei den Maßnahmen voraussichtlich eine (Teil-)Erdverkabelung oder sogar ein unterirdischer Tunnelbau erforderlich. Dies ist im weiteren Verfahren detailliert zu prüfen.

Aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit ist eine Netztrennung zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 erforderlich.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M815	L	HE	NA	Neubau in neuer Trasse	17		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M816	L	HE	NA	Neubau in neuer Trasse	9		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Der unterlagerte Netzbetreiber Netzdienste Rhein-Main hat im Bereich Fechenheim einen großen Bedarf an Umspannkapazität angemeldet, um Rechenzentren anschließen sowie den absehbaren weiteren Lastzuwachs der Stadt Frankfurt am Main bedienen zu können. Mit der von Frankfurt südlich gelegenen Verbindung Großkrotzenburg2 über Fechenheim nach Frankfurt/Südwest kann diese Nachfrage (n-1)-sicher bedient werden. Darüber hinaus wird mit den Maßnahmen der 380-kV-Ring um Frankfurt geschlossen, wodurch die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt gestärkt wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

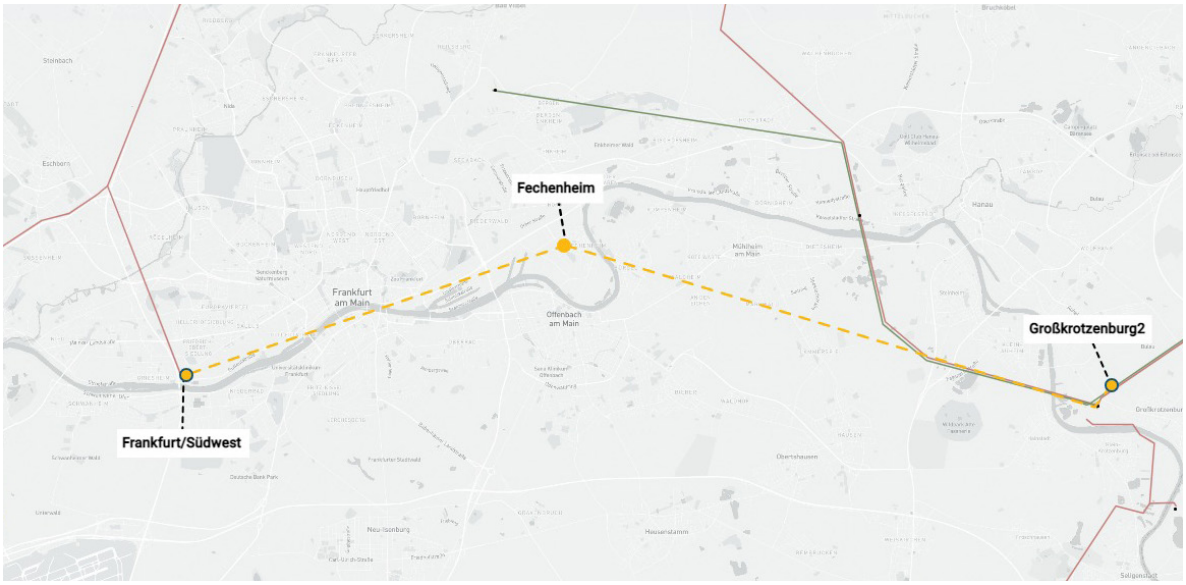
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zwischen Großkrotzenburg, Fechenheim und Frankfurt/Südwest existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Da der örtliche Verteilnetzbetreiber für Fechenheim Umspannkapazität angefragt hat und in direkter Umgebung kein anderes Umspannwerk zur Versorgung zur Verfügung steht, existiert keine Alternative zum Neubau des Umspannwerks Fechenheim. Dieses ist (n-1)-sicher in das Höchstspannungsnetz einzubinden. Alternativ zur Verbindung Großkrotzenburg – Fechenheim – Frankfurt/Südwest wurde die Verbindung Großkrotzenburg – Fechenheim – Frankfurt/Nord untersucht. Jedoch ist bereits Frankfurt/Nord ein großer Lastschwerpunkt, welcher nicht mit einem weiteren wie Fechenheim verbunden werden sollte, um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden. Darüber hinaus kann mit dieser Alternative kein Ringschluss um Frankfurt erfolgen, daher wurde die Alternative verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P471 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P472: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Regensburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahme:

- M817: Schwandorf – Regensburg
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem mit 220-kV betriebenen Stromkreis durch Ersatzneubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Schwandorf nach Regensburg in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlage in Schwandorf zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Regensburg in 380-kV mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzverstärkung).

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende Leitung nach Inbetriebnahme der Maßnahme zurückgebaut werden.

Die Bestandsleitung sowie die 220-kV-Infrastruktur in den Umspannwerken können nach Inbetriebnahme von P472, P473 und P482 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M817	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		36	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

In Regensburg ist zusätzliche Umspannkapazität erforderlich. Darüber hinaus steht das Projekt in Zusammenhang mit den Projekten P473 und P482. Nach Inbetriebnahme dieser Projekte kann die 220-kV-Infrastruktur in der Region vollständig abgelöst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

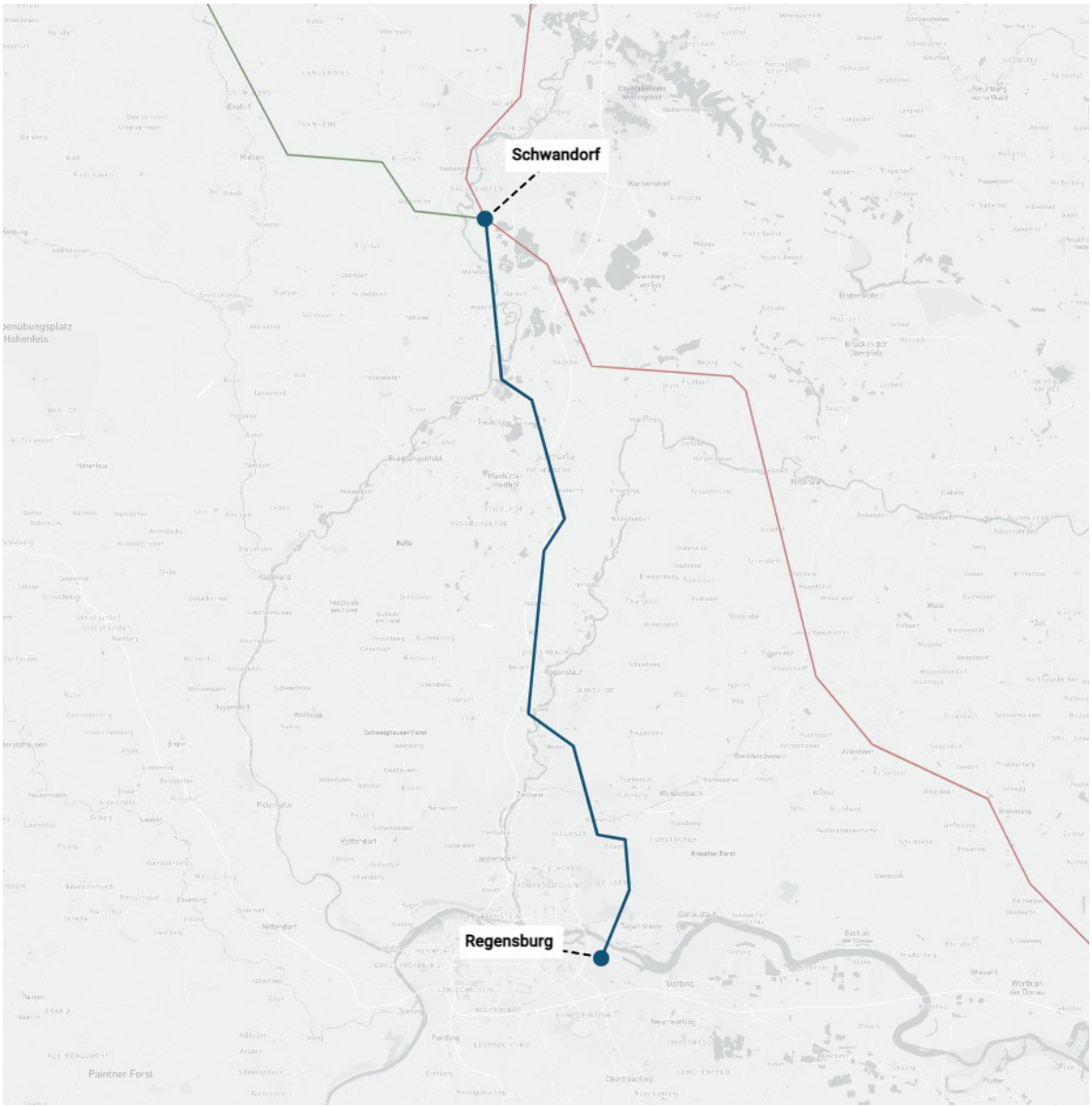
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass eine Spannungsumstellung des bestehenden, mit 220-kV betriebenen, Stromkreises auf 380-kV nicht möglich ist, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission käme. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass eine Spannungsumstellung des bestehenden, mit 220-kV betriebenen, Stromkreises auf 380-kV nicht möglich ist, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission käme. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P472 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P473: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Pleinting

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahme:

- M818: Schwandorf - Rettenbach
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Schwandorf nach Rettenbach (Suchraum Gemeinde Rettenbach) in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk Schwandorf um zusätzliche Schaltfelder sowie einen vierten 380/110-kV-Transformator zu verstärken (Netzverstärkung). In Rettenbach (Suchraum Gemeinde Rettenbach) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzverstärkung) sowie voll in die neue Leitung einzuschleifen.
- M819: Rettenbach – Straubing/Parkstetten – Plattling
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Rettenbach (Suchraum Gemeinde Rettenbach) über Straubing/Parkstetten (Suchraum Stadt Straubing/Gemeinde Parkstetten) nach Plattling in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk in Plattling um zusätzliche Schaltfelder sowie einen dritten und vierten 380/110-kV-Transformator zu verstärken und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist in Straubing/Parkstetten ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten sowie voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).
- M820: Plattling – Pleinting
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Plattling nach Pleinting in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage in Pleinting zu verstärken (Netzverstärkung).

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende Leitung nach Inbetriebnahme der Maßnahmen zurückgebaut werden.

Die Bestandsleitung sowie die 220-kV-Infrastruktur in den Umspannwerken können nach Inbetriebnahme von P472, P473 und P482 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M818	L	BY	NV	Ersatzneubau		39	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M819	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		50	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M820	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		24	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Das Umspannwerk in Plattling ist derzeit mit nur einem 380-kV-Stromkreis angebunden. Die zusätzliche Trafokapazität in Plattling sowie die vom unterlagerten Verteilnetzbetreiber zusätzlich angefragte Umspannkapazität in Rettenbach führen dazu, dass beide Umspannwerke mit zwei 380-kV-Stromkreisen angebunden werden müssen. In diesem Zusammenhang ist aus (n-1)-Gründen die vollständige Ablösung der Bestandsleitung durch einen Ersatzneubau mit zwei 380-kV-Stromkreisen erforderlich. Das zusätzliche Umspannwerk im Suchraum Stadt Straubing/Gemeinde Parkstetten wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

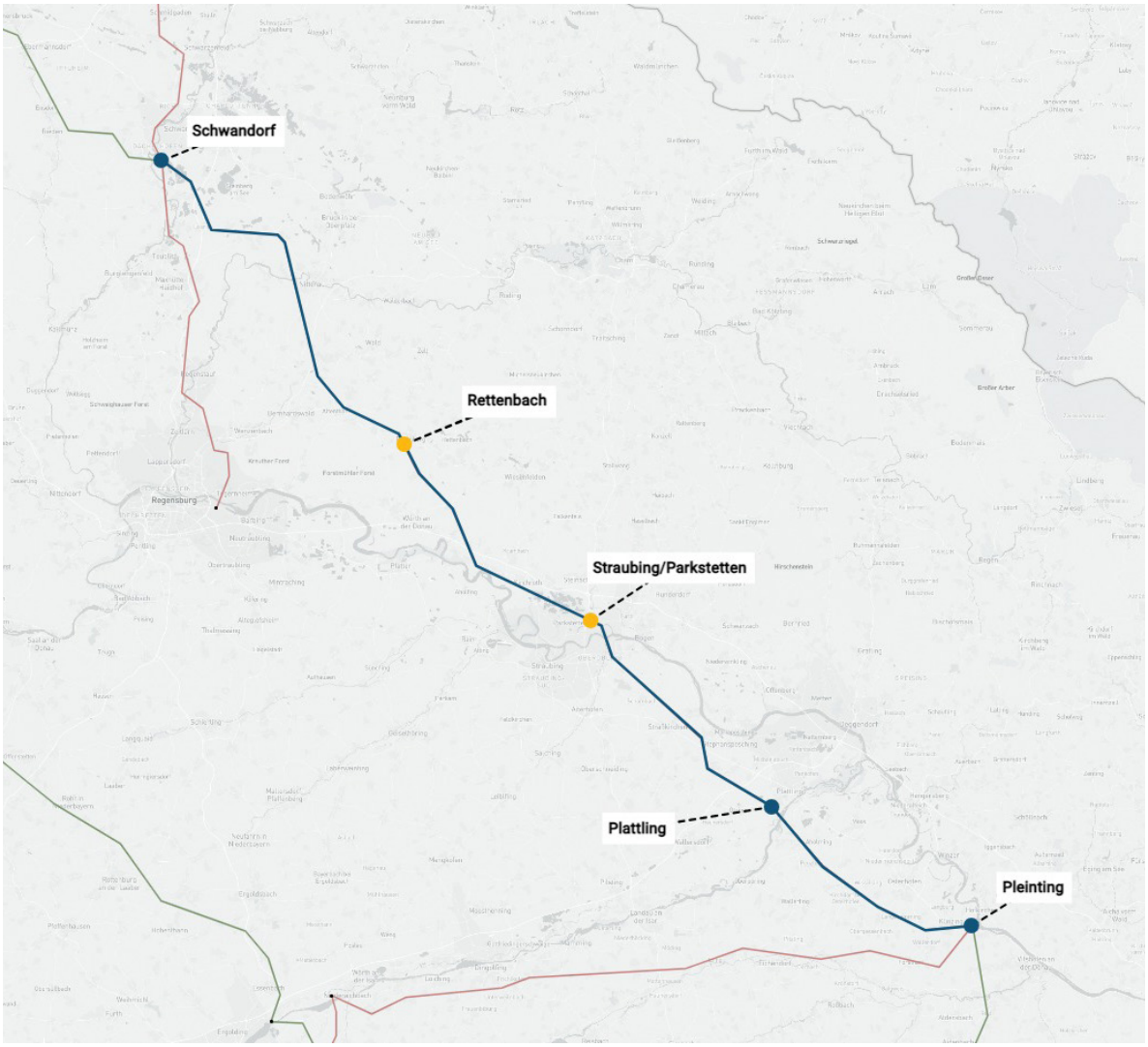
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Eine Auflage von Hochtemperatur-Leiterseilen ist auf der bestehenden Leitung leider nicht möglich. Daher ist ein Ersatznebau in bestehender Trasse erforderlich, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zu erreichen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P473 wurde im NEP 2037 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P474: Netzausbau zwischen Pirach, Burghausen und Simbach

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns insbesondere zur Versorgung des Bayerischen Chemiedreiecks und enthält folgende Maßnahmen:

- M821: Pirach – Suchraum Burghausen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Pirach nach Suchraum Burghausen (Suchraum Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring/Marktl/Haiming) vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das Umspannwerk in Pirach um zusätzliche Schaltfelder sowie einen vierten 380/110-kV-Transformator zu verstärken (Netzverstärkung) sowie in Suchraum Burghausen (Suchraum Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring/Marktl/Haiming) ein neues 380-kV-Umspannwerk mit sechs 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).
- M822: Suchraum Burghausen – Simbach/Kirchdorf am Inn
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Burghausen (Suchraum Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring/Marktl/Haiming) nach Simbach/Kirchdorf am Inn vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das bestehende Umspannwerk Simbach aufgrund von Platzproblemen am bestehenden Standort im Suchraum Stadt Simbach/Gemeinde Kirchdorf am Inn mit insgesamt vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme des Projekts vor 2035 wird angestrebt. Eine genaue Aussage über das Inbetriebnahmedatum ist jedoch erst im Rahmen der weiteren Detailplanung möglich. Zur Planungsbeschleunigung wird angestrebt, auf teilweise bereits vorliegende Trassenplanungen in der Region zurückzugreifen.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M821	L	BY	NA	Neubau in neuer Trasse	11		x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität
M822	L	BY	NA	Neubau in neuer Trasse	19		x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Aufgrund zusätzlicher Lastanfragen zur Dekarbonisierung der Unternehmen im bayerischen Chemiedreieck hat das Bayernwerk als unterlagerter Verteilnetzbetreiber Umspannkapazität im Raum Burghausen angefragt. Da die am nächsten gelegenen Umspannwerke Pirach und Simbach jeweils nur als 380-kV-Stich bzw. Einfacheinschleifung angebunden sind, kann daran kein zusätzliches Umspannwerk angebunden werden. Daher ist ein Ringschluss von Pirach über Burghausen nach Simbach am Inn erforderlich. Da der Anschluss der neuen Leitung aus Platzgründen im bestehenden Umspannwerk Simbach nicht möglich ist, muss das Umspannwerk im Suchraum Simbach/Kirchdorf am Inn neu errichtet und in die Neubauleitung sowie die Leitung nach St. Peter volleingeschliffen werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Die im Rahmen von TTG-P67 und P112 geplanten Neubauleitungen nach Simbach und Pirach sind bereits auf 4.000 A verstärkt. Darüber hinaus existiert zwischen Pirach und Simbach noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zwischen Pirach, Burghausen und Simbach besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die ertüchtigt werden könnte. Als Alternative zu den Maßnahmen M821 und M822 wäre theoretisch ein Parallelneubau P112 M212 vom Abzweig aus der Leitung Altheim – St. Peter über Bughausen nach Pirach denkbar. Diese Konfiguration wäre jedoch hinsichtlich der Versorgungssicherheit nachteilig, da in diesem Fall kein Ringschluss bestünde. Daher wurde diese Alternative verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P474 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P475: Netzausbau zwischen Frankfurt/Südwest und Schwanheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens sowie der (n-1)-Sicherheit im Großraum Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M823: Frankfurt/Südwest – Schwanheim
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Frankfurt/Südwest nach Schwanheim vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das Umspannwerk in Frankfurt/Südwest um zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist das Umspannwerk Schwanheim von Amprion um zwei Schaltfelder zum Anschluss der Leitung zu verstärken.

Wegen der erforderlichen Querung dicht besiedelter städtischer Gebiete mit Wohnbebauung sowie des Mains ist bei den Maßnahmen voraussichtlich eine (Teil-)Erdverkabelung oder sogar ein unterirdischer Tunnelbau erforderlich. Dies ist im weiteren Verfahren detailliert zu prüfen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M823	L	HE	NA	Neubau in neuer Trasse	5		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Um die Versorgungssicherheit der Stadt Frankfurt aufgrund ihres starken Lastzuwachses zu erhöhen, ist eine Anbindung von Frankfurt/Südwest über eine separate Trasse notwendig. Die Kuppelleitung von Frankfurt/Südwest nach Schwanheim bringt einen weiteren Zubringer in den Frankfurter Raum und verstärkt zudem die Verbindung zu Amprion.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zwischen Frankfurt/Südwest und Schwanheim existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu M823 wäre ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Frankfurt/Südwest nach Kriftel zu Amprion möglich. Diese Verbindung wäre jedoch länger und wurde insofern verworfen. Zu ertüchtigende existierende Leitungen, mit denen sich die geplante Verbesserung der Versorgungssicherheit erreichen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P475 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P476: Netzausbau zwischen Heide und Pöschendorf

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahme:

- M824: Suchraum Heide – Suchraum Albersdorf – Suchraum Pöschendorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Heide über Suchraum Gemeinden Albersdorf/Bendorf/Bornholt/Schafstedt nach Suchraum Pöschendorf vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das Umspannwerk Suchraum Heide (Suchraum Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden) zusätzlich zum Umspannwerk Heide/West mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die 380-kV-Doppelleitung Heide/West – Husum/Nord einzuschleifen. Im Suchraum Albersdorf (Suchraum Gemeinden Albersdorf/Bendorf/Bornholt/Schafstedt) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten sowie voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau). Darüber hinaus ist das Umspannwerk Suchraum Pöschendorf (Suchraum Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft) mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die 380-kV-Doppelleitung Audorf/Süd – Wilster/West einzuschleifen. An das Umspannwerk Suchraum Heide ist weiterhin der DC-Konverter für den Heide-Hub (s. DC31) sowie an das Umspannwerk Suchraum Pöschendorf der DC-Konverter für den Pöschendorf-Hub (s. DC32) anzuschließen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M824	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	39		x	x	x	x	x	x	2032	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die hier aufgeführte Maßnahme verbessert die Vermaschung der bisher nur über Brunsbüttel in das 380-kV-Netz eingebundenen Westküstenleitung und trägt maßgeblich zur Entlastung der Leitung Husum/Nord – Suchraum Heide bei. Darüber hinaus wird die Einbindung der DC-Hubs Suchraum Heide und Suchraum Pöschendorf mit je zwei Offshore-Netzanbindungssystemen sowie einer Onshore-HGÜ (DC31 und DC32) in das AC-Netz verbessert. Das zusätzliche Umspannwerk in Suchraum Gemeinden Albersdorf/Bendorf/Bornholt/Schafsted wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

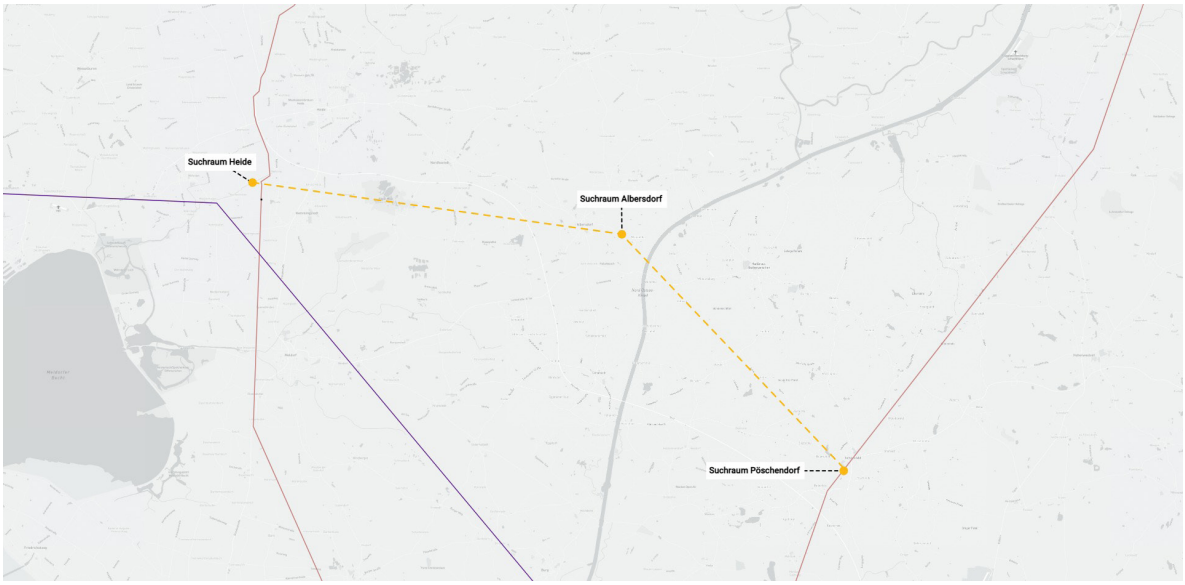
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zwischen Heide2 und Pöschendorf existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Außerdem bietet sich keine sinnvolle Alternative an, die gleichzeitig die Westküstenleitung mit der Mittelachse sowie die beiden DC-Hubs mit einander verbindet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P476 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P477: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Ohlensehlen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält die folgende Maßnahme:

- M812: Landesbergen – Ohlensehlen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zwischen Landesbergen und Ohlensehlen in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Landesbergen und Ohlensehlen zu verstärken (Netzverstärkung). In Ohlensehlen sind außerdem zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M812	L	NI	NV	Ersatzneubau		17	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Der bestehende einzelne 380-kV-Stromkreis von Landesbergen über Ohlensehlen nach Wehrendorf ist ein wesentlicher Ost-West-Transportkanal, der verstärkt werden muss. Das Projekt trägt zur Entlastung der südlich parallel verlaufenden Kuppelleitung zwischen Amprion (Gütersloh) und TenneT (Bechterdissen) bei. Nach Ankündigung des unterlagerten Netzbetreibers Avacon wird zudem aufgrund des starken Zubaus an erneuerbaren Energien in der Region Ohlensehlen eine Erhöhung der Umspannkapazität von zwei weiteren Transformatoren im Umspannwerk Ohlensehlen notwendig. Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Projekt P27.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Für die (n-1)-sichere Anbindung von Ohlensehlen sowie wegen des Ost-West-Transits ist ein Ersatzneubau mit zwei 380-kV-Stromkreisen erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Alternativ zur Maßnahme M811 wäre theoretisch die Auflage eines zusätzlichen Stromkreises auf dem bestehenden Gestänge möglich. Diese Maßnahme beseitigt die bestehenden Engpässe jedoch nur unzureichend und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P477 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P478: Netzausbau zwischen Suchraum Pöschendorf, Hemmoor und Alfstedt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M828a: Suchraum Pöschendorf – B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) über Wilster
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Pöschendorf über Wilster nach Wewelsfleth vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das im Rahmen von P476 zu errichtende 380-kV-Umspannwerk in Suchraum Pöschendorf (Suchraum Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft) um zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). Bis Wilster ist die Führung der Leitung parallel zur bestehenden 380-kV-Doppelleitung Audorf/Süd – Wilster/West vorgesehen. Anschließend soll die 380-kV-Doppelleitung in der Trasse der 380-kV-Doppelleitung Wilster – Brokdorf nach Wewelsfleth zur Elbe geführt werden.
- M828b Elbekreuzung: B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) – L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zwischen Wewelsfleth und Wischhafen als Erdkabel in einem Tunnelbauwerk vorgesehen, das in Bündelung mit dem Tunnelbauwerk von SuedLink (DC3/DC4) geführt werden soll (Netzausbau).
- M828c: L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) – Hemmoor – Alfstedt
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von der Elbekreuzung bei Freiburg (Elbe)/Wischhafen über Hemmoor nach Alfstedt vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk in Alfstedt um zwei zusätzliche Schaltfelder sowie zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren zu verstärken (Netzverstärkung).
  In Hemmoor (Suchraum Samtgemeinde Hemmoor) ist darüber hinaus ein 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M828a	L	SH	NA, NV	Parallelneubau		40	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M828b	L	NI, SH	NA	Neubau in neuer Trasse	5		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M828c	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	32		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die zugrundeliegende 380-kV-Netzstruktur wäre ohne die hier aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus trägt die neue Leitung maßgeblich zur Entlastung der Leitungen Pöschendorf – Wilster/West und Wiemersdorf/Hardebek – Ulzburg bei. Durch die Maßnahmen entsteht ein weiterer Nord-Süd-Kanal zum Abtransport von Energie aus erneuerbaren Quellen. Darüber hinaus sind die Schaltanlagen Pöschendorf und Alfstedt als Startpunkte für die HGÜ-Verbindungen DC32 (NordOstLink2) und DC41 vorgesehen. Die Schaltanlage in Pöschendorf ist des Weiteren als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (Projekte NOR-13-2 bzw. NOR-16-2) vorgesehen. Das Umspannwerk in Hemmoor wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen sowie Industriekunden versorgen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. DDas Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Die von Wilster/West nach Stade/West führende 380-kV-Leitung wird bereits im Rahmen von P26 auf 4.000 A je Stromkreis ertüchtigt. Ebenfalls bereits ertüchtigt ist die Leitung von Hamburg/Nord nach Dollern. Darüber hinaus existiert zwischen Pöschendorf und Alfstedt keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu M828 wäre eine 380-kV-Doppelleitung von Pöschendorf über Wilster parallel zu P26 inkl. zusätzlicher Elbekreuzung bei Dollern sowie Führung parallel zu P23 von Dollern nach Alfstedt möglich. Diese Alternative müsste komplett als Parallelneubau ausgeführt werden und wäre darüber hinaus deutlich länger. Daher wurde sie verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P478 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P480: Ad hoc-Maßnahmen in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Höchstspannungsebene in der TenneT-Regelzone und enthält folgende Maßnahmen:

- M844: Netzverstärkung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Grohnde (HTL-Umbeseilung)
- M845: 3./4. Querregeltransformator (PST) Diele
- M847: Netzverstärkung Karben – Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)

Darüber hinaus wird – vorbehaltlich einer entsprechenden gesetzlichen Anpassung zur Verkürzung des Genehmigungsverfahrens – eine Inbetriebnahme der folgenden Projekte, die bereits Bestandteil des NEP sowie des Bundesbedarfsplans sind, bis 2030 angestrebt:

- P133/P211: Netzverstärkung Borken – Gießen – Karben (HTL-Umbeseilung)
- P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Voerde – Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen – Borken (HTL-Umbeseilung)

Darüber hinaus hat das Projekt

- P230: Netzverstärkung Dipperz – Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)

ebenfalls eine deutliche engpassreduzierende Wirkung. Zwar kann eine Inbetriebnahme bis 2030 voraussichtlich nicht sichergestellt werden (s. hierzu auch die Ausführungen im Steckbrief von P230), dennoch ist eine Inbetriebnahme vor dem Zielhorizont 2037 des aktuellen Netzentwicklungsplans prinzipiell möglich.

Bei den ausgewiesenen Maßnahmen bzw. Projekten handelt es sich um einen bzw. zwei zentrale Nord-Süd-Transportkorridore im TenneT-Netz zwischen Wahle bei Braunschweig bzw. Landesbergen bei Hannover und Großkrotzenburg bei Frankfurt. Aus Gründen der (n-1)-Sicherheit ist eine HTL-Umbeseilung nur abschnittsweise sowie zeitlich versetzt möglich.

Ergänzend werden nachfolgende Maßnahmen durch ein entsprechendes Anzeigeverfahren bis 2025 umgesetzt, für die keine weiteren baulichen Maßnahmen erforderlich sind. Diese Maßnahmen sind hier nur informatorisch aufgeführt, da sie ebenfalls eine Reduktion des Redispatch-Bedarfs bis 2030 ermöglichen:

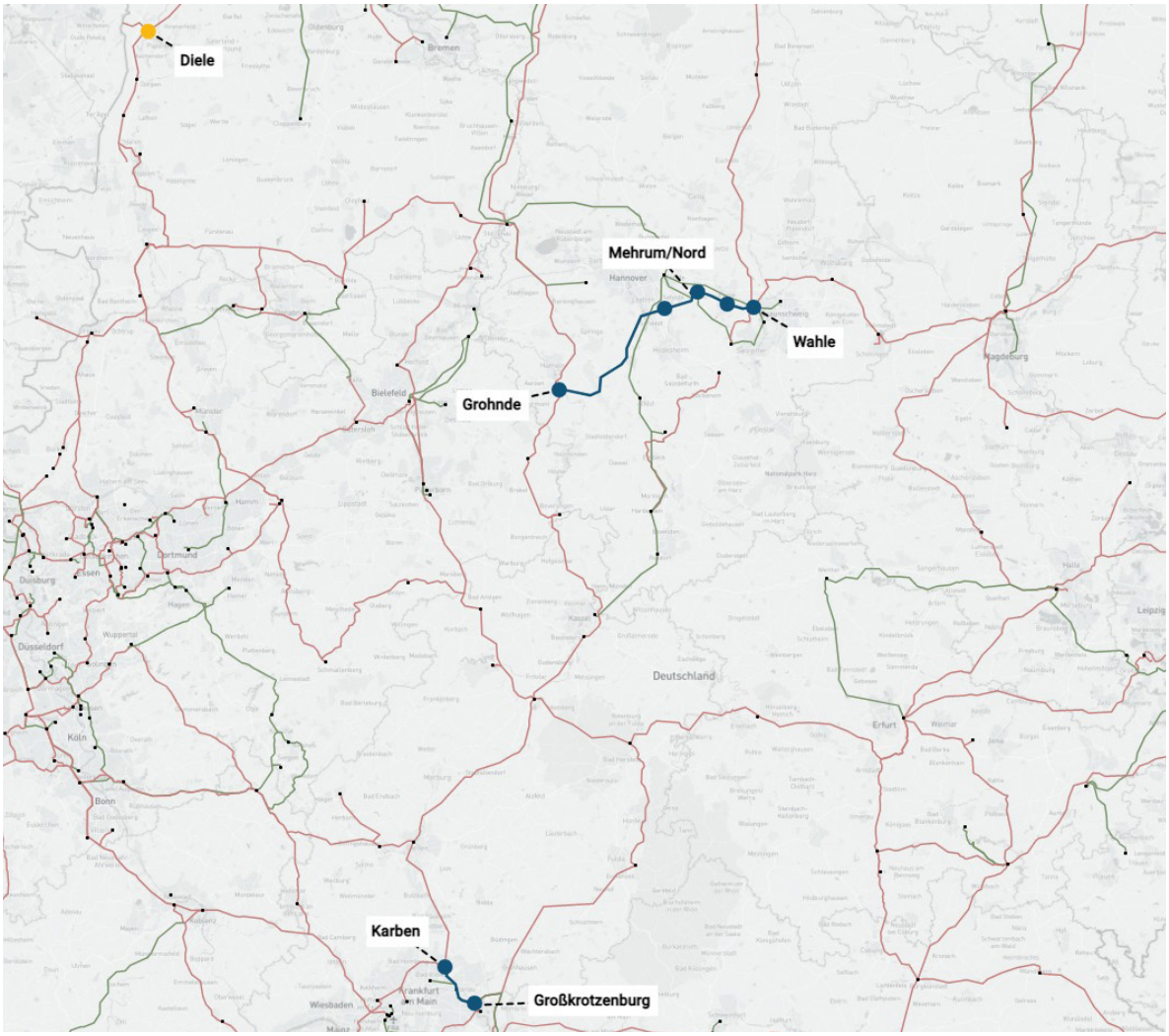
- Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Brunsbüttel – Süderdonn und Süderdonn – Heide/West der Westküstenleitung in Schleswig-Holstein auf 4.000 A
- Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Audorf/Süd – Hamburg/Nord sowie Audorf/Süd – Kummerfeld der Mittelachse in Schleswig-Holstein auf 4.000 A

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M844	Netzverstärkung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/ Nord – Algermissen – Grohnde (Ad hoc-Maßnahme)	L	NI	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		89	2030	0: Noch keine Aktivität
M845	Querregeltransformatoren (PST) in Diele (Ad hoc-Maßnahme)	A	NI	NA				2030	0: Noch keine Aktivität
M847	Netzverstärkung Karben – Großkrotzenburg (Ad hoc-Maßnahme)	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		20	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Die Notwendigkeit der Ad hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft, das die Rahmenbedingungen des Osterpakets (u.a. Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80% eines erhöhten Bruttostromverbrauchs von 750 TWh) berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit den bis 2030 umsetzbaren Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen verbleiben unter diesen Rahmenbedingungen im Netz erhebliche Engpässe und damit ein erhebliches Redispatch-Volumen, das durch die Ad-hoc-Maßnahmen entsprechend reduziert werden kann. Der Fokus lag dabei auf Maßnahmen, die unter gewissen Bedingungen voraussichtlich kurzfristig – bis 2025 bzw. 2030 – umsetzbar sind.

Bedingung für eine kurzfristige Umsetzung der in diesem Projekt genannten HTL-Umbeseilungsmaßnahmen ist eine gesetzliche Verkürzung oder sogar Abschaffung der Genehmigungsverfahren für Umbeseilungsprojekte mit Hochtemperaturleitern. Darüber hinaus sind für die Realisierung der Umbeseilungsmaßnahmen in bestehender Trasse Restriktionen der Netzbetriebsführung, wie z.B. die Verfügbarkeit geeigneter Schaltzeitfenster, zu berücksichtigen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P481: Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg2, Trennfeld, Wallmersbach und Raitersaich

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält folgende Maßnahmen:

- M830: Großkrotzenburg2 – Trennfeld
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Großkrotzenburg und Trennfeld durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg2 nach Trennfeld vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die im Rahmen von P471 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Großkrotzenburg2 (Suchraum Gemeinde Großkrotzenburg/Stadt Hanau) um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage Trennfeld durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung).
- M831: Trennfeld – Wallmersbach – Raitersaich/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Trennfeld und Raitersaich durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Trennfeld über Wallmersbach nach Raitersaich/West vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk in Raitersaich/West um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). In Wallmersbach (Suchraum Stadt Uffenheim) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit ist eine Netztrennung zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 erforderlich.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M830	L	BY, HE	NV	Ersatzneubau		76	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M831	L	BY	NV	Ersatzneubau		115	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal zwischen Hessen und Bayern. Bereits im Grundfall ist die Leitung als Folge ihrer begrenzten Übertragungskapazität hoch belastet. Bei Ausfall eines Stromkreises ist darüber hinaus der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Darüber hinaus kann durch den Ersatzneubau die leistungsschwache 220-kV-Infrastruktur in der Region abgelöst werden. Das zusätzliche Umspannwerk in Wallmersbach wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

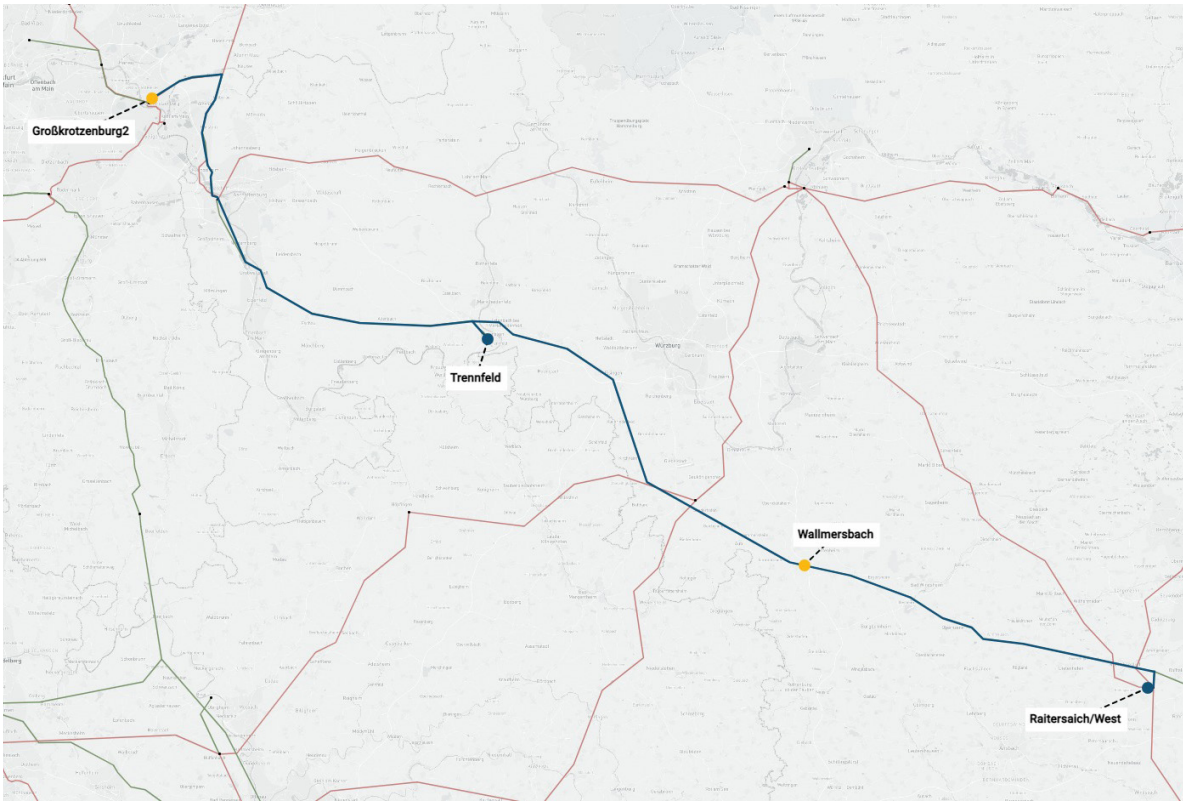
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P481 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P482: Netzverstärkung zwischen Ludersheim/West und Schwandorf

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahme:

- M832: Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) – Amberg – Schwandorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Ludersheim und Schwandorf durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) über Amberg nach Schwandorf vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür sind die im Rahmen von P53 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) sowie die 380-kV-Schaltanlage Schwandorf jeweils um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). In Amberg ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M832	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		63	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt trägt zur Entlastung der Leitungen zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld bei. Darüber hinaus kann durch den Ersatzneubau die leistungsschwache 220-kV-Infrastruktur in der Region abgelöst werden. Das zusätzliche Umspannwerk in Amberg wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

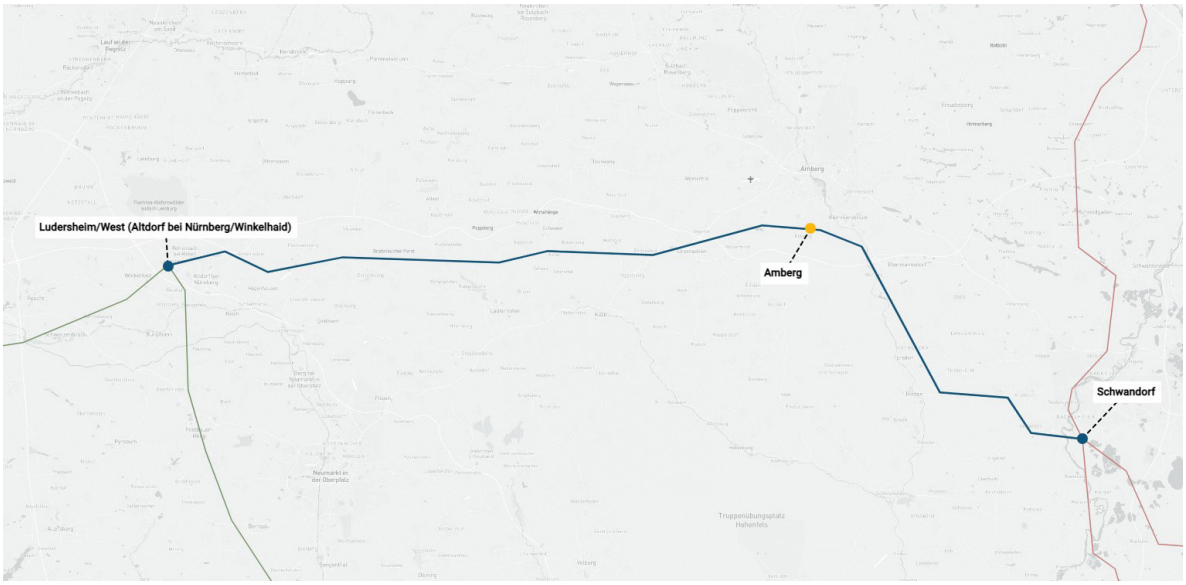
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P482 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P483: Querregeltransformatoren (PST) im Suchraum Nüttermoor

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Niedersachsens über die Leitung Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West und enthält folgende Maßnahme:

- M833: Querregeltransformatoren (PST) Suchraum Nüttermoor
  Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Niedersachsen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in dem im Rahmen von P470 zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Suchraum Nüttermoor (Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland)/Gemeinden Moormerland und Jemgum) vier PST errichtet (Netzoptimierung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M833	A	NI	NA				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Sie reduzieren Engpässe im Netz und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Der Suchraum Nüttermoor ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Emden – Dörpen/West. Indirekt können dadurch die angrenzenden Achsen Emden – Conneforde und von Dörpen/West zu Amprion beeinflusst werden.
Das Projekt trägt maßgeblich zur Entlastung der Leitung Emden – Conneforde bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Mit der Maßnahme M833 kann eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur erreicht werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ stünden zur Beseitigung der Engpässe allenfalls weitere Netzverstärkungsmaßnahmen zur Verfügung, die aber eine schlechtere NOVA-Einstufung haben und insofern verworfen wurden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P483 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P484: Querregeltransformatoren (PST) und Umspannwerk Suchraum Gambach

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Bayerns sowie der Aufnahme von EE-Rückspeisung aus dem unterlagerten Verteilnetz und enthält folgende Maßnahme:

- M834: Querregeltransformatoren (PST) Suchraum Gambach
  Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Bayern ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in dem mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk am Kreuzungspunkt der 380-kV-Leitung Aschaffenburg – Bergrheinfeld/West mit der 110-kV-Leitung des Bayernwerks in Gambach (Suchraum Stadt Karlstadt am Main/Gemeinden Eußenheim und Gössenheim) vier PST errichtet (Netzoptimierung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M834	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Sie reduzieren Engpässe im Netz und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Der Suchraum Gambach ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Großkrotzenburg – Bergrheinfeld/West. Indirekt können dadurch die angrenzenden Achsen Großkrotzenburg – Dipperz und Dipperz – Bergrheinfeld/West beeinflusst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

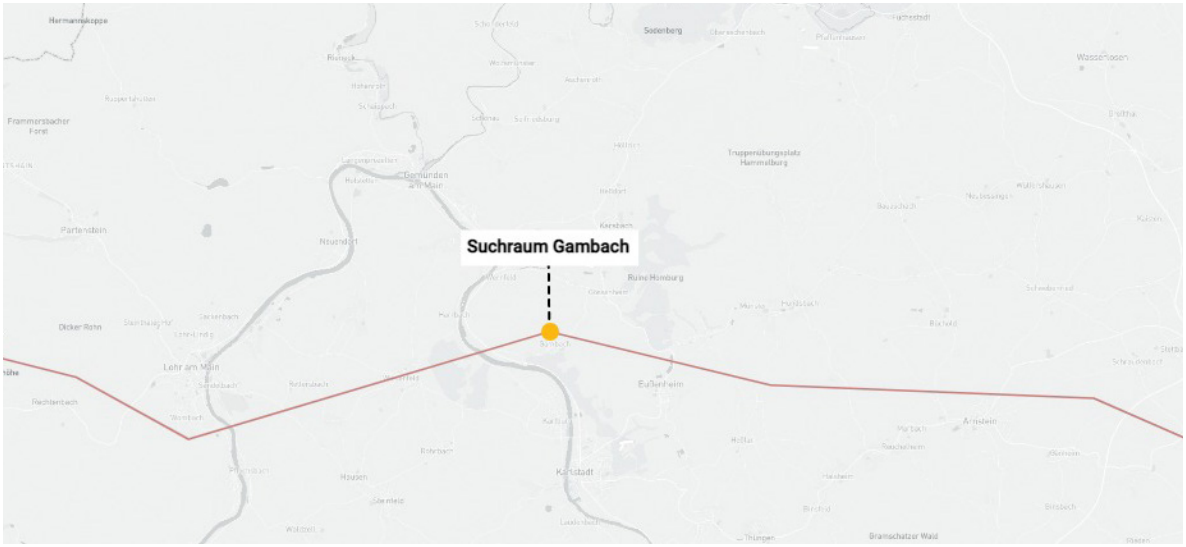
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Mit der Maßnahme M833 kann eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur erreicht werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ stünden zur Beseitigung der Engpässe allenfalls weitere Netzverstärkungsmaßnahmen zur Verfügung, die aber eine schlechtere NOVA-Einstufung haben und insofern verworfen wurden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P484 wurde erstmals im NEP 2037 (2023) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P485: Netzverstärkung und -ausbau: Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M485a: Eula – Weida – Herlasgrün
  Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Eula über das bestehende UW Weida zum bestehenden UW Herlasgrün ist vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen Eula und Weida sind zu erweitern. Mit der Realisierung dieser Maßnahme wird das aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche UW Herlasgrün für den 380-kV-Betrieb erweitert bzw. neu errichtet.
- M835: Herlasgrün – Suchraum Marktleuthen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen zweisystemigen 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A zwischen den UW Herlasgrün und Suchraum Marktleuthen (Regelzone TenneT) vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist im Suchraum Stadt Marktleuthen/ Stadt Kirchenlamitz ein 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung sowie die 380-kV-Doppelleitung Mechlenreuth – Etzenricht einzuschleifen (Netzausbau).

M-Nr.	Leitung/ Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M485a	L	SN, TH	NV	Ersatzneubau		101	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M835	L	BY, SN	NA	Neubau in neuer Trasse	69		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen, Sachsen und Bayern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik sowie Onshore-Windleistung. Zudem wird in der Region ein signifikanter Anstieg der Last durch eine stetig zunehmende Elektrifizierung erwartet. Das neue Umspannwerk im Suchraum der Stadt Marktleuthen/ Stadt Kirchenlamitz wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung Eula – Röhrsdorf – Weida besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zudem weisen die bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Thüringen und Bayern unzulässig hohe Auslastungen auf. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit der bestehenden 220-kV-Leitung durch den Ersatzneubau mit einer 380-kV-Leitung vom bestehenden UW Eula über das bestehende UW Weida zum bestehenden UW Herlasgrün. Darüber hinaus ist eine neue 380-kV-Verbindung zwischen Sachsen und Bayern zwischen den UW Herlasgrün und dem Suchraum Marktleuthen erforderlich. Ohne diese Maßnahmen kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen. Das Projekt trägt maßgeblich zur Entlastung der westlich parallel verlaufenden Leitung Altenfeld – Redwitz bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

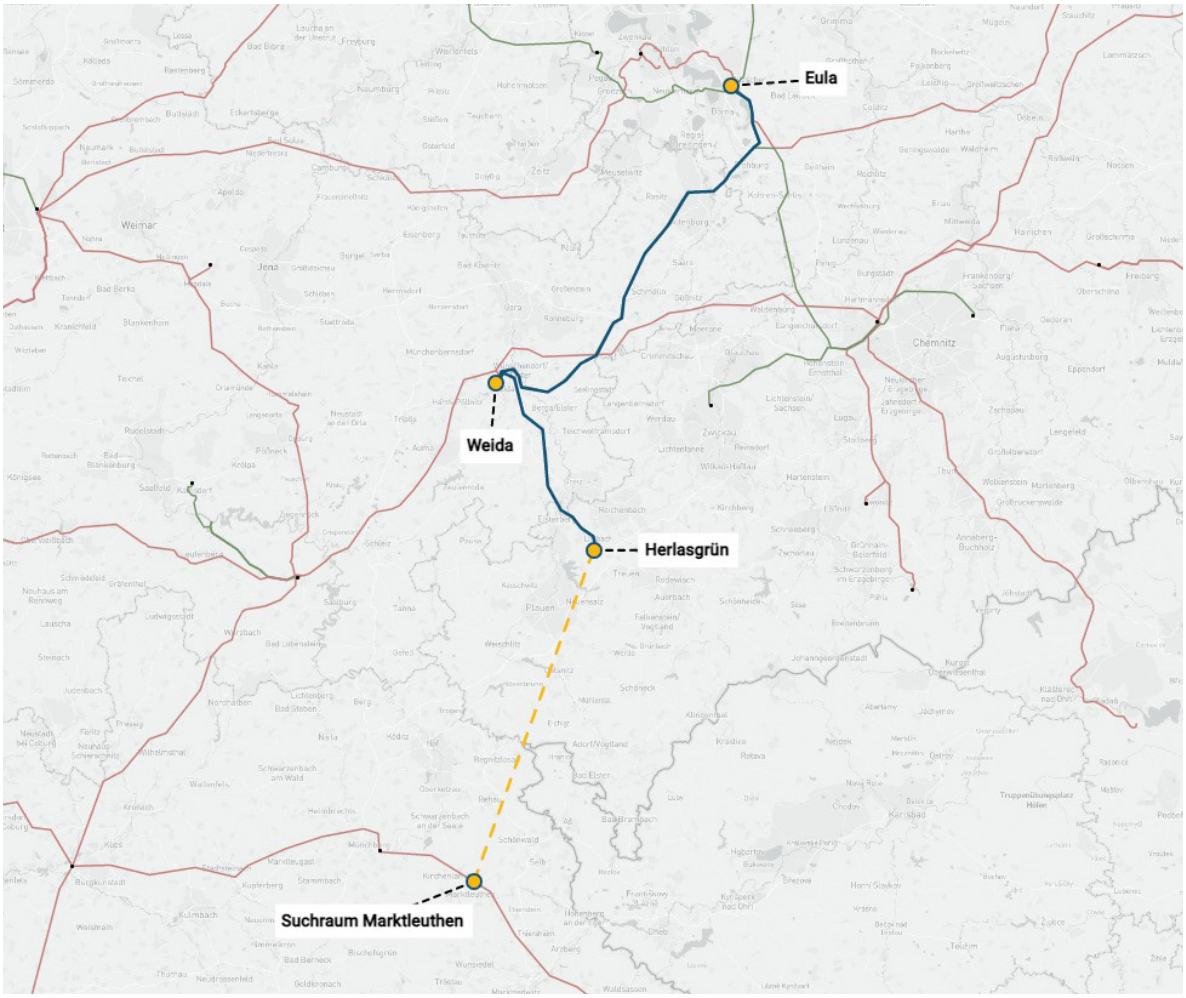
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 220-kV- bzw. 380-kV-Leitungen nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den bestehenden UW Eula, Weida und Herlasgrün besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden in diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung Eula – Weida keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten. Als Alternative zum neuen UW Suchraum Marktleuthen wäre theoretisch das UW Mechlenreuth denkbar, allerdings ist dieses UW aus Platzgründen nicht mehr erweiterbar und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P485 wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P486: Netzverstärkung und -ausbau Großkrotzenburg2 – Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb des Großraums Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M836: Großkrotzenburg2 – Frankfurt/Nord
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung von Großkrotzenburg über Dörnigheim nach Frankfurt/Nord durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg2 nach Frankfurt/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die im Rahmen von P471 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Großkrotzenburg2 (Suchraum Gemeinde Großkrotzenburg/Stadt Hanau) um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Frankfurt/Nord durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung). Als Ersatz für das 220-kV-Umspannwerk Dörnigheim ist der Neubau eines 380-kV-Umspannwerks Maintal (Suchraum Stadt Maintal) mit zwei 380/110-kV-Transformatoren erforderlich (Netzverstärkung), das voll in die 380-kV-Bestandsleitung Karben – Großkrotzenburg eingeschliffen werden soll (s. P366 M760).
- M837: Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Frankfurt/Nord nach Suchraum Bommersheim vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die im Rahmen von M837 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage in Frankfurt/Nord zu verstärken (Netzverstärkung) sowie im Suchraum Bommersheim (Suchraum Städte Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe) eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten.
- M837a: Volleinschleifung Suchraum Bommersheim und Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist das geplante 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Bommersheim (Suchraum Städte Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe) voll in die bestehende 380-kV-Doppelleitung Karben – Frankfurt/Südwest einzuschleifen. Dies bedeutet, dass die Bestandsleitung voraussichtlich auf mehreren Kilometern zwischen Ober-Erlenbach, Suchraum Bommersheim und Eschborn als Ersatzneubau errichtet werden muss, da die Bestandsleitung östlich der Autobahn eng an bestehender Wohnbebauung verläuft und eine Leitungskreuzung mit M837 vermieden werden sollte. Darüber hinaus ist die – ggf. teilweise – Verlegung der Bestandsleitung aus betrieblichen (n-1)-Gründen erforderlich. Da auch das geplanten Umspannwerk Eschborn (s. P366 M400) voll in die Bestandsleitung eingeschliffen werden soll und insofern zwischen Suchraum Bommersheim und Eschborn mehrere Kreuzungen mit der Autobahn A5 zum Anschluss an die Bestandsleitung erforderlich wären, sollte diese idealerweise zwischen Ober-Erlenbach, Bommersheim und Eschborn vollständig westlich der A5 neu errichtet werden. In diesem Zuge wäre eine Ertüchtigung der Doppelleitung auf 4.000 A je Stromkreis möglich.

Aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit ist eine Netztrennung zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg2 erforderlich.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M836	L	HE	NA, NV	Ersatzneubau		22	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M837	L	HE	NA	Neubau in neuer Trasse	13		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M837a	L	HE	NV	Ersatzneubau		12	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Um die Versorgungssicherheit der Stadt Frankfurt aufgrund ihres starken Lastzuwachses zu erhöhen, ist die (n-1)-sichere Anbindung sowie eine Vermaschung des starken Lastknotens Frankfurt/Nord erforderlich. Daher ist einerseits die Ablösung der 220-kV-Infrastruktur zwischen Großkrotzenburg und Frankfurt/Nord notwendig sowie darüber hinaus der Ringschluss von Frankfurt/Nord nach Bommersheim.

Weiterhin ist die bestehende 220-kV-Leitung bereits ausgereizt und kann nicht mehr Leistung übertragen. Um weitere Lastzunahmen zu ermöglichen, sowie für den Anschluss weiterer Rechenzentren, ist die Umstellung erforderlich, damit mehr Leistung übertragen werden kann. Es mussten bereits zahlreiche Anfragen nach Bereitstellung weiterer Leistung abgelehnt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zwischen Großkrotzenburg, Fechenheim und Frankfurt/Südwest existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

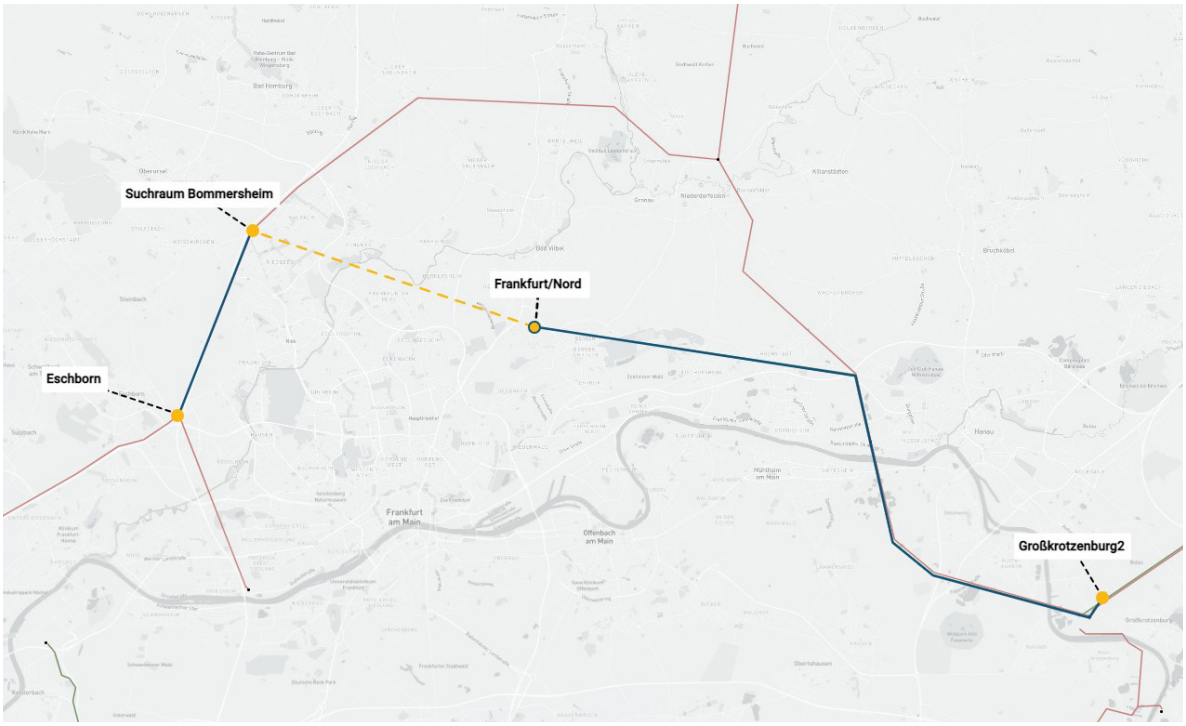
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen zur Maßnahme M836 wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Zwischen Frankfurt/Nord und Bommersheim besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die ertüchtigt werden könnte.

Alternativ zur Maßnahme M837 wurde die Verbindung Frankfurt/Nord – Fechenheim untersucht. Jedoch ist Fechenheim ebenso wie Frankfurt/Nord ein großer Lastschwerpunkt, welcher nicht mit einem weiteren verbunden werden sollte, um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden. Daher wurde die Alternative verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P486 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P487: Netzverstärkung zwischen Raitersaich, Ingolstadt, Vohburg und Sittling

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahmen:

- M838: Raitersaich/West – Ingolstadt
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Raitersaich und Ingolstadt durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Raitersaich/West nach Ingolstadt vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk Raitersaich/West um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken sowie das bestehende 220-kV-Umspannwerk Ingolstadt durch ein neues 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung) sowie zusätzlich in die bestehenden 380-kV-Stromkreise Raitersaich – Irsching voll einzuschleifen.
- M839: Ingolstadt – Vohburg – Sittling
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Ingolstadt und Sittling durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Ingolstadt über Vohburg nach Sittling vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk in Sittling um zwei zusätzliche Schaltfelder sowie um zwei weitere 380/110-kV-Transformatoren zu verstärken (Netzverstärkung). In Vohburg (Suchraum Stadt Vohburg an der Donau) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M838	L	BY	NV	Ersatzneubau		93	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M839	L	BY	NV	Ersatzneubau		25	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung ist ein wesentlicher Nord-Süd-Transportkanal innerhalb Bayerns. Das Projekt trägt maßgeblich zur Entlastung der Leitungen Altheim – Isar sowie Altheim – Ottenhofen bei. Langfristig kann durch den Ersatzneubau die leistungsschwache 220-kV-Infrastruktur in der Region nachhaltig abgelöst werden. Die Einschleifung des 380-kV-Ersatzneubaus des Umspannwerks Ingolstadt in die Bestandsleitung stärkt darüber hinaus die Vermaschung des 380-kV-Netzes in der Region. Das zusätzliche Umspannwerk in Vohburg wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. DDas Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

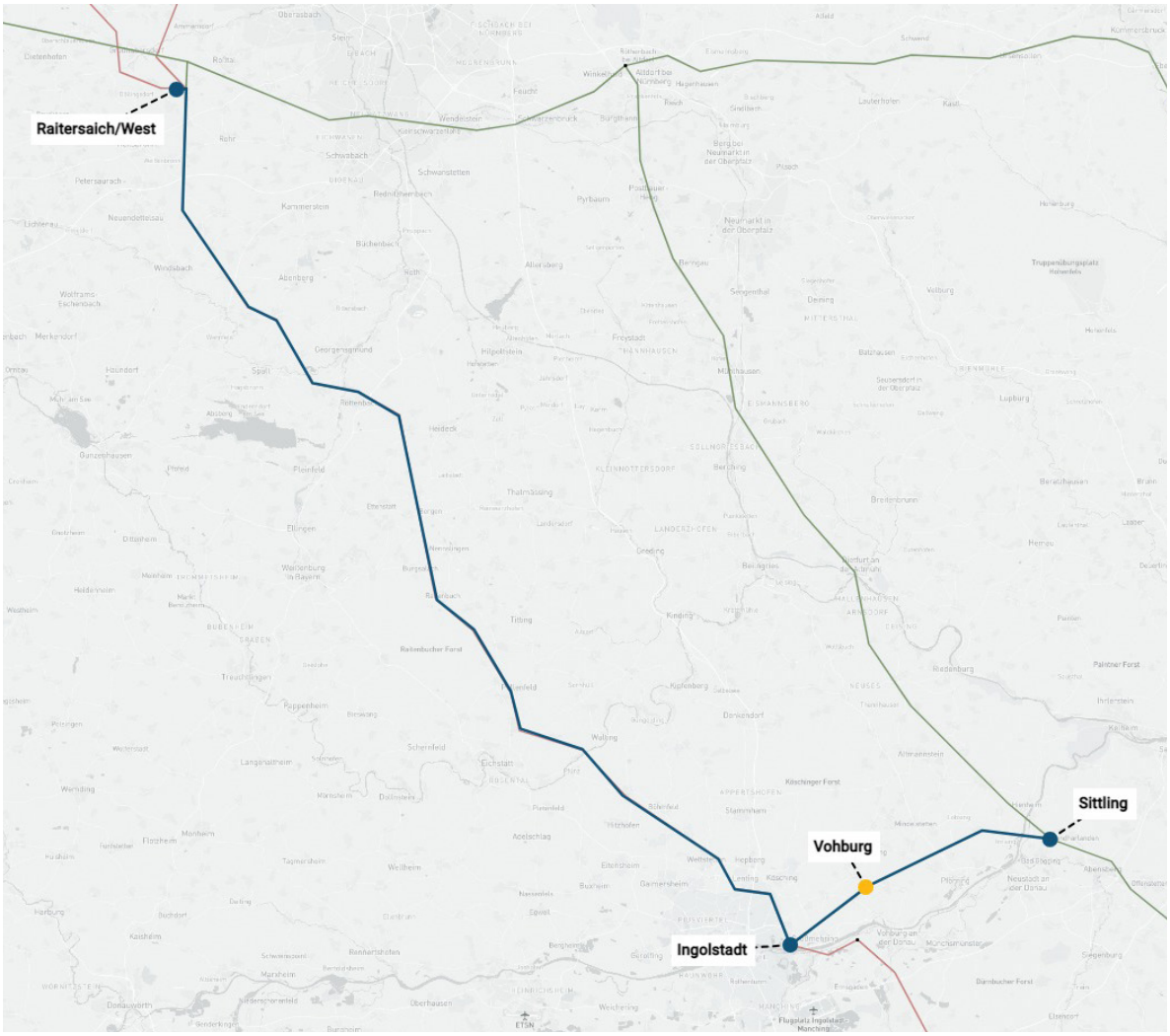
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P487 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P488: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Marienberg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahmen:

- M841: Oberbachern – Neufinsing
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Spannungsumstellung der bestehenden 220-kV-Stromkreise zwischen Oberbachern und Neufinsing auf 380-kV vorgesehen (Netzoptimierung). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage Oberbachern um zwei zusätzliche Schaltfelder und einen vierten 380/110-kV-Transformator zu verstärken. Darüber hinaus ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Neufinsing durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit vier 380/110-kV-Transformatoren sowie einem 380/220-kV-Transformator abzulösen (Netzverstärkung).
- M842: Ottenhofen – Neufinsing
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Spannungsumstellung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Ottenhofen und Neufinsing auf 380-kV vorgesehen (Netzoptimierung). Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen sowie die im Rahmen von M841 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Neufinsing jeweils um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).
- M843: Neufinsing – Marienberg
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Neufinsing und Marienberg durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die im Rahmen von M841 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Neufinsing um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung) sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage Marienberg durch eine 380-kV-Schaltanlage mit vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M841	L	BY	NO	Zu-/Umbeseilung		39	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M842	L	BY	NO	Zu-/Umbeseilung		6	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M843	L	BY	NV	Ersatzneubau		52	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Marienberg und Neufinsing ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Durch den Neubau des Umspannwerks Neufinsing in 380-kV ergibt sich die Notwendigkeit, auch die 220-kV-Stromkreise nach Oberbachern und Ottenhofen auf 380-kV umzustellen. Anderenfalls wäre die Aufstellung mehrerer 380/220-kV-Transformatoren in Neufinsing erforderlich, um die bestehenden 220-kV-Stromkreise zu versorgen. Darüber hinaus kann durch den Ersatzneubau die 220-kV-Infrastruktur in der Region mit Ausnahme der Leitung Irsching – Zolling – Neufinsing abgelöst werden. Perspektivisch ist in der Region mit einem weiteren Ausbau der Umspannkapazität zum Verteilnetz zu rechnen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

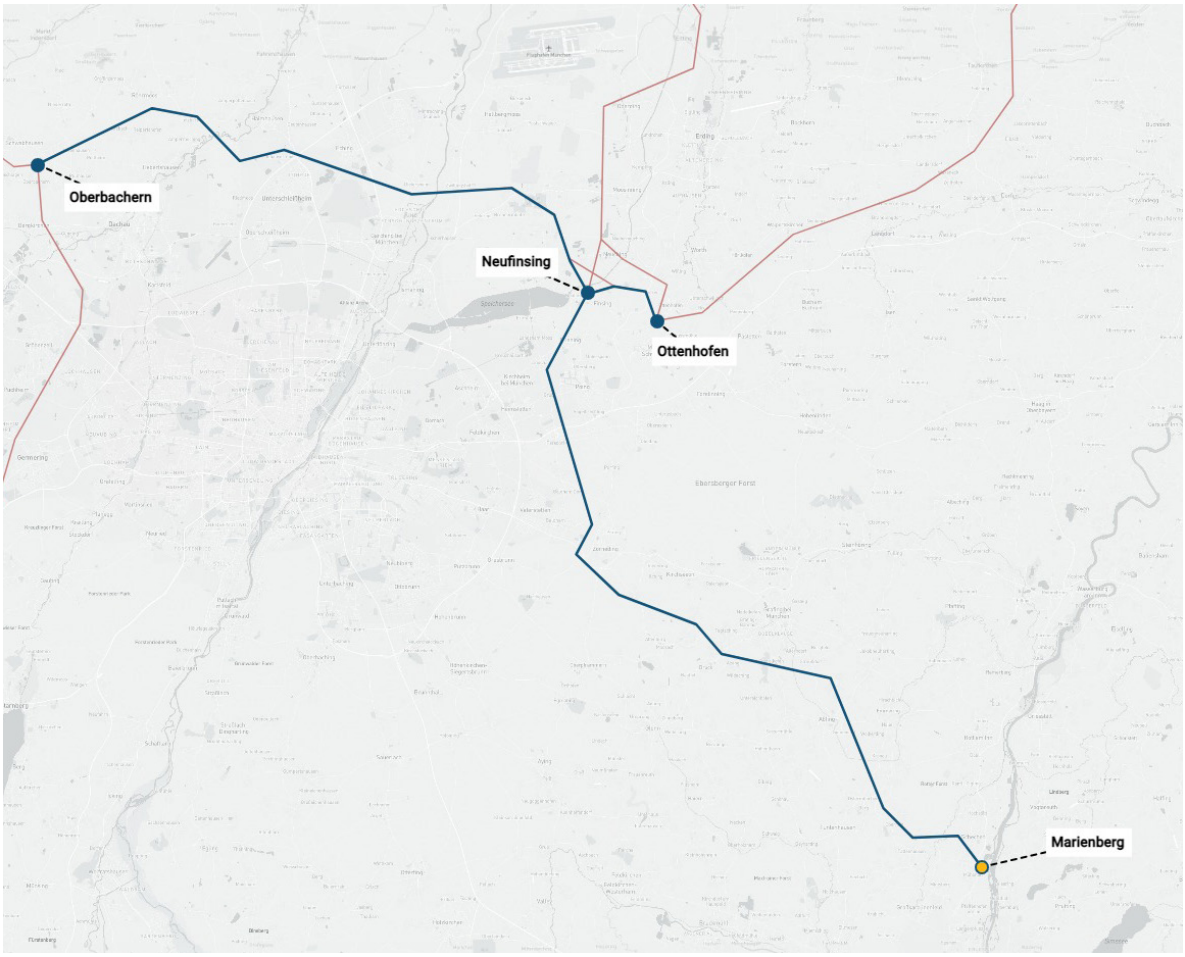
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung zwischen Neufinsing und Marienberg in bestehender Trasse neu errichtet werden. Zwischen Oberbachern, Neufinsing und Ottenhofen ist eine Spannungsumstellung der bestehenden Stromkreise ausreichend.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P488 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P489: Netzverstärkung Raum Wilhelmshaven

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M810: Netzausbau zwischen Inhausen/neu und Wilhelmshaven2
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom Umspannwerk Inhausen/neu zum Umspannwerk Wilhelmshaven 2 (Netzausbau). Darüber hinaus ist in räumlicher Nähe zum bestehenden 220-kV-Umspannwerk Inhausen auf dem Gebiet der Stadt Wilhelmshaven ein neues 380-kV-Umspannwerk Inhausen/neu neu zu errichten (Netzverstärkung). Weiterhin ist das Umspannwerk Wilhelmshaven2 um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).
- M811: Netzverstärkung von Maade/neu nach Wilhelmshaven2
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom Umspannwerk Maade/neu zum Umspannwerk Wilhelmshaven2 im Trassenraum der vorhandenen 220-kV-Leitung erforderlich (Netzverstärkung). Das bestehende 220-kV-Umspannwerk in Maade ist auf dem Gebiet der Stadt Wilhelmshaven als Maade/neu in 380-kV neu zu errichten. Weiterhin ist das Umspannwerk Wilhelmshaven2 um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M810	L	NI	NA, NV	Neubau in neuer Trasse	2		x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M811	L	NI	NV	Ersatzneubau		6	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Niedersachsen ist eine zusätzliche Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven notwendig. Weiterhin ist Wilhelmshaven2 als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-2 und NOR-11-2). Darüber hinaus ist Wilhelmshaven2 als Startpunkt für die HGÜ-Verbindung DC21 vorgesehen.

Der Neubau der Umspannwerke Inhausen/neu und Maade/neu in 380-kV sowie deren Anschluss an Wilhelmshaven2 ist zum Anschluss diverser Industriekunden aus dem Bereich Energie- und Wasserstoffwirtschaft erforderlich. Die vorliegenden Netzanschlussbegehren übersteigen die Kapazität der bestehenden 220-kV-Umspannwerke und Leitungen bei Weitem.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene für ein engpassfreies Netz nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse als 380-kV-Doppelleitung neu gebaut sowie zwischen Inhausen2 und Wilhelmshaven2 zusätzlich durch einen 380-kV-Neubau ergänzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Maßnahme M811 handelt es sich um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Bei der Maßnahme M810 handelt es sich um einen kurzen Lückenschluss zwischen Wilhelmshaven2 und Inhausen/neu. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P489 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P490: Netzausbau zwischen Suchraum Petersgmünd und Goldshöfe

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT,TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Osten Baden-Württembergs und enthält folgende Maßnahme:

- M840: Suchraum Petersgmünd – Suchraum Nördlingen – Goldshöfe
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Suchraum Petersgmünd (Gemeinden Georgensgmünd/Röttenbach/Stadt Spalt) über Suchraum Nördlingen (Stadt/Gemeinden Nördlingen, Reimlingen, Ederheim, Riesbürg, Kirchheim am Ries, Wallerstein) nach Goldshöfe notwendig (Netzausbau). In der Schaltanlage in Goldshöfe sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich. In die neu zu errichtende Anlage im Suchraum Nördlingen (s. P179 M891) erfolgt eine Doppeleinschleifung beider Stromkreise. Im Suchraum Petersgmünd (Suchraum Gemeinden Georgensgmünd/Röttenbach/Stadt Spalt) ist der Neubau eines 380-kV-Umspannwerks mit vier 380/110-kV-Transformatoren sowie Volleinschleifung in die bestehende 380-kV-Leitung Raitersaich – Irsching erforderlich (Netzausbau).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M840	L	BW, BY	NA	Neubau in neuer Trasse	104		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im Bereich zwischen Ulm und München im Süden sowie Nürnberg und Würzburg im Norden existiert heute nur an den Rändern dieser skizzierten Region ein Übertragungsnetz. Der Bedarf für einen Ausbau innerhalb dieses Bereiches ergibt sich sowohl aus regionalen wie auch überregionalen Aspekten. Zum einen steigt auch hier aufgrund der Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Wärme und der industriellen Prozesse durch Elektrifizierung der Strombedarf stark an. Zum anderen findet, wie generell im ländlichen Raum in Süddeutschland, ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Dadurch ergibt sich, trotz ebenfalls bedeutendem Zubau an Batteriespeichern und je Situation, der Bedarf an einem Transport von Leistung in oder aus dieser Region heraus. Zusätzlich sind die beschriebenen Transportachsen an den Rändern des skizzierten Bereiches durch steigende überregionale Leistungsflüsse überlastet. Um die beschriebenen Bedarfe bestmöglich erfüllen zu können, sind daher der Ausbau des Übertragungsnetzes in Ost-West-Richtung sowie vertikaler Verbindungen zum regionalen Hochspannungsnetz notwendig.

Netzplanerische Begründung

Bei hohen Leistungsflüssen in Nordost-Südwest- sowie Südost-Nordwest-Richtung kommt es zu starken Überlastungen auf den um den skizzierten Bereich liegenden Transportachsen. Dies betrifft in der erstgenannten Situation insbesondere die Achse von der Grenze Thüringen/Bayerns bis nach Baden-Württemberg (Redwitz – Grafenrheinfeld – Kupferzell). In der letztgenannten Situation sind insbesondere die Achsen westlich von München sowie jene zwischen Nürnberg und Frankfurt (Raitersaich – Grafenrheinfeld – Aschaffenburg und Raitersaich – Trennfeld – Großkrotzenburg) betroffen. Die Überlastungen betreffen somit einen sehr

großen Bereich und mehrere unterschiedliche Transportachsen. Die auf den bestehenden Gestängen noch vorhandenen, geringen Leistungsreserven werden im Rahmen anderer Projekte ebenfalls weitestgehend ausgeschöpft. Dies reicht jedoch für eine angemessene Reduktion der Überlastungen nicht aus. In Verbindung mit den beschriebenen regionalen Bedarfen ist daher der Neubau in neuer Trasse die sinnvollste Lösung.

Die Netzverknüpfungspunkte Petersgmünd und Goldshöfe haben sich in Untersuchungen als sinnvoll herausgestellt. Durch diese kann die gleichzeitige Erfüllung der erwarteten überregionalen und an die Übertragungsnetzbetreiber herangetragenen regionalen Bedarfe bestmöglich erfolgen. Im Suchraum Petersgmünd sowie im Suchraum Nördlingen (s. P179 M891) werden hierfür neue Umspannwerke zum regionalen Hochspannungsnetz errichtet. In Nördlingen erfolgt eine Doppeleinschleifung beider Stromkreise der neuen Leitung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

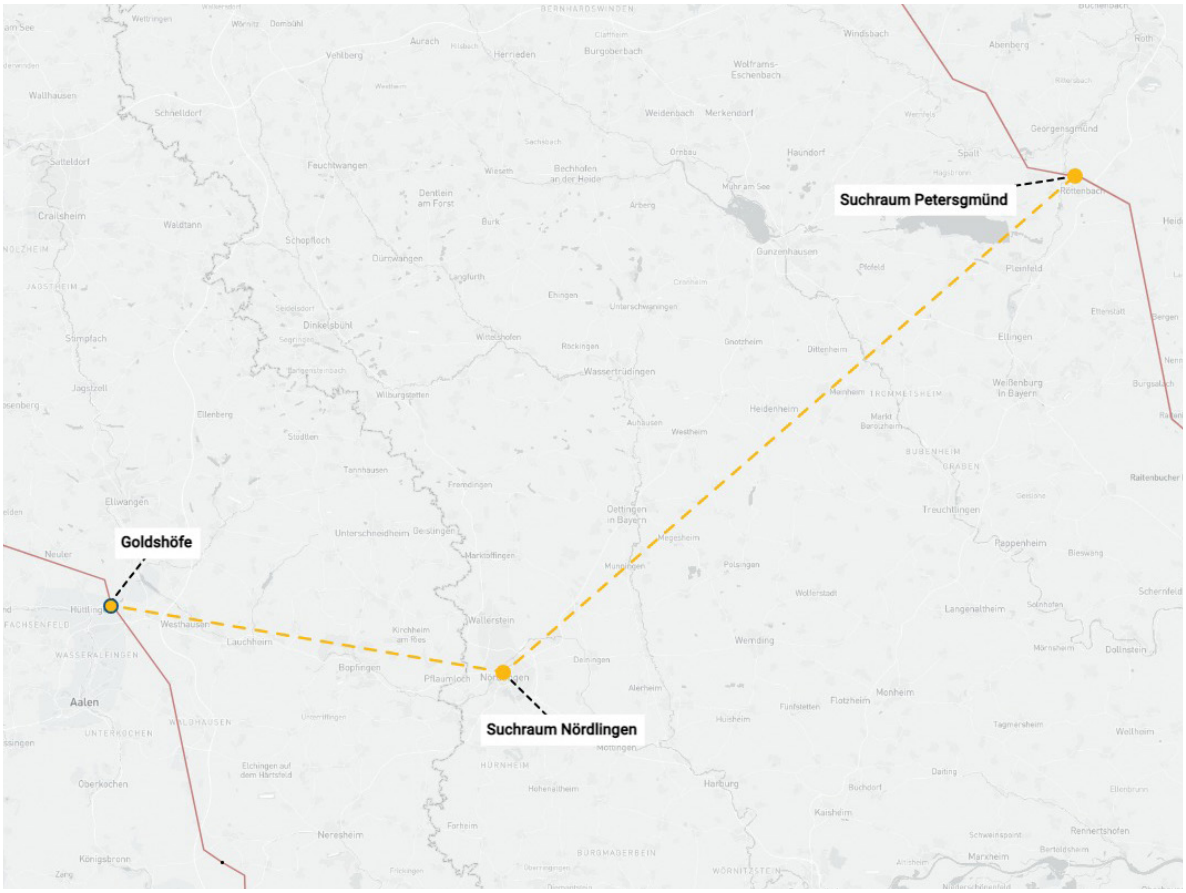
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zwischen Petersgmünd und Goldshöfe existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Netzverknüpfungspunkte Petersgmünd und Goldshöfe haben sich in Untersuchungen zur Erfüllung der erwarteten überregionalen und regionalen Bedarfe als am besten geeignet herausgestellt. Auf den Gestängen der durch die vorliegende Maßnahme entlasteten Stromkreise bestehen nur noch unzureichende Leistungsreserven. Eine Alternative zu P490 wären daher Parallelneubauten entlang der im Abschnitt "Netzplanerische Begründung" beschriebenen überlasteten Leitungszüge. Diese wären jedoch vom Umfang um ein Vielfaches länger. Zur Erfüllung des regionalen Bedarfes wäre darüber hinaus ein umfangreicher Ausbau des Hochspannungsnetzes notwendig. Es ist davon auszugehen, dass für diesen ebenfalls Parallelneubauten oder ein Ausbau des Netzes notwendig würden. Die Vorzugsvariante ist daher der durch P490 beschriebene Ausbau.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P490 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P500: Netzverstärkung und -ausbau Aschaffenburg – Urberach einschließlich Punktmaßnahmen Aschaffenburg und Somborn

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt. Die Kapazitätserhöhung steht im Zusammenhang mit dem Projekt P161 Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt.

- M737: Aschaffenburg/neu – Urberach einschließlich Punktmaßnahmen Aschaffenburg und Somborn
  Am Kreuzungspunkt der 380-kV-Leitungen von Dipperz, Großkrotzenburg und Aschaffenburg ist eine neue 380-kV-Anlage Somborn zu errichten. Die bestehende 380-kV-Anlage Aschaffenburg ist an eine geeignete Stelle im Suchraum Aschaffenburg zu versetzen, wenn eine Erweiterung am bestehenden Standort nicht möglich ist. Zwischen der 380-kV-Anlage Aschaffenburg/neu und der bestehenden 380-kV-Anlage Urberach sind zwei 380-kV-Stromkreise neu zu errichten (Netzausbau). Dies kann voraussichtlich in mehreren Abschnitten durch einen parallelen Neubau zu bestehenden 220-kV- und 110-kV-Trassen erfolgen. Durch die Maßnahme wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg, Somborn, Aschaffenburg und Urberach realisiert.
- In die gemeinschaftliche Schaltanlage Aschaffenburg/neu sind die Stromkreise aus Somborn und Bergrheinfeld/West sowie die neuen Stromkreise aus Urberach voll einzuschleifen. Eine geeignete Fläche ist in einem Suchraum an der westlichen (flussabwärts linken) Seite des Mains entlang der Bestandstrasse zu finden. Darüber hinaus sind als Ersatz für die bestehenden 380/110-kV-Transformatoren in Aschaffenburg drei 380/110-kV-Transformatoren der TenneT in Aschaffenburg/neu aufzustellen. Um die Transformatorleistung in das Verteilnetz zu erhöhen, sind von Amprion zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Nach Inbetriebnahme von P500 wird das bestehende Umspannwerk Aschaffenburg zurückgebaut. Aktuell ist noch in Prüfung, ob die Bestandsanlage Aschaffenburg für die Bedarfe von TenneT und Amprion sowie der beteiligten Verteilnetzbetreiber geeignet erweiterbar ist.

  Die neu zu errichtende Schaltanlage Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/Stadt Alzenau) ist in die 380-kV-Leitungszüge Dipperz – Großkrotzenburg und Großkrotzenburg – Aschaffenburg/neu voll einzuschleifen (Netzausbau). Darüber hinaus sind in Somborn zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Von Somborn aus wird die Avacon durch eine neue 110-kV-Ausleitung zu ihrem UW in Niedermittlau versorgt. Dadurch steht mehr Leistung für den Raum Frankfurt zur Verfügung.

  Die Schaltanlage in Urberach muss voraussichtlich erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M737	L	BY, HE	NA	Neubau in neuer Trasse	29,5		x	x	x	x	x	x	2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen, Ausbau und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord–Süd als auch der Ost–West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung zwischen Aschaffenburg/neu und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in nordöstliche und südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen auf der 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach, die bereits mit dem von der BNetzA bestätigten Projekt P161 auf HTLS umzubeseilen ist. Die neuen Stationen Somborn und Aschaffenburg/neu ermöglichen außerdem die Erhöhung der Transformatorleistung in die örtlichen Verteilnetze. Die langfristige Versorgung steigender Last in der Verteilnetzebene ist über die bestehenden Netzstrukturen nicht möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme P161 M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Darüber hinaus besteht ein weiterer Ausbaubedarf. Dieser könnte durch M737 als Neubau parallel zu bestehenden 220-KV- und 110-kV-Trassen und als Neubau in neuer Trasse erfolgen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme erwiesen.

Alternative: Trassenführung in Bestandstrasse:

Als planerische Alternative ist eine Erweiterung des Projekts P161 um einen dritten und vierten Stromkreis möglich. Allerdings würden die beiden neuen Stromkreise aufgrund von Kurzschlussstromfestigkeit und Platzmangel nicht in Großkrotzenburg, sondern wie in der Maßnahme 737 beschrieben, in Somborn eingebunden werden. Des Weiteren würde der bestehende 220-kV-Trassenabschnitt Großkrotzenburg – Somborn als 380–kV-Trasse neugebaut (Ersatzneubau) und die bestehende 220-kV-Leitung Großkrotzenburg – Trennfeld müsste stattdessen von Somborn nach Trennfeld verlaufen. Hierfür wäre Somborn um die Anbindung der 220-kV-Leitung zu erweitern. Durch die vorhandenen Wohnnutzungskonflikte in der Bestandstrasse und den zusätzlichen planerischen Restriktionen aufgrund der Mainquerung, stehen für die Planung prädestinierte zusammenhängende Flächen nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung. Sowohl ein Parallelneubau als auch der Neubau eines Vierfach-Gestänges mit Provisorium sind somit vor allem im Bereich Großkrotzenburg – Dettingen nachteilhaft und damit nicht zu empfehlen. Diese Variante umfasst keinen zusätzlichen Umspannquerschnitt der Amprion in das örtliche Verteilnetz im Bereich der Gemeinde Babenhausen/Gemeinde Stockstadt am Main, welcher über eine noch zu identifizierende weitere Leitungsbaumaßnahme zur Verfügung gestellt werden müsste.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P500 wurde im NEP 2035 (2021) identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Erhöhung der Übertragungskapazität und der Ausbau zwischen den Netzverknüpfungspunkten Aschaffenburg und Urberach ist als Vorhaben Nr. 96 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 90

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M740: Ersatzneubau und Umbeseilung in oder unmittelbar neben bestehender Trasse Gersteinwerk – Lippe – Mengede
  Es wird eine 380-kV-Verstärkung der Bestandstrasse zwischen Gersteinwerk – Lippe- Mengede durch HTLS-Umbeseilungen sowie durch einen Ersatzneubau einer bestehenden 220-kV-Trasse zwischen Gersteinwerk – Lippe- Waltrop vorgenommen, sodass vier Stromkreise zwischen Gersteinwerk und Mengede verlaufen. Dabei wird die Anlage Lippe eingebunden (Netzverstärkung). Für den benötigten Trassenraum ist eine Umstrukturierung des derzeit in der Region vorhandenen 220-kV-Netzes erforderlich. Dabei wird im Zuge des Projekts die 220-kV-Leitung von Gersteinwerk über Elmenhorst, Ruhrzink und Pöppinghausen, mit Ausnahme des Teilstückes Punkt Waltrop – Ruhrzink entfallen, ebenso wie die 220-kV-Anlagen Elmenhorst und Ruhrzink. Die Versorgung von Elmenhorst und Ruhrzink wird zukünftig in 110 kV aus Lippe übernommen. Hierzu ist eine Erweiterung der Anlage Lippe u. a. um zwei 380/110-kV-Transformatoren erforderlich sowie die Übernahme der vorgelagert frei werdenden 220-kV-Stromkreise zwischen Punkt Waltrop und Ruhrzink.

  Der Entfall der 220-kV Verbindung Gersteinwerk – Pöppinghausen hat auch Konsequenzen für die Umspannanlage Pöppinghausen. Durch den Entfall wird die Einbindung und damit die Versorgungssicherheit der 220-kV-Anlage Pöppinghausen nochmals reduziert. Bereits unabhängig von dieser Maßnahme ist die geplante Umstellung der Station von der 220-kV-Spannungsebene in die 380-kV-Spannungsebene zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Pöppinghausen unabdingbar. Der Entfall der 220 kV-Verbindung Gersteinwerk – Pöppinghausen verschärft diese Situation nochmals. Daher ist der Neubau der Umspannanlage im Bestand sowie die damit verbundene notwendige neue Einführung zur Einbindung in das 380-kV-Netz unverzichtbar.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M740	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		64	x	x	x	x	x	x	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der Integration von Offshore-Windenergie im nördlichen NRW und dem zeitgleichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke im Ruhrgebiet ergeben sich erhebliche Engpässe auf den Stromkreisen zwischen Gersteinwerk und Mengede, weshalb hier eine Verstärkung durch eine weitere 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen unter Einschleifung von Lippe erforderlich ist. Durch die beschriebene Maßnahme M740 wird die vorhandene Übertragungskapazität in der Region Gersteinwerk – Lippe – Mengede erhöht. Durch die Auflösung der 220-kV-Netzstruktur, die für die zukünftige Übertragungsaufgabe nicht mehr ausreichend ist, bietet sich die Möglichkeit, die Bereiche um den vorhandenen Trassenraum zu nutzen und die Inanspruchnahme zusätzlicher Flächen zu vermeiden. Das Nutzen des Bereiches um den vorhandenen Trassenraum setzt jedoch die weiträumige Umstellung von reinen 220-kV versorgten Anlagen auf 380-kV voraus, um an diesen Standorten die Versorgungssicherheit weiterhin aufrecht erhalten zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M740 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

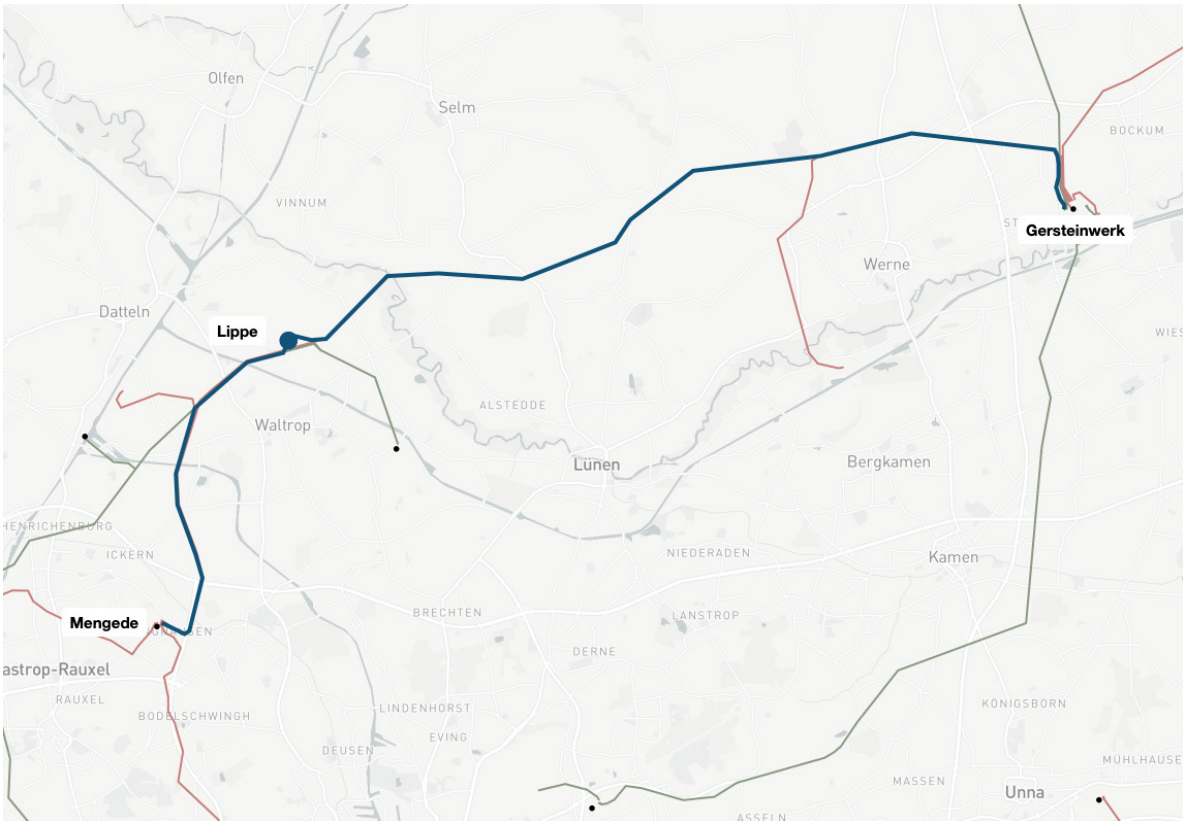
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M740 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Uentrop und Kruckel als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M740 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P501 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 90 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P502: Netzverstärkung Walsum – Beeck

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2022: 92

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität und Leistungsbereitstellung im westlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M741: Neubau in bestehender Trasse Walsum – Beeck
  Zwischen Walsum und Beeck ist eine neue 380-kV-Verbindung zu schaffen. Hierzu sind abschnittsweise Umbeseilungen inkl. Verstärkung und Neubau von bestehenden Leitungen sowie ein abschnittsweiser 380-kV-Neubau in bestehender Trasse erforderlich (Netzverstärkung). Im Nahbereich der heutigen 220-kV-Schaltanlage Walsum ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Umspannanlage zur Anbindung an die dort bereits bestehenden 380-kV-Leitungen notwendig. Die neue 380-kV-Umspannanlage dient zudem der Bereitstellung zusätzlich angefragter elektrischer Leistung in der Region.

  Ebenso ist am Standort Beeck die Erweiterung der bestehenden 110-kV-Umspannanlage um einen 380-kV Teil sowie die Errichtung von vier 380/110-kV-Transformatoren erforderlich, um die zukünftigen Leistungsbedarfe bereitstellen zu können. Die 220/110-kV-Transformatoren in Beeck entfallen mit der geplanten Spannungsumstellung auf 380-kV.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M741	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		9	x	x	x	x	x	x	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für den Bereich Walsum sowie den Netzknoten Beeck liegen Kundenanfragen für Mehrleistung vor. Anpassungen der Produktion der ansässigen Industriebetriebe aufgrund der Substituierung des fossilen Energieträgers Kohlenstoff durch CO_2-neutral erzeugten Strom erfordern laut dort ansässigen Kunden ab dem Jahr 2025 eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem leistungsstärkeren 380-kV-Netz notwendig. Ohne die Maßnahme M741 ist die Sicherstellung der Versorgung am Netzknoten Beeck zukünftig nicht mehr gewährleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M741 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten entwickelt. Bestehende 380- und 220-kV-Trassen im Bereich von Walsum nach Beeck sowie die auch zukünftig zu berücksichtigende 110-kV-Netzstruktur in einem insgesamt eng bebauten Bereich bieten praktisch keinen Raum für Alternativen. Das hier beschriebene Projekt zeigt sich als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme. Alternative Konzepte für dieses Projekt bieten sich vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und einer Rauminanspruchnahme nicht an.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P502 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 92 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P503: Netzverstärkung Niederrhein – Wehofen/Aldenrade/Hamborn/Holten/Schmachtendorf – Walsum

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im westlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M742: Niederrhein – Wehofen/Aldenrade/Hamborn/ Holten/ Schmachtendorf – Walsum
  Zwischen Niederrhein und Walsum wird eine bestehende 220-kV-Leitungstrasse auf 380 kV umgestellt. Überwiegende Teile der betreffenden Leitungsabschnitte sind in der Vergangenheit für einen späteren 380-kV-Betrieb ausgelegt gewesen. Abhängig von der jeweiligen heutigen Situation vor Ort sind neben der geplanten Umbeseilung darüber hinaus Mastverstärkungen und Mastneubauten erforderlich. Mit Umstellung der Leitungstrasse auf 380 kV muss auch die Versorgungsaufgabe der auf der Trasse zwischen Niederrhein und Walsum angeschlossenen 220/110-kV-Umspannanlagen Hamborn und Schwelgern in die 380-kV-Spannungsebene verlagert werden. Als Ersatz für die 220/110-kV-Umspannanlage Hamborn ist die Errichtung einer neuen 380/110-kV-Umspannanlage erforderlich. Der Standort für die neue Umspannanlage muss unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort (z. B. Trasse der 380-kV-Leitung, angeschlossene Verteilnetze, Flächenverfügbarkeit etc.) in der Projektdetaillierung ermittelt werden. Dazu ist der Suchraum Wehofen/Aldenrade/Hamborn/Holten/Schmachtendorf angegeben.

  Die Einbindung der neuen 380-kV-Leitung Niederrhein – Walsum erfolgt am Standort Walsum in der im Zuge des Projektes P502 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Walsum. Zudem ist entsprechend eine Erweiterung der Schaltanlage Niederrhein notwendig. In der neu zu errichtenden 380-kV-Anlage am Standort Walsum ist die Aufstellung von zwei weiteren 380-/110-kV-Transformatoren vorgesehen (Netzverstärkung). Diese ersetzen die Versorgungsaufgabe der beiden 220/110-kV-Transformatoren in der Umspannanlage Schwelgern. Diese sind heute an der 220-kV-Leitung Walsum-Hamborn angeschlossen, welche ein Abschnitt der auf 380 kV umzustellenden Leitung von Niederrhein nach Walsum ist. Mit der 380-kV-Umstellung und der damit einhergehenden Anpassung der Umspannanlagen werden auch Anpassungen der 110-kV-Netzstruktur in dem Bereich erforderlich.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M742	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		27	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für die Netzknoten Walsum und Schwelgern liegen Mehrleistungsanfragen vor. Die Dekarbonisierung der Produktionsketten der ansässigen Industriebetriebe erfordert zukünftig eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem 380-kV-Übertragungsnetz notwendig. Ohne die Maßnahme M742 gibt es zudem Überlastungen auf den bestehenden Leitungen zwischen Niederrhein und Walsum. Diese resultieren aus dem erhöhten Nord-Süd-Transit aufgrund der gestiegenen Einspeisung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Wind Offshore) sowie der Abschaltung konventioneller Erzeugungseinheiten in der Region und südlich davon. Durch die Maßnahme M742 wird in der Region mit den neuen 380-kV-Leitungen zusätzliche Transportkapazität auf einer parallelen Transportachse geschaffen, um Überlastungen zu beseitigen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC35 hat sich dabei für das Ergebnisnetz des Szenarios A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M742 im Bereich der bestehenden Trassenräume erfolgen.

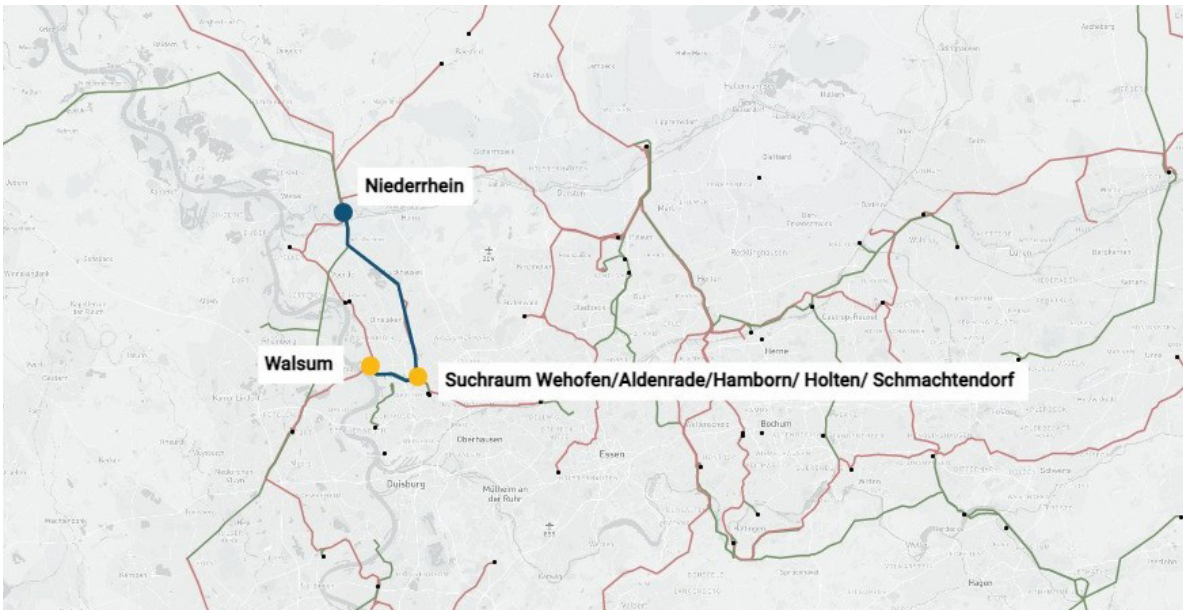
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M742 könnten die bestehenden Stromkreise zwischen Niederrhein über Zensenbusch nach Walsum durch eine Umbeseilung oder einen Neubau in bestehender Trasse verstärkt werden. Aus den netztechnischen Analysen hat sich jedoch ergeben, dass die Alternative die Überlastungen in der Region zwar reduziert, aber nicht vollständig behebt. Die Maßnahme M742 hingegen erreicht das. Aus diesem Grund ist die Planungsalternative nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P503 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bauler (Deutschland) und Flebour (Luxemburg). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M754: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU)
  Von Bauler bis zur deutsch-luxemburgischen Grenze wird die Erweiterung einer bestehenden 220-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, sofern die Nutzung der Bestandsleitung nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung). Die Verstärkung der weiterführenden Leitung in Luxemburg bis zur Anlage Flebour wird durch den luxemburgischen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M754	L	RP	NV	Zu-/Umbeseilung		2	x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstrukturen auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist zukünftig mit zwei 220-kV-Stromkreisen und zwei 380-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg in kommenden Jahren ein deutlicher Lastanstieg mit einer prognostizierten Spitzenlast bis zu ca. 1,7 GW in 2040 ab. Treiber für diesen Anstieg sind u.a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird durch die Maßnahme erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf den bestehenden 220-kV-Leitungen im erweiterten n-1-Fall (Freischaltung eines Stromkreises bei gleichzeitigem Ausfall eines weiteren Stromkreises) bzw. im n-2-Fall (Mastumbruch einer Leitung mit zwei Stromkreisen) behoben und Markteingriffe während betriebsbedingter Freischaltungen minimiert.

Gemäß der Planungsgrundätze der deutschen ÜNB wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden.

oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren ((n-2)-Fall) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

Da in Luxemburg sensible Kunden, insbesondere aus dem Finanzsektor, versorgt werden, kann im Rahmen der Netzplanung das erweiterte n-1-Kriterium herangezogen werden. Ohne die Maßnahme M754 kann im erweiterten n-1-Fall die Versorgungssicherheit Luxemburgs nicht mehr gesichert werden. In den Netzberechnungen wurde dabei bereits ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb auf den grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Luxemburg und Deutschland unterstellt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M754 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

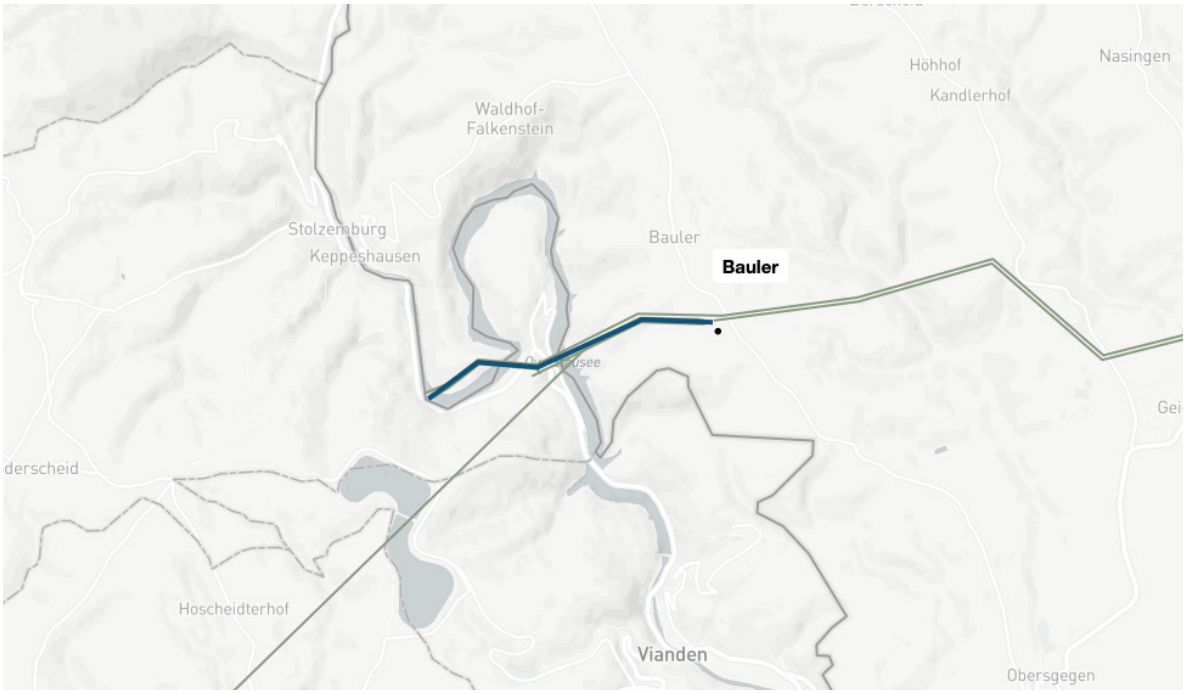
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P505 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P509: Netzausbau- und -verstärkung Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Limburg und dem Frankfurter Raum. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M784: Limburg – Eschborn
  Zwischen der Anlage Limburg und der neu zu errichtenden Anlage Eschborn ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Ein 380-kV-Stromkreis der zu errichtenden Leitung soll in die neu zu errichtende Anlage Bommersheim eingeführt werden. Darüber hinaus ist die Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Eschborn und Kriftel erforderlich (Netzverstärkung). Dazu müssen die Anlagen Limburg und Kriftel erweitert werden (Netzverstärkung).

  Aufgrund der Vielzahl von geplanten Netzausbau- und –verstärkungsmaßmaßnahmen im Raum Frankfurt sind detaillierte Analysen hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit derzeit noch andauernd. Infolge der Ergebnisse dieser Analysen können sich notwendige Änderungen für die Verschaltungen der Stromkreise in den Anlagen im Raum Frankfurt ergeben. Etwaige Anpassungen an den Projektplanungen werden im Rahmen des 2. Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M784	L	HE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Zu-/Umbeseilung	56,5	10	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Limburg und Eschborn erhöht die Übertragungskapazität zwischen Limburg und dem Frankfurter Raum. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen von 380 kV-Leitungen zwischen Mittelhessen und dem Frankfurter Raum. Sie dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung Frankfurter Raum und gewährleistet eine langfristig sichere Versorgung des Rhein- Main-Gebiets. Das Projekt P509 steht dabei in Verbindung mit weiteren Netzausbau- und –verstärkungsmaßnahmen in der Region, die eine langfristige Verstärkung und Umstrukturierung des Frankfurter Raums vorsehen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M784 hat sich dabei für das Ergebnisnetz des Szenarios A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

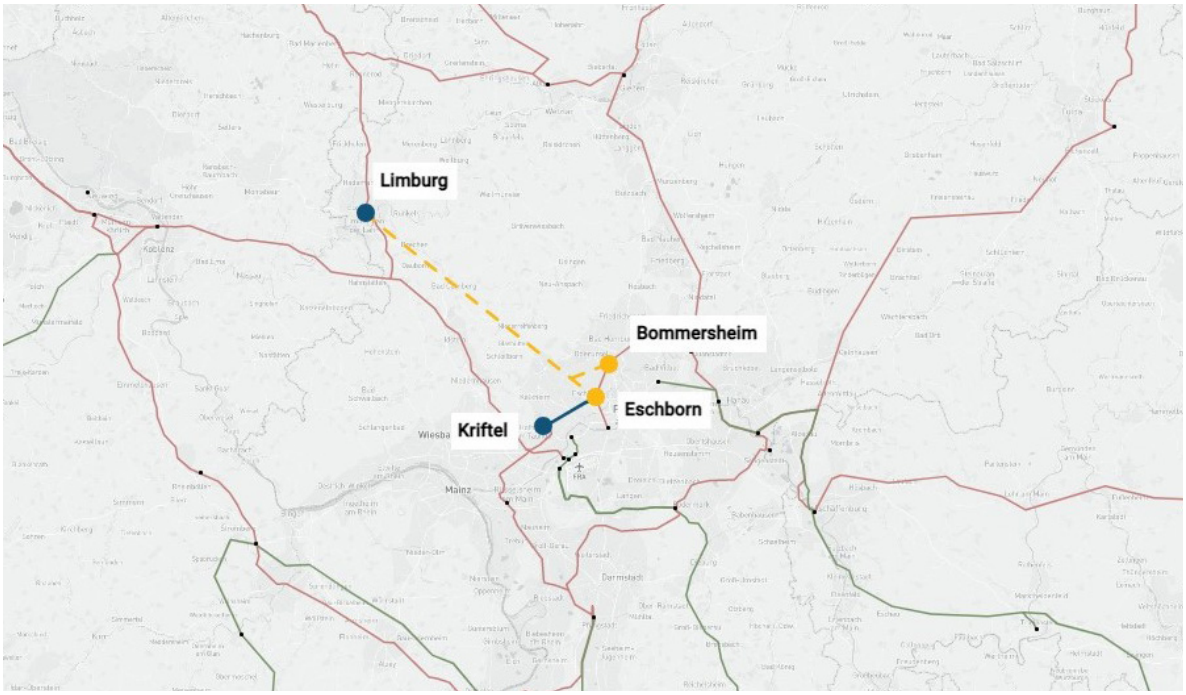
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M784 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Arpe und der neu zu errichtenden Anlage Bommersheim als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M782 im Hinblick auf die deutlich höhere Trassenlänge und die dadurch höhere Raumbelastung nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P509 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P510: Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch-Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts P510 ist die Errichtung mehrerer dezentraler (Pilot-)Netzbooster-Anlagen in der Region Bayerisch Schwaben geplant, um das innovative Konzept zur Höherauslastung der Bestandsnetze zu erproben.

- M787: Dezentrale Netzbooster-Pilotanlagen in der Region Bayerisch Schwaben
  Die Planung sieht die Errichtung mehrerer dezentraler Netzbooster-Einheiten mit einer Leistung von insgesamt ca. 250 MW und einer Kapazität von insgesamt ca. 250 MWh vor. Die Anlagen können nach derzeitigem Stand über das Verteilnetz angeschlossen werden. Zur Einbindung der Netzbooster-Einheiten sind die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations-, und Leittechniken zu schaffen.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M787	A	BY	NA				x	x	x	x	x	x	2025	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2035 knapp 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland der zu großräumigen Überlastungen führt. Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung.

Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern. Zur Hebung dieses Innovationspotenzials schlagen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber folgende Roadmap vor:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
  - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.

- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (www.innosys2030.de; Oktober 2018- September 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar.

Die Region Bayerisch-Schwaben bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereichs zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an, da die Netzbooster-Einheiten auf eine Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen einwirken können. Der räumlich verteilte Aufbau des Netzboosters ermöglicht eine hohe Redundanz, sodass bei Nichtverfügbarkeit einzelner Netzbooster-Einheiten diese weitestgehend durch die übrigen kompensiert werden können. Im Rahmen einer aktuellen Untersuchung wird ein möglicher sekundärer Nutzen im Verteilnetz bewertet. Die genaue Verortung der einzelnen dezentralen Netzbooster-Einheiten ist zu diesem Planungszeitpunkt noch nicht festgelegt. Die in der Grafik dargestellten Standorte dienen lediglich der Eingrenzung des Suchraumes.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die dezentralen Netzbooster-Einheiten eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Hierzu sollen Offshore-Netzanbindungen zum Einsatz kommen. Je nach elektrischer Entfernung des dezentralen Netzboosters im Verteilnetz zum Übertragungsnetz kann zusätzlich ein entsprechender Beitrag zur Deckung der regelbaren Blindleistungsbedarfe der zugehörigen Netzregion durch die Anlage erreicht werden.

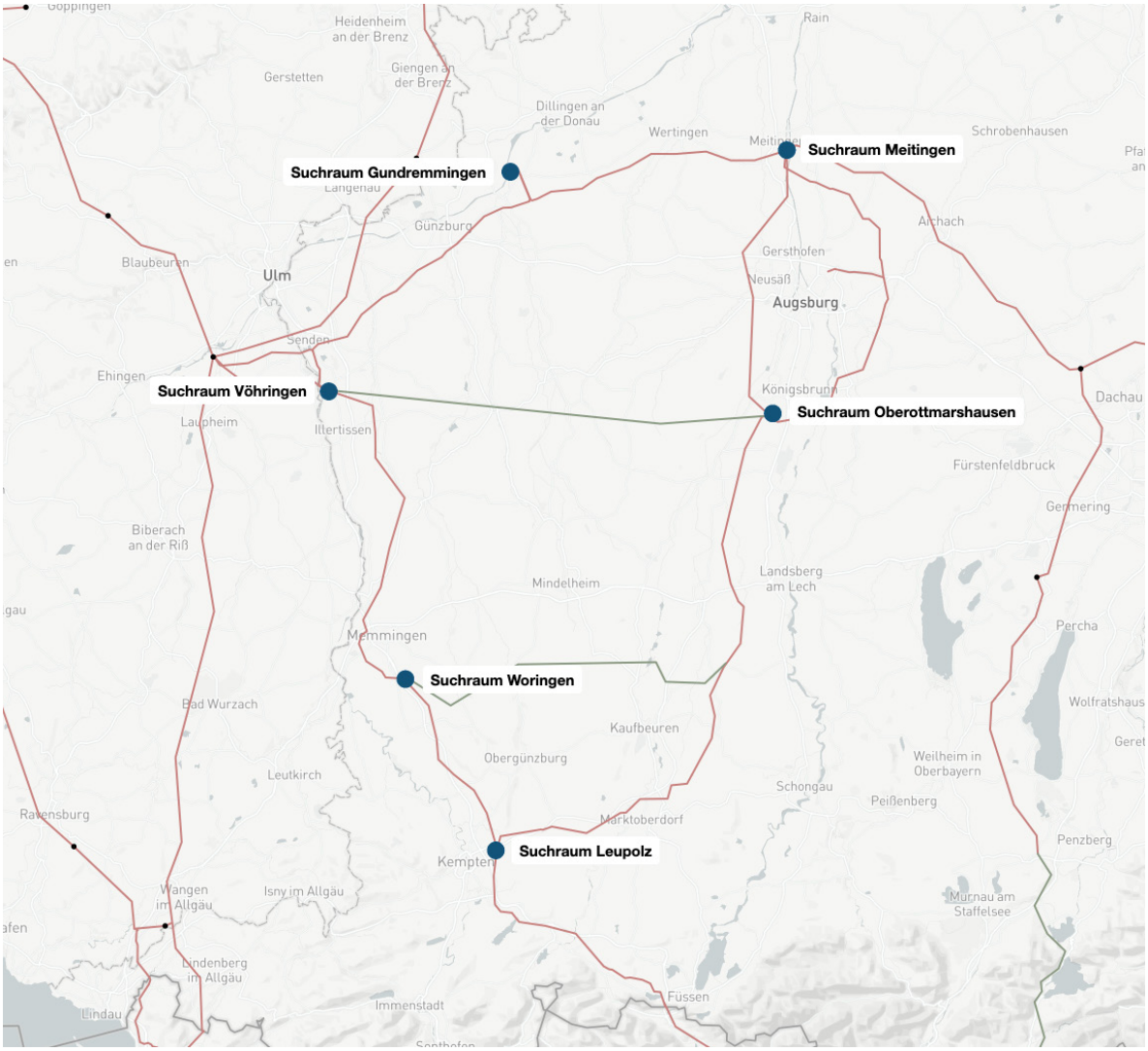
Die geplante Maßnahme ist Teil der Erprobung des großflächigen Einsatzes der Netzbooster-Technologie. Zusammen mit den Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW soll ein koordinierter Einsatz der Netzbooster-Anlagen zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes entwickelt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Darüber hinaus wurde eine vollumfängliche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der relevanten planerischen Untersuchungen sowie notwendigen Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2026 bis 2030 als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P510 wurde erstmals im NEP 2035 (2021) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P528: Netzverstärkung: Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 93

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Lauchstädt und Pulgar. Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit dem erwarteten Lastanstieg der Großverbraucher im Chemiepark Leuna.

- M750: Lauchstädt – Suchraum Städte Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar
  Von Lauchstädt über das geplante Umspannwerk im Suchraum der Städte Leuna/Merseburg/Weißenfels nach Pulgar wird eine neue 380-kV-Leitung mit 4.000 A vorzugsweise in der bestehenden 220-kV-Trasse bzw. 380-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung zunächst an den Bestandstrassen. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Städte Leuna/Merseburg/Weißenfels wie folgt abgekürzt: "Suchraum Leuna".

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M750	L	SN, ST	NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		59	x	x	x	x	x	x	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Übertragungsnetz deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Für die im Süden der 50Hertz-Regelzone bereits bestehende Industrie, inkl. deren Leistungszuwachs durch Umstellung auf fossilfreie Energien und für die zukünftig erwartete Ansiedlung neuer industrieller Großverbraucher wird vorrangig die Erzeugungsleistung aus dem nördlichen Bereich (EE-Überschussgebiet) in den südlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone transportiert und dort genutzt. Dazu ist die regionale Netzstruktur zu verstärken und auszubauen.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme M750 ist erforderlich, um auch künftig eine anforderungsgerechte Versorgung der Großverbraucher im Chemiepark Leuna, der aktuell ausschließlich im regionalen 110-kV-Netz angeschlossen ist, infolge perspektivischer Last- und damit Bezugssteigerung zu gewährleisten. In Abhängigkeit der Geschwindigkeit der Lastentwicklung kann bei Bedarf in einer ersten Ausbaustufe ein neues 380(220)-kV-Umspannwerk (UW) im Suchraum Leuna in die bestehende 220-kV-Leitung Wolkramshausen (- Lauchstädt) – Eula eingebunden werden. Mit steigender Last der Großverbraucher ist zudem als zweite Ausbaustufe eine 380-kV-Anbindung des Neubau-UW inkl. dessen 380-kV-Umstellung und die Netzverstärkung durch Ablösung der betreffenden 220-kV- durch eine 380-kV-Verbindung erforderlich (M750).

Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die anforderungsgerechte Versorgung der Großverbraucher im Chemiepark Leuna künftig netztechnisch notwendig ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

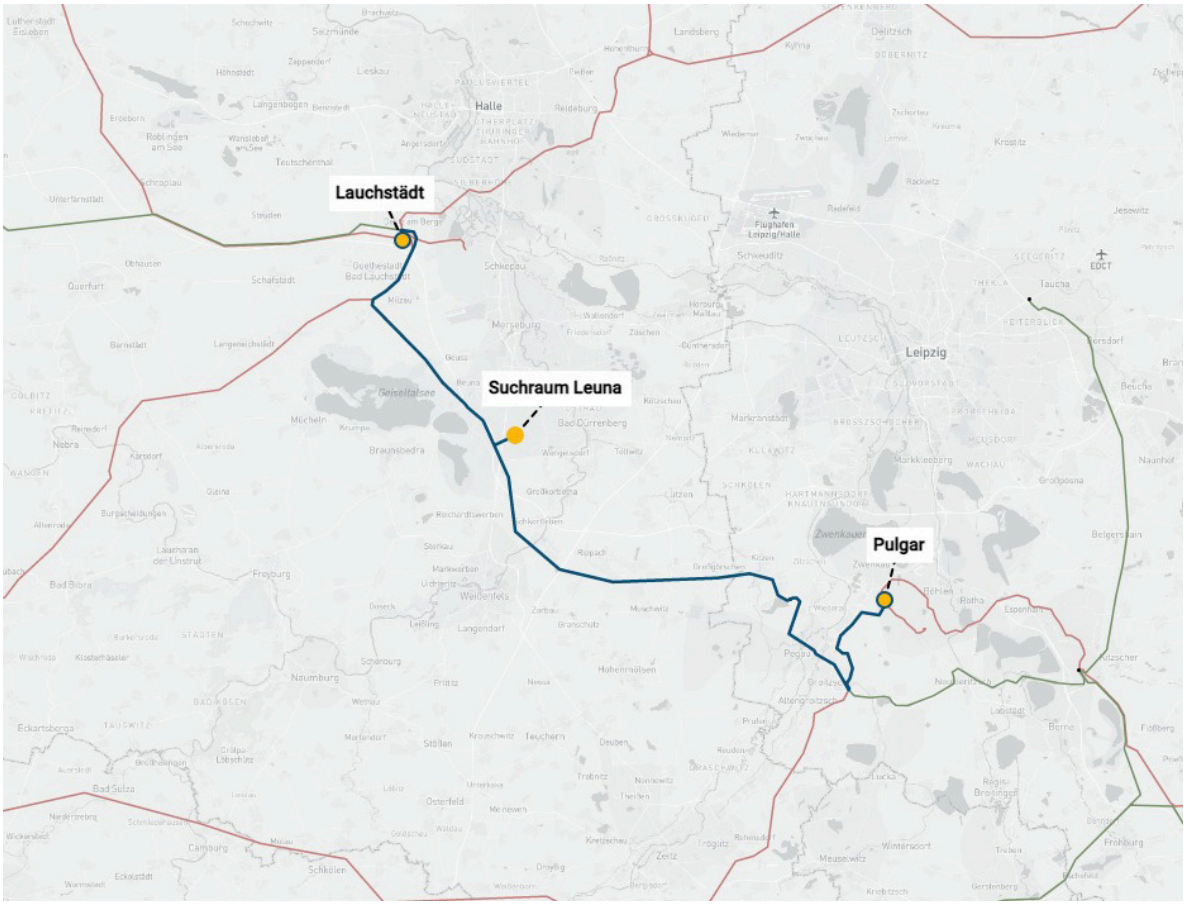
Zum Projekt P528 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Gemäß Szenariorahmen wird ein starker Lastzuwachs in der Region Leuna erwartet. Da die regionalen Großverbraucher aktuell im 110-kV-Netz angeschlossen sind und deren perspektivische Laststeigerungen nicht über diese Spannungsebene bereitgestellt werden können, kann dieser Zuwachs netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhaft nur durch die Einbindung in das 220-kV-Netz bzw. bei weiter steigender Last in das 380-kV-Netz gedeckt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen im Suchraum Leuna existieren, die die Übertragungs- und Versorgungsaufgaben übernehmen könnten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P528 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P531: Netzverstärkung und -ausbau: Berlin

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2022: 87

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Marzahn – Teufelsbruch befindlichen, verbessert werden. Darüber hinaus sollen weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden. Weiterhin sind zur Laststützung der zuvor genannten 380-kV-Diagonale weitere 380-kV-Anbindungen zum Berlin umgebenden Übertragungsnetz, d. h. vom nördlichen und südlichen Stadtrand Berlins in die Innenstadt, sowie neue 380/110-kV-Umspannwerke (UW) an Lastschwerpunkten in und um Berlin zu errichten.

Voraussetzung der südlichen Laststützung ist einerseits die 380-kV-Netzverstärkung (Ersatzneubau) der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow – Wuhlheide im Abschnitt zwischen dem UW Thyrow und dem neu zu errichtenden UW Berlin/Südost (50HzT-P252). Andererseits besteht ausgehend von der 380-kV-Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost, die südlich des Berliner Stadtrandes im Bereich der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow (nachfolgend "Suchraum Mahlow" als Arbeitstitel genannt) verläuft, und einer 380-kV-Neubau-Anlage im Suchraum Mahlow, die in diesen Leitungsabschnitt eingebunden wird, die Möglichkeit der südlichen Laststützung der 380-kV-Diagonale Berlin. Diese verläuft über eine neue 380-kV-Anbindung vom Suchraum Mahlow über den Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf zum Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg (nachfolgend "Suchraum Mitte" als Arbeitstitel genannt). Hierfür ist neben dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf der Neubau einer 380-kV-Freileitungs-/Kabeltrasse erforderlich. Die innerstädtische 380-kV-Kabeltrasse ist vorzugsweise in einem neu zu errichtenden Kabeltunnel vorzusehen.

- M531a: Thyrow – Suchraum Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Berlin/Südost – Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg
  Zwischen den UW Thyrow und Berlin/Südost wird, vorzugsweise im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow – Wuhlheide, eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 25 km errichtet und die 220-kV-Leitung abgelöst. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

  Zwischen der 380-kV-Neubau-Anlage im Suchraum Mahlow, dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf und dem UW im Suchraum Mitte wird eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 8 km bis zur Stadtgrenze Berlins errichtet. Von der Stadtgrenze verläuft dann eine neue 380-kV-Kabeltrasse auf einer Länge von ca. 3 km zum Neubau-UW im Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf, die von dort auf einer Länge von ca. 9 km bis zum UW im Suchraum Mitte fortgesetzt wird.

  Im UW Thyrow ist im Zuge der oben genannten 380-kV-Netzverstärkung die 380-kV-Anlage zu erweitern und die Transformation auf 380/110 kV umzustellen (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen). Zudem ist die 380-kV-Anlage mittels zweiter 380-kV-Einschleifung in die 380-kV-Leitung Wustermark – Ragow einzubinden, d. h. eine anlagen- und leitungsseitige Erweiterung zur Doppeleinschleifung.

Das temporär mit 220 kV betriebene 380-kV-UW Berlin/Südost ist im Zuge der oben genannten 380-kV-Netzverstärkung für den 380-kV-Betrieb anzupassen (inkl. Transformatoren nach 110 kV; s. Begleitdokument Punktmaßnahmen). Für den Weiterbetrieb der 220-kV-Leitung Berlin/Südost – Wuhlheide sind zudem im UW Berlin/Südost 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren zu errichten.

Die vorgenannten Maßnahmen sind ein erster Schritt der Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes der heutigen 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow. Darüber hinaus ergibt sich der Bedarf einer 380-kV-Netzverstärkung im (380)220-kV-Leitungsabschnitt Marzahn – Wuhlheide der vorgenannten Verbindung, der im Projekt P252 ausgewiesen ist.

Die nördliche Laststützung der 380-kV-Diagonale erfolgt über eine neue 380-kV-Anbindung vom bestehenden UW Malchow am nordöstlichen Berliner Stadtrand über ein 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf bis zum bestehenden UW Reuter. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Kabeltrasse erforderlich, die vorzugsweise in einem neu zu errichtenden 380-kV-Kabeltunnel verläuft.

- M531b: Malchow – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – Reuter
  Zwischen dem bestehenden UW Malchow und dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf wird eine neue 380-kV-Kabeltrasse auf einer Länge von ca. 12 km errichtet, die von dort auf einer Länge von ca. 6 km bis zum bestehenden UW Reuter fortgesetzt wird.

  Dazu sind die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf sowie 380-kV-Erweiterungen in den UW Malchow und Reuter erforderlich. Die Voraussetzung für die Erweiterung der UW Reuter (50HzT-P180) und Malchow (50HzT-007) ist deren Verstärkung in den vorgenannten Projekten. Das neue 380/110-kV-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf ist im Leitungszug Malchow – Reuter mittels Doppeleinschleifung einzubinden.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M531a	L	BB, BE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau	20	25	x	x	x	x	x	x	2038	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M531b	L	BE	NA	Neubau in neuer Trasse	18		x	x	x	x	x	x	2038	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der städtischen 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins, dies sind die UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer) für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen bis 2030 sowie die perspektivische Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO_2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere 380/110-kV-Netzschnittstellen zu versorgen sowie mit weiteren 380-kV-Anbindungen vom nördlichen und südlichen Stadtrand in die Innenstadt zu stützen und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten, um einen Komplettausfall infolge des oben erwähnten Kaskadeneffektes zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist jedoch der 220-kV-Leitungsabschnitt Thyrow – Berlin/Südost aufgrund seiner Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

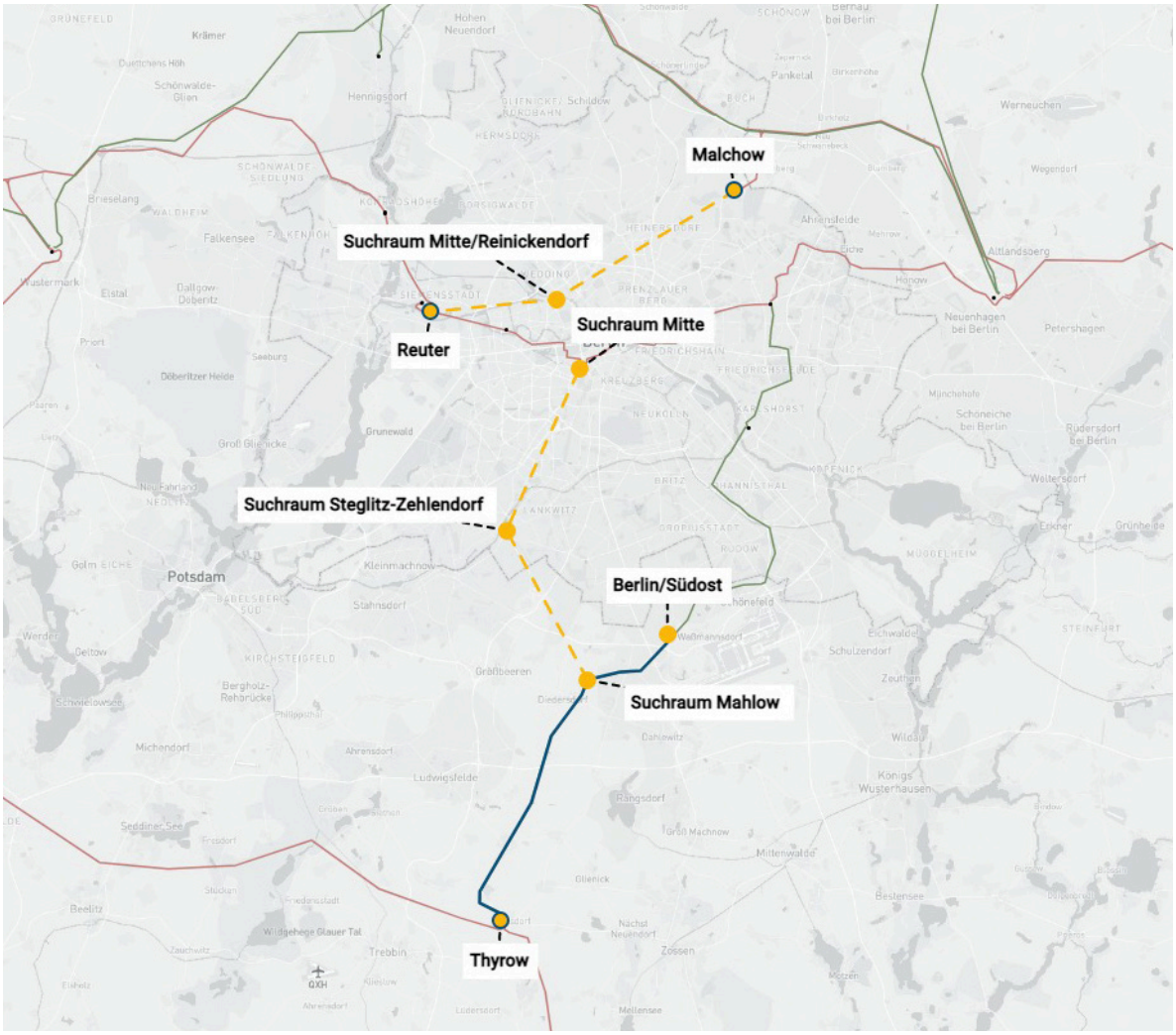
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv.

Deshalb ist es notwendig, einerseits neue UW-Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Andererseits können bestehende UW in der Berliner Peripherie, wie Malchow und Wuhlheide, in ihrer Leistungsfähigkeit (Transformatorenleistung zum Verteilnetz) gesteigert werden. Zudem sind weitere 380-kV-Anbindungen vom nördlichen und südlichen Stadtrand in die Innenstadt erforderlich, die sowohl die oben genannten neuen UW-Standorte einbinden als auch die 380-kV-Diagonale stützen und entlasten können.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P531 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P532: Netzverstärkung: Umspannwerk Streumen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Dauerstrom- und insbesondere der Kurzschlussstromfestigkeit der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Streumen, damit dieser zentrale Netzknoten im Südosten der 50Hertz-Regelzone die künftigen netztechnischen Anforderungen aufgrund steigender Transportaufgaben und Belastungen (Leistungsfluss und Kurzschluss) bedarfsgerecht erfüllen kann. Dafür ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Anlage erforderlich (Netzverstärkung)

- M536a: Verstärkung 380-kV-Anlage UW Streumen

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M536a	A	SN	NV				x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

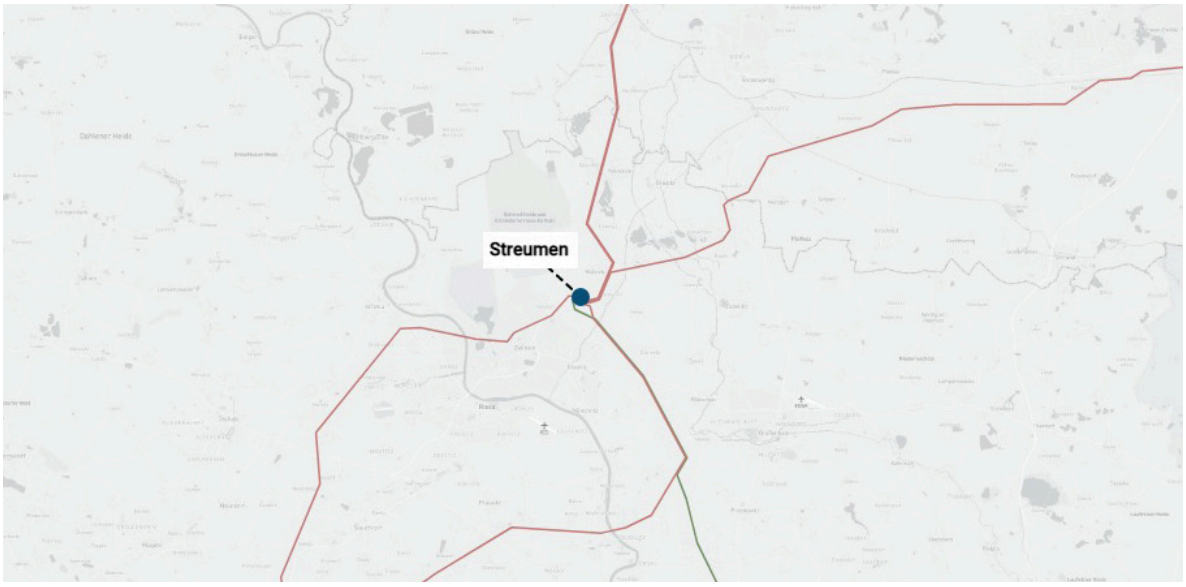
Durch die Umsetzung der Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen in der 50Hertz-Regelzone und deutschlandweit steigt der zu erwartende Kurzschlussstrom in Streumen stetig an und wird zukünftig, ohne die aufgezeigte Maßnahme, insbesondere die derzeit maximal zulässige Kurzschlussstromfestigkeit der Anlage übersteigen. Hinzu kommt die steigende Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien in der 50Hertz-Regelzone, die in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Streumen deutlich erhöht hat und weiterhin erhöhen wird. Dadurch steigt auch die Strombelastung auf den Sammelschienen der bestehenden 380-kV-Anlage an, da sich der Leistungsfluss über diese ebenfalls erhöht. Der maximal zulässige Sammelschienenstrom kann künftig nicht mehr (n-1)-sicher eingehalten werden.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme M536a ist erforderlich, um die zukünftig zu erwartende Höhe der Kurzschluss- und Sammelschienenströme sicher beherrschen zu können. Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Netzverstärkung, die zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Streumen beiträgt, den sicheren Betrieb der Anlage gewährleistet und damit die Netzsicherheit insgesamt erhöht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P532 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P601: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niederstedem (Deutschland) und Bertrange (Luxemburg). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M903: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU)
  Von Niederstedem bis zur deutsch-luxemburgischen Grenze wird die Erweiterung einer bestehenden 220-kV-Leitung erforderlich. Dies wird durch den Ersatzneubau einer 380-kV-Leitung mit höherer Übertragungsfähigkeit in oder unmittelbar neben der Bestandstrasse erfolgen (Netzverstärkung). Die Verstärkung der weiterführenden Leitung in Luxemburg bis zur Anlage Betrange wird durch den luxemburgischen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M903	L	RP	NA, NV	Ersatzneubau		22	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstruktur auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist mit vier 220-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg für die kommenden Jahre ein deutlicher Lastanstieg ab. Treiber für diesen Anstieg sind u. a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität. Netzanalysen haben gezeigt, dass die derzeitige Übertragungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit den steigenden Bedarf in den kommenden Jahren nicht mehr abdecken können wird.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Zudem verbessert die Maßnahme auch das Spannungsniveau in der Region. Bereits heute zeigen sich bei einer hohen Auslastung der Interkonnektoren niedrige Spannungen, welche bei nicht angemessener Reaktion Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtsystems nach sich ziehen können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M903 in oder unmittelbar neben den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

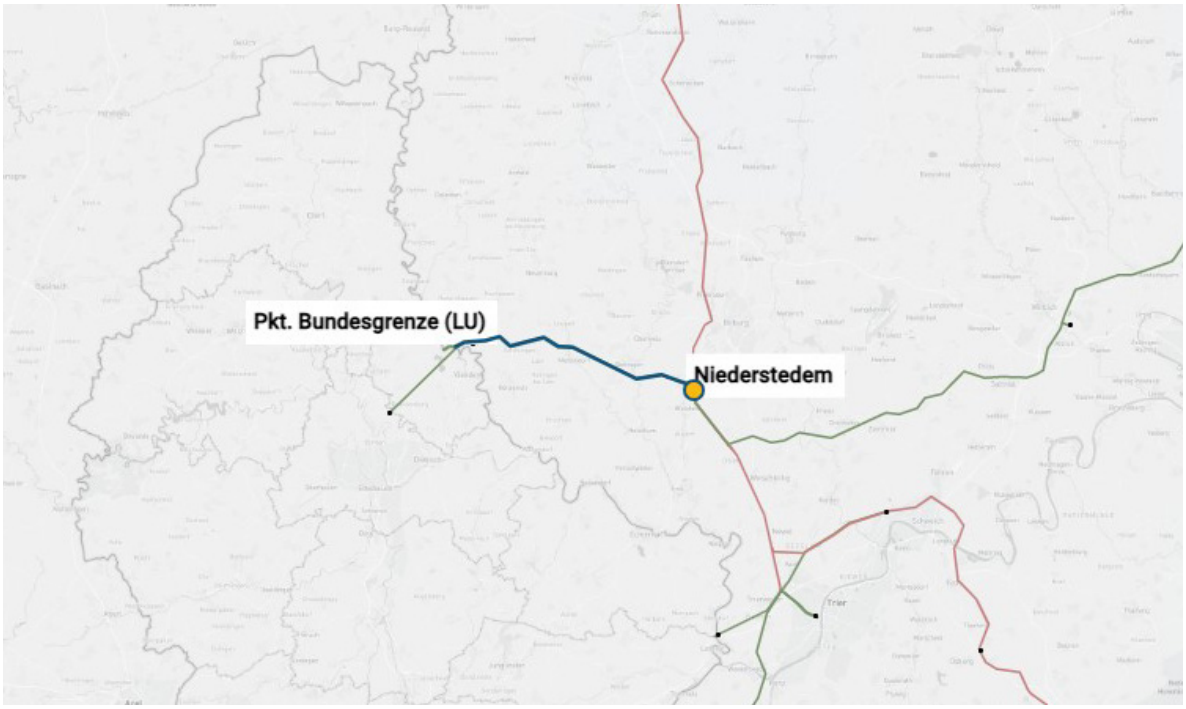
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M903 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Niederstedem und der Anlage Bertrange (Luxemburg) als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M903 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P601 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P602: Netzverstärkung Bollenacker – Punkt Brühl

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Köln/ Bonn. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M904: Netzverstärkung Bollenacker – Punkt Brühl
  Von der Anlage Bollenacker bis zum Punkt Brühl wird die Erweiterung einer bestehenden 220-kV-Leitung erforderlich. Dies wird durch den Ersatzneubau einer 380-kV-Leitung mit höherer Übertragungsfähigkeit hauptsächlich in oder unmittelbar neben der bestehenden Trasse erfolgen (Netzverstärkung).

  Ebenso ist am Standort Bollenacker die Erweiterung der Schaltanlage sowie die Umstellung von der 220-kV-Spannungsebene auf die leistungsstärkere 380-kV-Spannungsebene vorgesehen. Da bis zur Spannungsumstellung mehrere oberspannungsseitig umschaltbare Transformatoren in der Anlage errichtet wurden, können diese nach IBN der 380-kV-Leitung weiterbetrieben werden. Die restlichen 220-/110-kV-Transformatoren in Bollenacker, welche oberspannungsseitig nicht umschaltbar sind, entfallen mit der geplanten Spannungsumstellung auf 380 kV.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M904	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		4	x	x	x	x	x	x	2031	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für den Netzknoten Bollenacker liegen Kundenanfragen für Mehrleistung vor. Anpassungen der Produktion der ansässigen Industriebetriebe aufgrund der Substituierung des fossilen Energieträgers Kohlenstoff durch CO_2-neutral erzeugten Strom erfordern laut dort ansässigen Kunden zukünftig eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem leistungsstärkeren 380-kV-Netz notwendig. Ohne die Maßnahme M904 ist die Sicherstellung der Versorgung am Netzknoten Bollenacker zukünftig nicht mehr gewährleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahmen M904 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

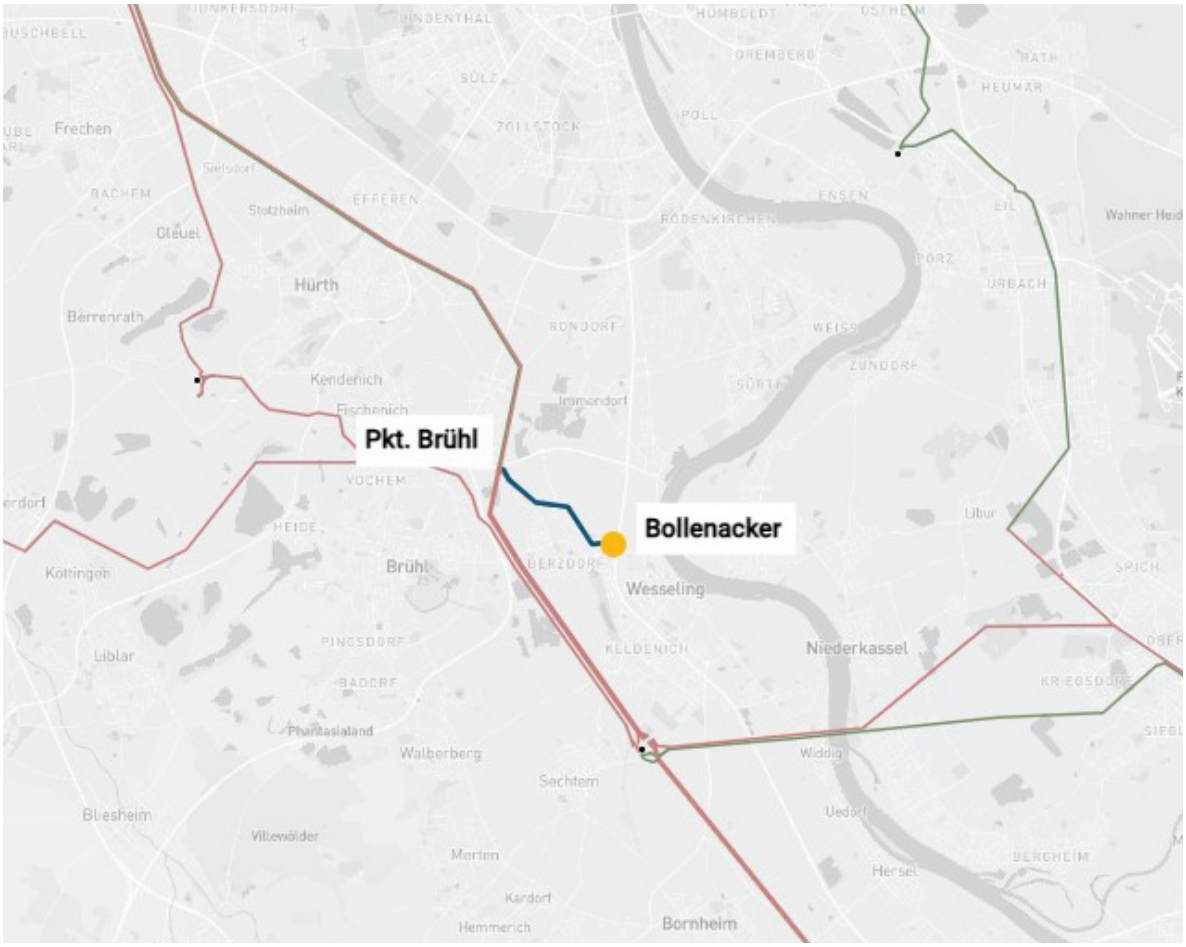
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten entwickelt. Bestehende 380- und 220-kV-Trassen im Bereich Bollenacker sowie die auch zukünftig zu berücksichtigende 110-kV-Netzstruktur in einem insgesamt eng bebauten Bereich bieten keinen Raum für Alternativen. Das hier beschriebene Projekt zeigt sich als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme. Alternative Konzepte für dieses Projekt bieten sich vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und einer Rauminanspruchnahme nicht an.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P602 wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P603: Netzausbau Friesenheimer Insel – Punkt Lampertheim

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Ludwigshafen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M905: Netzverstärkung Friesenheimer Insel – Punkt Lampertheim
  Die bestehenden Stromkreise zwischen Bürstadt (bzw. der geplanten Anlage Suchraum Ried/ Biblis) und Rheinau sollen in die neu zu errichtende Anlage Suchraum Friesenheimer Insel (Mannheim-Neckarstadt-West) eingeführt werden. Hierzu ist zwischen dem Punkt Lampertheim und der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum Friesenheimer Insel ein 380-kV-Neubau in neuer Trasse erforderlich (Netzausbau).

  Im Suchraum Friesenheimer Insel (Mannheim-Neckarstadt-West) ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage sowie die Errichtung von mehreren 380-/110-kV-Transformatoren erforderlich, um die zukünftigen Leistungsbedarfe bereitstellen zu können.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M905	L	BW	NA	Neubau in neuer Trasse	10		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. A. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für den Netzknoten BASF liegen Kundenanfragen für Mehrleistung vor. Produktionsanpassungen der ansässigen Industriebetriebe zur Dekarbonisierung erfordern in Zukunft eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem leistungsstärkeren 380-kV-Netz notwendig, die bereits mit dem Projekt AMP-P159 umgesetzt wird. Zur Sicherstellung einer redundanten Anbindung und der Vermeidung von Engpässen im zwischen im Raum Frankfurt/ Ludwigshafen ist die Maßnahme M905 erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

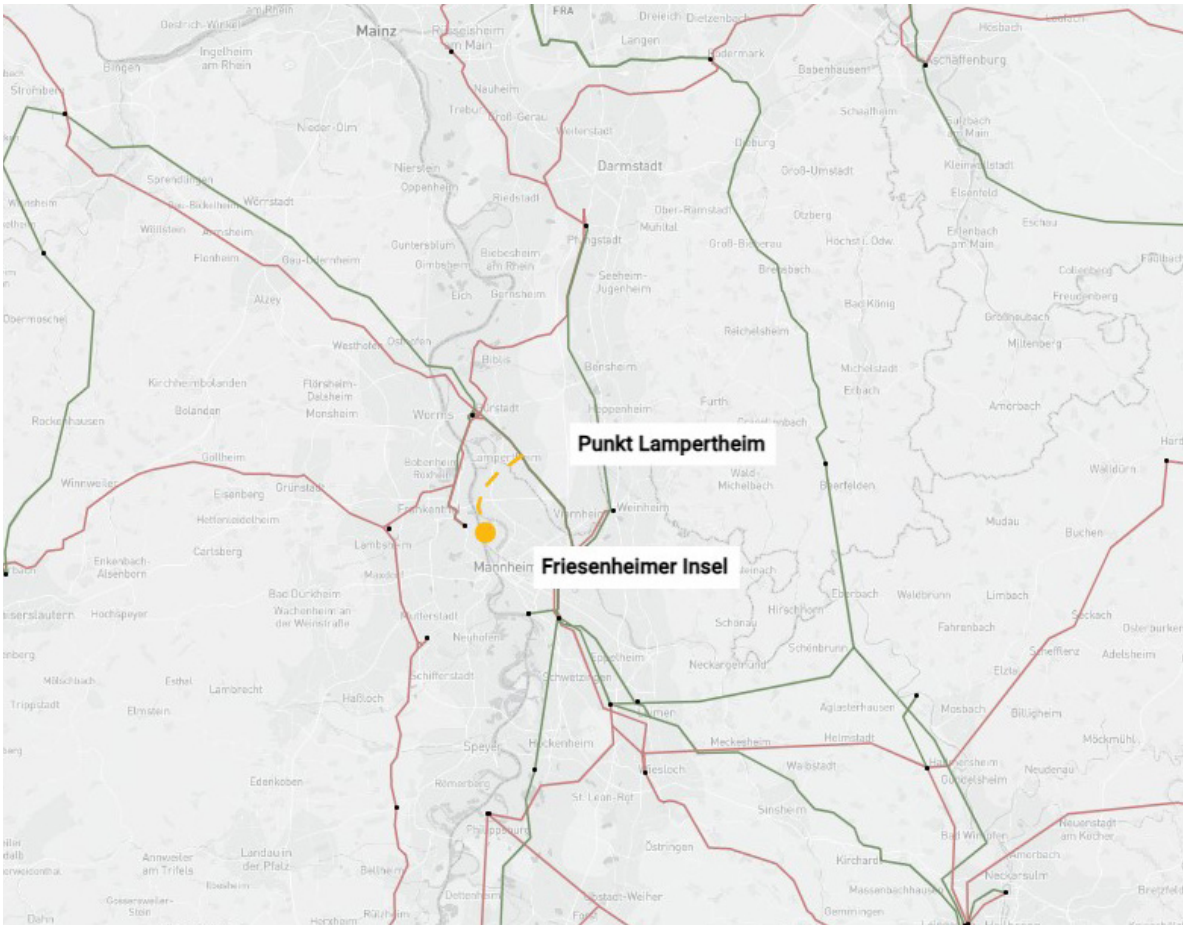
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M905 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum Friesenheimer Insel und der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum Ried/ Biblis als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M905 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P603 wurde im NEP 2037/ 2045 (2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P604: Netzverstärkung Uchtelfangen – Lambsheim

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Uchtelfangen und Lambsheim.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M906: Netzverstärkung Uchtelfangen – Lambsheim
  Zwischen den Anlagen Uchtelfangen, Mittelbexbach, Otterbach und Lambsheim wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Ersatzneubau in oder unmittelbar neben der Bestandstrasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Uchtelfangen und Lambsheim realisiert (Netzverstärkung).
  Die Anlagen Mittelbexbach und Otterbach sind zu verstärken (Netzverstärkung).
  Es wird angestrebt, die Maßnahme abschnittsweise von Uchtelfangen bis Mittelbexbach beschleunigt bis zum Zielhorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (s. Kapital 5.2.7 „Ad hoc Maßnahmen“).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M906	L	RP, SL	NV	Zu-/Umbeseilung		110	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkseinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt. Einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Ost-West-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der bestehenden Trasse. Diese sind durch den ansteigenden Transportbedarf aufgrund der ansteigenden Lasten und dem Ausbau der erneuerbaren Energien im betroffenen Netzbereich zu begründen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M906 in oder unmittelbar neben den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M906 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Uchtelfangen und der Anlage Lambsheim als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M906 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P604 wurde im NEP 2037/ 2045 (Version 2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P605: Netzausbau und -verstärkung Niederstedem – Aach – Ensdorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niederstedem, Aach und Ensdorf. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M907: Netzverstärkung Punkt Meckel – Aach
  Zwischen dem Punkt Meckel und Aach ist eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung vorzunehmen (Netzverstärkung). Zwischen Punkt. Meckel und Niederstedem wird bereits im Rahmen des Projekts AMP-P41 Metternich-Niederstedem die Leitung neu errichtet. Deshalb ist eine Umbeseilung lediglich zwischen Punkt Meckel und Aach notwendig, um die Übertragungskapazität zwischen Niederstedem und Aach zu erweitern.
- M908: Netzausbau Aach – Ensdorf
  Zwischen Aach und Ensdorf ist ein Neubau in neuer Trasse vorzunehmen (Netzausbau). Die Anlagen Aach und Ensdorf sind zu erweitern (Netzverstärkung). Falls eine Erweiterung der bestehenden Anlage Ensdorf nicht möglich ist, ist eine zusätzliche Anlage im Suchraum Neuforweiler/ Altforweiler neu zu errichten, an die die neue Leitung angeschlossen werden würde.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M907	L	RP	NV	Zu-/Umbeseilung		16	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M908	L	RP, SL	NA	Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkseinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt. Einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in der Region kann zukünftig den gestiegenen Anforderungen nicht länger gerecht werden. Lokal kommt es durch die geplanten Leistungserhöhungen der Industriekunden zu direkten Überlastungen nach Ausfällen.

Durch die Umsetzung des Projekts P464 soll die bestehende 220-kV-Netzstruktur durch eine 380-kV-Netzstruktur abgelöst werden. Aufgrund der zukünftig weiteren abzusehenden Laststeigerungen ist ein höherer Transportbedarf in die Region Saarland erforderlich. Durch die Maßnahmen M907 und M908 wird dieser erhöhte Transportbedarf ermöglicht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M907 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Da damit die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt mit M908 ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

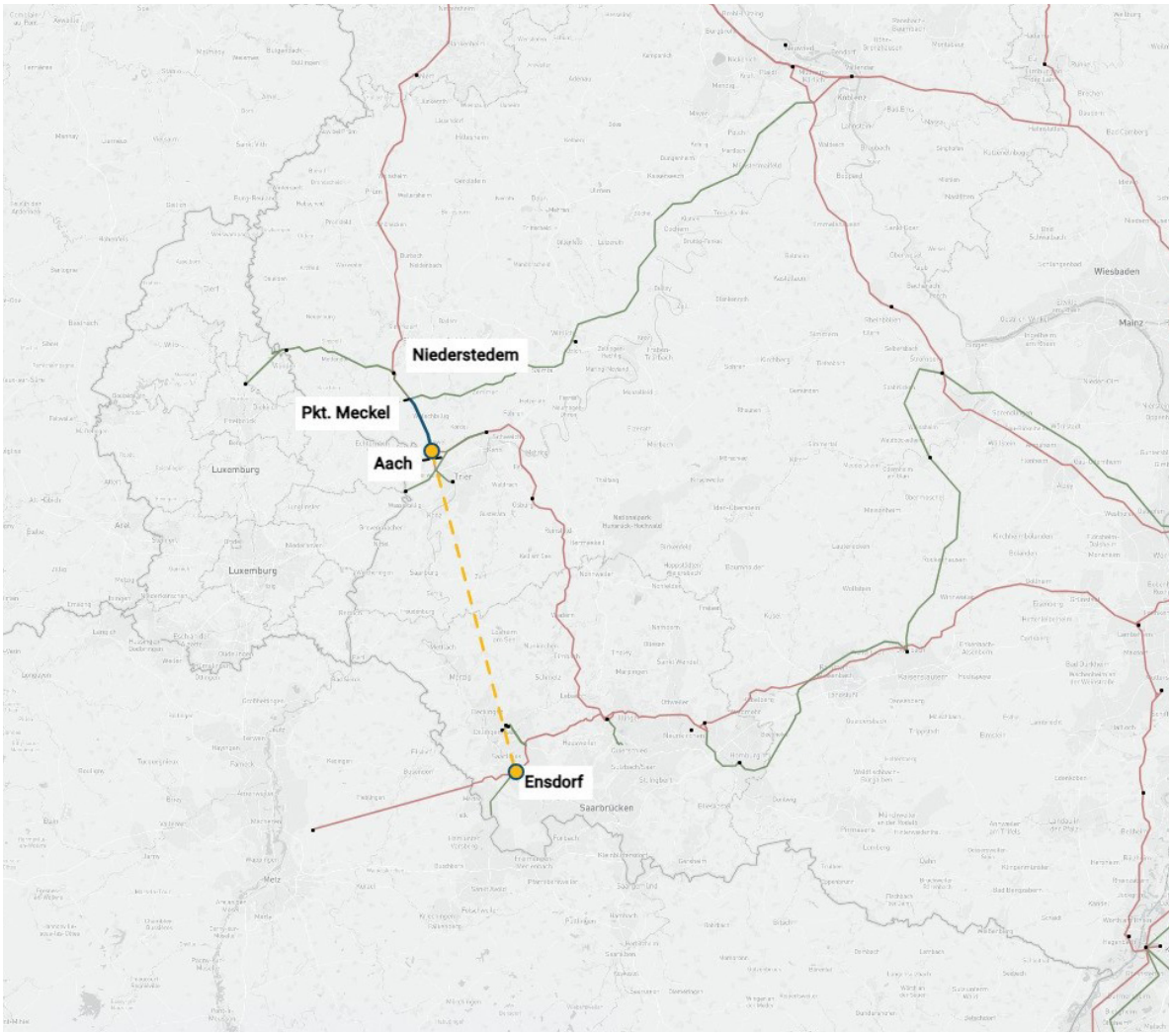
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme könnte eine 380-kV-Leitung zwischen dem Punkt Meckel und der Anlage Aach als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M907 und M908 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P605 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P606: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Oberottmarshausen und Honsolgen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M909: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Suchram Honsolgen
  Zwischen Oberottmarshausen und der neu zu errichtenden Umspannanlage im Suchraum Honsolgen ist eine Zubeseilung vorzunehmen ist zu verstärken. Hierzu wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung).
  Im Suchraum Honsolgen ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage sowie die Errichtung von mehreren 380-/110-kV-Transformatoren erforderlich, um die zukünftigen Leistungen aus dem Verteilnetz aufnehmen zu können.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M909	L	BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		26	x	x	x	x	x	x	2031	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des zukünftigen Zubaus von erneuerbaren Energien im betroffenen Netzbereich ist durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber eine zusätzliche Anlage mit zwei Transformatoren zur Aufnahme von überschüssiger erneuerbarer Energie in das Höchstspannungsnetz vorgesehen. Für die versorgungssichere Anbindung der neu zu errichtenden Umspannanlage ist eine Zubeseilung der bestehenden Leitung erforderlich, um einen zweiten Stromkreis zwischen Oberottmarshausen und der neu zu errichtenden Umspannanlage im Suchraum Honsolgen zu realisieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M909 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

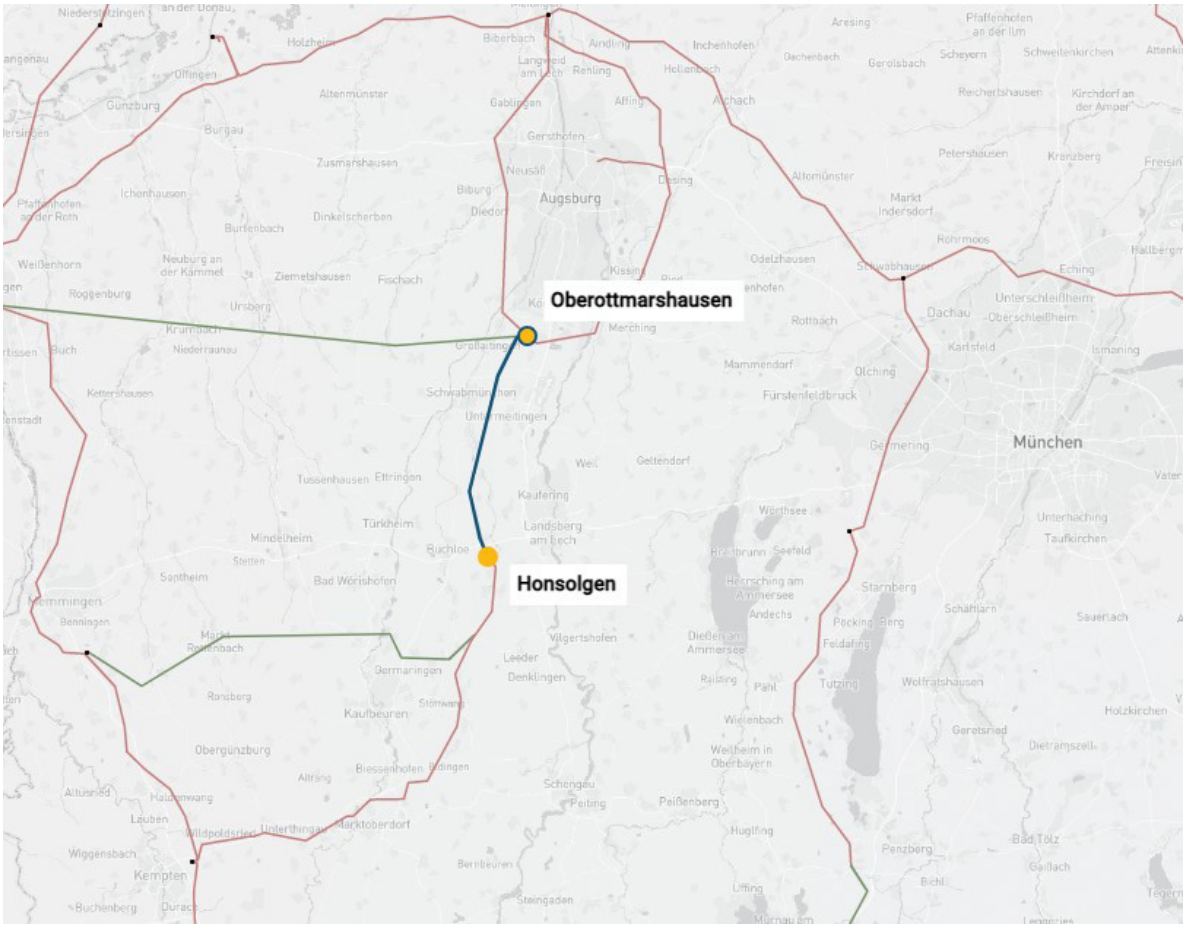
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M909 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Oberottmarshausen und der Umspannanlage im Suchraum Honsolgen als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M909 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P606 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P607: Netzverstärkung Dellmensingen – Vöhringen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Vöhringen und Dellmensingen.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M910: Netzverstärkung Dellmensingen – Vöhringen
  Zwischen den Anlagen Dellmensingen und Vöhringen wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Ersatzneubau in oder unmittelbar neben bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Dellmensingen und Vöhringen realisiert. Hierbei ist die Anlage Vöhringen zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M910	L	BW, BY	NV	Zu-/Umbeseilung		17	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Ost-West-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der bestehenden Trasse. Diese sind durch den ansteigenden Transportbedarf aufgrund der ansteigenden Lasten und dem Ausbau der erneuerbaren Energien im betroffenen Netzbereich zu begründen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M910 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Vöhringen und der Anlage Dellmensingen als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M910 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P607 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P608: Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Synchronisation der Lastflüsse zwischen dem Ruhrgebiet und dem Raum Siegerland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M911: Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land
  Die Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung werden an einem neuen Anlagenstandort (Suchraum Wiehl) in der Nähe der Leitung Linde – Dauersberg aufgebaut und die beiden 380-kV-Stromkreise der Leitung Linde –Dauersberg in die neue Anlage eingeschliffen. Des Weiteren haben die Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung Einfluss auf den unterliegenden Verteilnetzbetreiber. Hierzu muss insbesondere der Einfluss der Leistungssteuerung auf die Transitflüsse in der 110-kV-Ebene untersucht werden. Ebenso ist der Bedarf einer Netztrennung auf 110-kV-Ebene zu analysieren. Im Zuge der Projektdetaillierung müssen die Untersuchungen und damit die Umsetzbarkeit des Betriebsmittels an dem neuen Anlagenstandort spezifiziert werden.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M911	A	NW	NA				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Bergische Land ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse-Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Bergischen Land aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzanalysen haben eine Überlastung zwischen dem Ruhrgbiet und dem Frankfurter Raum identifiziert. Diese Überlastungen werden durch eine Steuerung der Leistungsflüsse der Stromkreise der Leitung Dauersberg – Linde effizient verringert und das Übertragungsnetz gleichmäßiger ausgelastet (Netzoptimierung).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

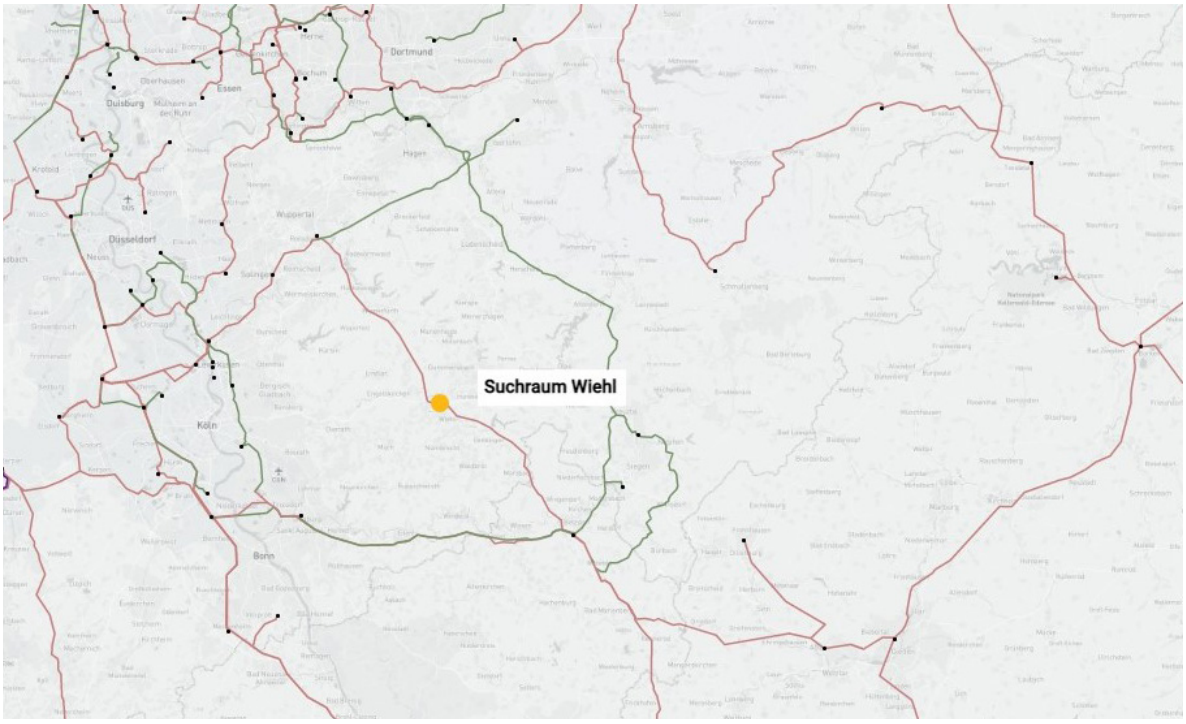
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M911 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Dauersberg und der Anlage Linde als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M911 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P608 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P609: Dezentraler Netzbooster im Rheinland (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts P609 ist die Errichtung mehrerer dezentraler (Pilot-)Netzbooster-Anlagen im Rheinland geplant, um das innovative Konzept zur Höherauslastung der Bestandsnetze zu erproben. Darüber hinaus lässt sich das Projekt mit einer bereits genehmigten regelbaren Anlage zur Bereitstellung von Blindleistung verbinden (AMP-P412-M412a). Eine weitere Synergie ergibt sich durch die wichtige Bereitstellung von Momentanreserve.

- M809: Dezentrale Netzbooster-Pilotanlagen in Nordrhein-Westfalen
  Die Planung sieht die Errichtung mehrerer dezentraler Netzbooster-Einheiten im Rheinland mit einer Leistung von insgesamt ca. 250 MW und einer Kapazität von insgesamt ca. 250 MWh vor. Zur Einbindung der Netzbooster-Einheiten sind die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations-, und Leittechniken zu schaffen.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M809	Dezentraler Netzbooster im Rheinland	A	NW	NA				2026	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süd- und Westdeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern, NRW und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem fortschreitenden Ausstieg aus der Kohleverstromung in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen zukünftig einen hohen Anteil ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd/ Nord-West-Transit in Deutschland der zu großräumigen Überlastungen führt. Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung.

Die Netzbooster lassen sich derart ausgestalten, dass sie ohne zusätzlichen signifikanten Aufwand auch Blindleistung bereitstellen können. Eine ansonsten notwendige Anlage zur Bereitstellung von Blindleistung, die bereits genehmigt und in Planung ist, könnte mittels dieses Multi-Use-Ansatzes eingespart werden. Eine entsprechende bereitzustellende Blindleistung ist in der Region bis spätestens 2030 dringend erforderlich, um die derzeit noch durch Braunkohlekraftwerke gedeckten Blindleistungsbedarfe zu decken. Darüber hinaus steigen insbesondere die regelbaren Blindleistungsbedarfe durch eine erhöhte volatile Einspeisung durch EE-Anlagen und die potenziellen Folgen durch hoch belastete Betriebsmittelausfälle. Der dezentrale Ansatz des Netzboosters verbessert zudem die Möglichkeit ein homogenes Spannungsband einzustellen und erhöht die Redundanz bei Ausfall einer Anlage.

Des Weiteren können die Netzbooster-Anlagen durch die bereits vorhandene Speichertechnologie Momentanreserve bereitstellen, die in erhöhtem Maße notwendig ist, um spontan auftretende Leistungsungleichgewichte und damit Frequenzschwankungen, z. B. infolge einer Netzauftrennung zu begrenzen und damit eine Beherrschbarkeit dieser Störungen sicherzustellen.

Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern. Zur Hebung dieses Innovationspotenzials schlagen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber folgende Roadmap vor:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen.
  Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  – der Einsatz neuer Technologien,
  – die Einbindung in das Netzleitsystem,
  – die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  – die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  – die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  – die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  – die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
  – die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  – die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.
- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (https://www.innosys2030.de/; Oktober 2018 - September 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar.

Die Region Rheinland bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereichs zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an, da die Netzbooster-Einheiten auf eine Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen einwirken können. Der räumlich verteilte Aufbau des Netzboosters ermöglicht eine hohe Redundanz, sodass bei Nichtverfügbarkeit einzelner Netzbooster-Einheiten diese weitestgehend durch die übrigen kompensiert werden können. Die genaue Verortung der einzelnen dezentralen Netzbooster-Einheiten ist zu diesem Planungszeitpunkt noch nicht festgelegt. Die in der Grafik dargestellten Standorte dienen lediglich der Eingrenzung des Suchraumes.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die dezentralen Netzbooster-Einheiten eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Hierzu sollen Offshore-Netzanbindungen zum Einsatz kommen.

Die geplante Maßnahme ist Teil der Erprobung des großflächigen Einsatzes der Netzbooster-Technologie. Zusammen mit den Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW und dem weiteren dezentralen Netzbooster Amprions soll ein koordinierter Einsatz der Netzbooster-Anlagen zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes entwickelt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet.

Im NEP 2037/2045 (2023) wurden in einem zusätzlichen Szenario 2030 Ad-hoc Maßnahmen geprüft. Der dezentrale Netzbooster im Rheinland hat sich zur Reduktion von Redispatch als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P609 wurde erstmals im NEP 2037/2045 (2023) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P610: Netzverstärkung Meppen – Hanekenfähr (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung. Zur Realisierung ist die folgende Maßnahme notwendig:

- M922: Umbeseilung Meppen – Hanekenfähr
  Zwischen den Umspannanlagen Meppen und Hanekenfähr wird die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erforderlich. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität auf dieser Strecke realisiert.
  Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt bis zum Zielhorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (s. Kapital 5.2.7 „Ad-Hoc-Maßnahmen“).

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M922	Umbeseilung Meppen – Hanekenfähr	L	NI	NV	Zu-/Umbeseilung		48	2029	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende sowie durch andere Vorhaben geplante Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Die beschriebene Maßnahme ergänzt die geplanten Vorhaben in dieser Region, sodass auch im Zwischenzeitraum bis zur Erreichung des Zielnetzzustands keine Engpässe durch die gestiegenen Transportanforderungen drohen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Im NEP 2037/2045 (2023) wurden in einem zusätzlichen Szenario 2030 Ad-hoc Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M922 hat sich zur Reduktion von Redispatch/Engpassarbeit als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M922 in oder unmittelbar neben den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

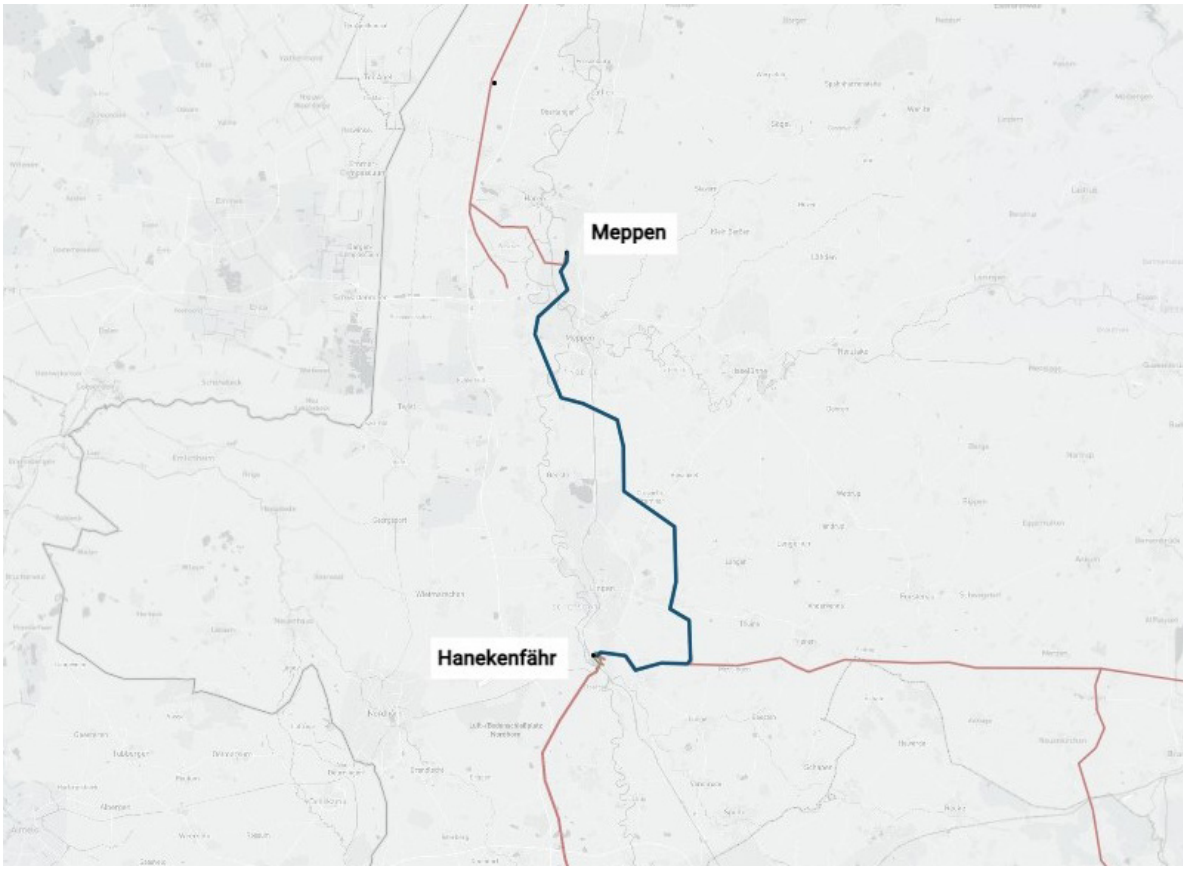
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M922 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Hanekenfähr und der Anlage Meppen als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M922 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P610 wurde im NEP 2037/ 2045 (Version 2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P611: Netzverstärkung Mengede – Emscherbruch (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist die folgende Maßnahme notwendig:

- M923: Umbeseilung Mengede – Emscherbruch
  Zwischen den Umspannanlagen Mengede, Pöppinghausen und Emscherbruch wird die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erforderlich. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen dem östlichen und zentralen Ruhrgebiet realisiert.

  Es wird angestrebt, die Maßnahmen beschleunigt bis zum Zeithorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (s. Kapitel 5.2.7 "Ad-hoc-Maßnahmen").

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M923	Umbeseilung Mengede – Emscherbruch	L	NW	NV	Zu-/Umbeseilung		15	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung übernimmt Transportaufgaben in nord-südlicher sowie ost-westlicher Richtung in das zentrale Ruhrgebiet. Mit zunehmender Integration der erneuerbaren Energien im nördlichen NRW ergeben sich in der Folge erhebliche Engpässe auf den Stromkreisen von Mengede nach Emscherbruch, weshalb hier eine Erhöhung der Transportkapazitäten durch eine Umbeseilung notwendig ist. Die beschriebene Maßnahme verhindert unmittelbar drohende Engpässe auf der Leitung und stärkt darüber hinaus in Zusammenhang mit P408 und P501 langfristig die Transportachse zwischen Ostwestfalen und dem Ruhrgebiet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Im NEP 2037/2045 (2023) wurden in einem zusätzlichen Szenario 2030 Ad-hoc Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M923 hat sich zur Reduktion von Redispatch/Engpassarbeit als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M923 in oder unmittelbar neben den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

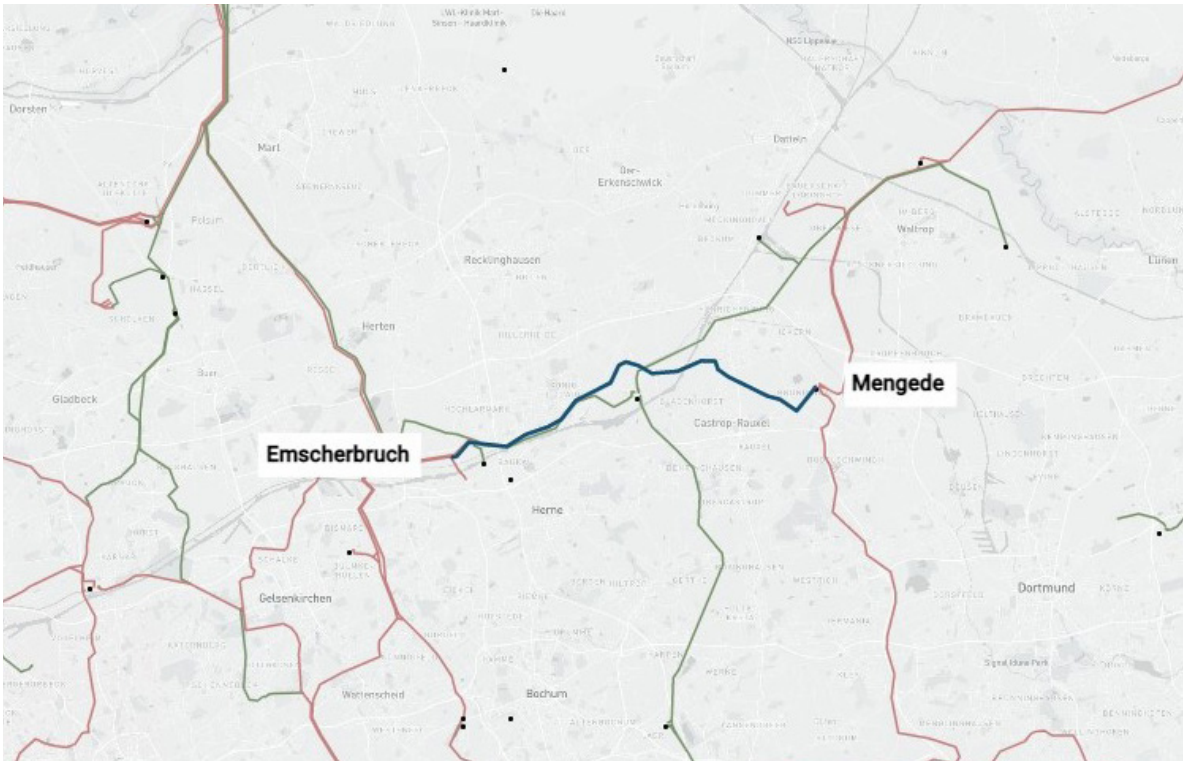
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M923 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Mengede und der Anlage Emscherbruch als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M923 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P611 wurde im NEP 2037/ 2045 (Version 2023) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P612: Sammelprojekt für Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der Regelzone Amprions

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit im Amprion-Netzgebiet. Aufgrund der Vielzahl an vorgesehenen Projekten aus vergangenen und dem aktuellen Netzentwicklungsplan steigt die Vermaschung im gesamten Amprion-Netzgebiet. Die direkte Folge hieraus ist eine geringere Netzimpedanz und entsprechende auch höhere Kurzschlussleistungen an den Netzknoten. In diesem Zusammenhang weisen jedoch die 380-kV-Betriebsmittel in den folgenden Anlagen keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M111: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gersteinwerk
- M112: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kriftel
- M113: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Sechtem
- M114: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Osterath
- M115: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Paffendorf
- M116: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kruckel
- M117: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bischofsheim
- M118: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Eiberg
- M119: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Witten
- M120: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kusenhorst

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M111	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2033	0: Noch keine Aktivität
M112	A	HE	NV				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M113	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M114	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M115	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M116	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M117	A	HE	NV				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M118	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2032	0: Noch keine Aktivität
M119	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M120	A	NW	NV				x	x	x	x	x	x	2033	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

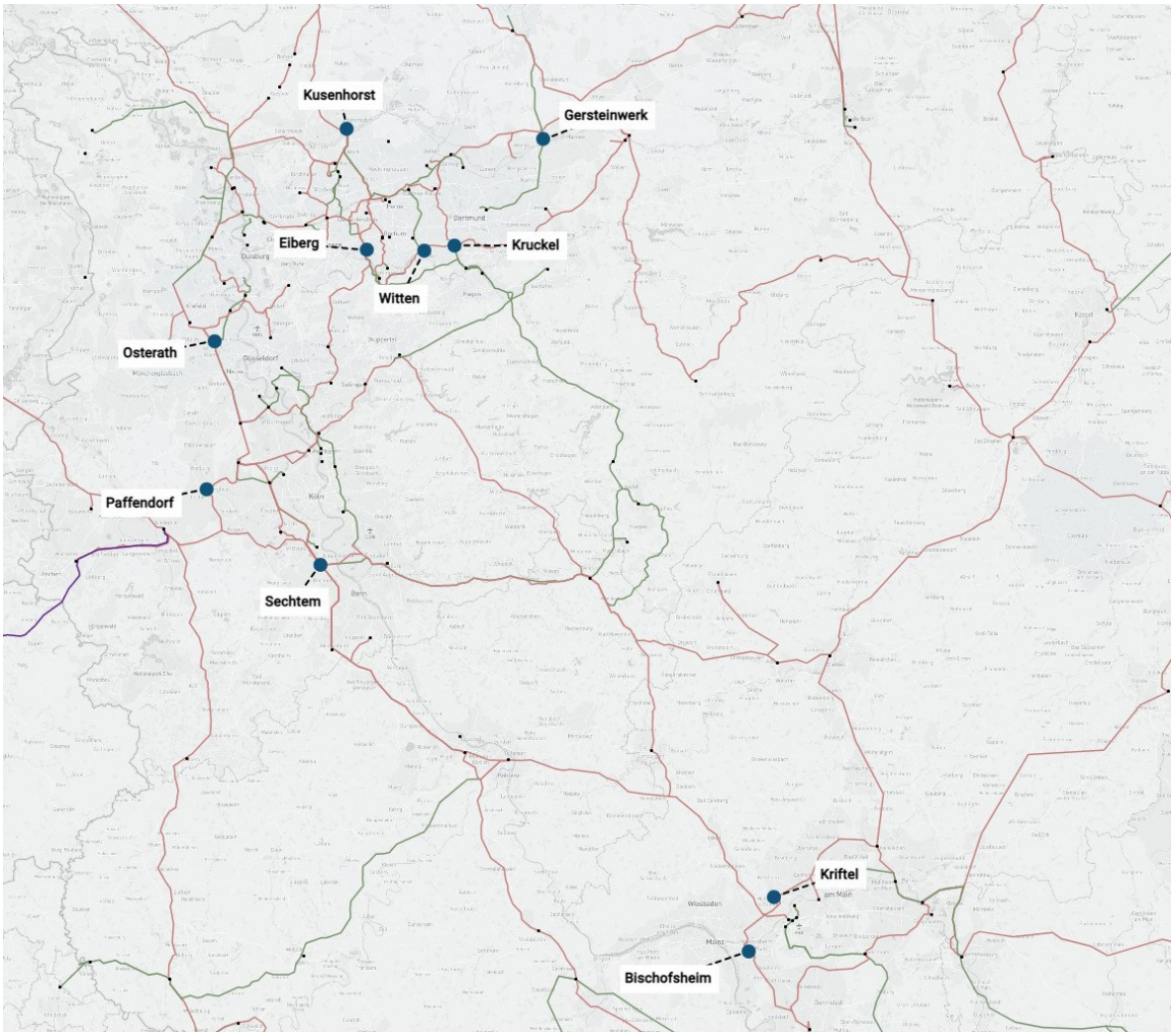
Von den Maßnahmen zur Herstellung der Kurzschlussfestigkeit sind die 380-kV-Schaltanlagen in Gersteinwerk, Kriftel, Sechtem, Osterath, Paffendorf, Kruckel, Bischofsheim, Eiberg, Witten und Kusenhorst betroffen. Die entsprechenden Regionen Raum Rhein-Ruhr und Raum Rhein-Main zeichnen sich durch ein stark vermaschtes Höchstspannungsnetz mit einer hohen Zahl von Einspeisungen und Ausspeisungen aus.

Netzplanerische Begründung

Im Netzentwicklungsplan werden zusätzliche Übertragungskapazitäten identifiziert. Die zusätzlichen Leitungsbaumaßnahmen sowie die zunehmende Vermaschung lässt die Kurzschlussleistung im deutschen Übertragungsnetz und insbesondere in den Regionen Rhein-Ruhr und Rhein-Main ansteigen. Die entsprechenden Kurzschluss-Untersuchungen haben ergeben, dass nicht alle Schaltanlagen bzw. Geräte diese Voraussetzungen der Kurzschlussfestigkeit erfüllen. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P612 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P625: Netzausbau: Streumen – Gemeinde Großenhain – Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Anbindung von zwei neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerken (Neubau-UW). Dadurch wird die Versorgungssicherheit der Stadt Dresden erhöht und die Integration von neuen Industrieansiedlungen in Sachsen ermöglicht. Das Projekt besteht aus der folgenden Maßnahme:

- M625: Streumen – Gemeinde Großenhain – Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln
  Vom UW Streumen über das geplante UW im Suchraum der Gemeinde Großenhain über das geplante UW im Suchraum der Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche bis zum UW Schmölln ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Streumen und Schmölln für den Anschluss der neuen Leitung zu erweitern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche wie folgt abgekürzt: "Suchraum Dresdner Norden". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinde Großenhain wie folgt abgekürzt: "Suchraum Flugplatz Großenhain".

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber sind neue 380/110-kV-Netzschnittstellen an den oben genannten Standorten geplant. Über die geplante 380-kV-Leitung Streumen – Suchraum Flugplatz Großenhain – Suchraum Dresdner Norden – Schmölln werden die beiden geplanten 380/110-kV-Neubau-UW mit dem 380-kV-Bestandsnetz von 50Hertz verbunden. Die 110-kV-Schaltanlagen an den beiden neuen Standorten werden Teil des 110-kV-Verteilnetzes und werden daher vom regionalen Verteilnetzbetreiber errichtet und betrieben.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M625	L	SN	NA	Neubau in neuer Trasse	92		x	x	x	x	x	x	2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Für die im Raum Sachsen bereits bestehende Industrie mit deren geplanten zukünftigem Leistungszuwachs und für die zukünftig erwartete Ansiedlung neuer industrieller Großverbraucher wird vorrangig die Erzeugungsleistung aus dem nördlichen Bereich (EE-Überschussgebiet) in den südlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone transportiert und dort genutzt. Dazu ist die regionale 380-kV-Netzstruktur in Sachsen für die Anbindung an das vorhandene 380-kV-Übertragungsnetz auszubauen.

Netzplanerische Begründung

Der regionale Verteilnetzbetreiber verzeichnet seit einigen Jahren einen Anstieg des Leistungsbedarfes der Stadt Dresden. Dieser wird sowohl durch den Anstieg der Last im öffentlichen und privaten Bereich (Bevölkerungswachstum) als auch durch die industrielle Lastentwicklung geprägt. Die Prognosen des Verteilnetzbe-

treibers zeigen insbesondere im Norden Dresdens einen erheblichen Lastanstieg bis 2030. Auch nach 2030 wird die Bezugsleistung im Raum Dresden voraussichtlich weiter zunehmen. Mit Blick auf den prognostizierten Lastanstieg sind die vorhandenen 380/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem regionalen Verteilnetzbetreiber und 50Hertz nicht mehr ausreichend. Dabei sind sowohl die Umspannkapazität im UW Dresden/Süd, als auch die vorhandene 110-kV-Netzstruktur und dessen Übertragungskapazität in Richtung des Dresdner Nordens perspektivisch nicht mehr ausreichend, um den künftigen Bedarf der Stadt inklusive der Verschiebung des Lastschwerpunktes in Richtung Norden zu decken. Daher ist durch die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UW im Dresdner Norden, dem zukünftigen Lastschwerpunkt, die vertikale Übertragungskapazität zum Verteilnetz zu erhöhen.

Am Standort nördlich der Stadt Großenhain (ehem. Flugplatz) wird seitens des Freistaates Sachsen eine größere industrielle Ansiedlung bis ca. 2030 erwartet. Darüber hinaus wird eingeschätzt, dass auch nach 2030 im Raum Großenhain weitere potenzielle Flächen erschlossen werden und perspektivisch mit einer weiteren Lastentwicklung zu rechnen ist. Daher ist auch im Raum Großenhain die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UWs erforderlich, um die vertikale Übertragungskapazität zum Verteilnetz für die Last der industriellen Ansiedlungen zu ermöglichen.

Als technisch-volkswirtschaftlich geeignetes Gesamtkonzept ist vorgesehen, die beiden oben genannten zukünftigen Lastschwerpunkte im Dresdner Norden und im Raum Großenhain durch den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Streumen und Schmölln erschließen zu können. Dabei werden die beiden 380/110-kV-Neubau-UW in die neu zu errichtende 380-kV-Leitung jeweils mit einer 380-kV-Doppeleinschleifung redundant eingebunden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Der gemäß Szenariorahmen erwartete starke Lastzuwachs in den Regionen Dresden und Großenhain kann netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhaft, da aktuell die regionalen Großverbraucher im 110-kV-Netz angeschlossen sind und deren perspektivische Laststeigerungen nicht über diese Spannungsebene bereitgestellt werden können, nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz gedeckt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

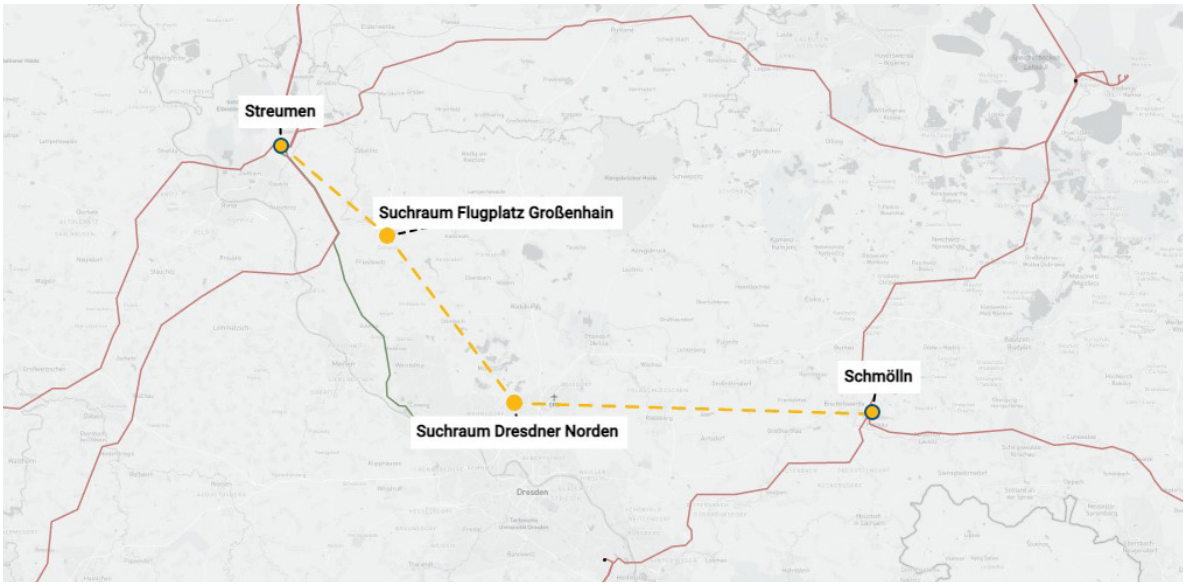
Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen im Suchraum Dresdner Norden und Großenhain existieren, die die Übertragungs- und Versorgungsaufgaben übernehmen könnten.

Ein Ausbau des regionalen 110-kV-Verteilnetzes durch dicht besiedeltes Stadtgebiet bis zum bestehenden UW Dresden/Süd inklusive der entsprechenden Erhöhung der Umspannkapazität im UW Dresden/Süd ist sowohl technisch-wirtschaftlich als auch aus Gründen der Genehmigung nicht geeignet.

Das Projekt bietet zudem die Synergie zusätzlich zum Dresdner Norden auch den Standort Flugplatz Großenhain redundant in das 380-kV-Übertragungsnetz nachhaltig einzubinden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P626: Netzausbau: Bärwalde – Gemeinden Horka/Hähnichen/Niesky/Rothenburg (Oberlausitz) – Hagenwerder

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Integration erneuerbarer Energien in Sachsen und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M626: Bärwalde – Gemeinden Horka/Hähnichen/Niesky/Rothenburg (Oberlausitz) – Hagenwerder
  Von der bestehenden Schaltanlage Bärwalde über das geplante Umspannwerk (UW) im Suchraum der Gemeinden Horka/Hähnichen/Niesky/Rothenburg (Oberlausitz) bis zum bestehenden UW Hagenwerder ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Bärwalde und Hagenwerder für den Anschluss der Leitung zu erweitern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinden Horka/Hähnichen/Niesky/Rothenburg (Oberlausitz) wie folgt abgekürzt: "Suchraum Horka".

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber sind neue 380/110-kV-Netzschnittstellen am oben genannten neuen Standort geplant. Über die geplante 380-kV-Leitung Bärwalde – Horka – Hagenwerder wird das geplante 380/110-kV-Neubau-UW mit dem 380-kV-Bestandsnetz von 50Hertz verbunden. Die 110-kV-Schaltanlage an dem neuen Standort im Suchraum Horka wird Teil des 110-kV-Verteilnetzes und daher vom regionalen Verteilnetzbetreiber errichtet und betrieben. Die neue 110-kV-Schaltanlage wird über die geplante 380/110-kV-Umspannung von 50Hertz mit dem Übertragungsnetz verbunden.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M626	L	SN	NA	Neubau in neuer Trasse	74		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Der regionale Verteilnetzbetreiber verzeichnet seit einigen Jahren einen Anstieg der EE-bedingten Einspeiseleistung in Sachsen, insbesondere im Raum Hagenwerder/Niesky/Bautzen. Dabei wird zukünftig noch ein deutlich schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund der sich abzeichnenden Anfrage- und Antragslage beim Verteilnetzbetreiber sowie der klimapolitischen Ziele in Deutschland erwartet. Insgesamt wird in der Region von einem EE-Ausbau von über 1 GW ausgegangen.

Netzplanerische Begründung

Mit Blick auf den prognostizierten Anstieg der erneuerbaren Energien sind die vorhandenen 380/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem regionalen Verteilnetzbetreiber und 50Hertz nicht mehr ausreichend. Dabei sind sowohl die Umspannkapazität im UW Hagenwerder als auch die vorhandene 110-kV-Netzstruktur und dessen Übertragungskapazität in Richtung Hagenwerder perspektivisch nicht mehr ausreichend, um die zu erwartende Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien abführen zu können. Daher ist durch die Errichtung eines neuen 380/110-kV-UWs im Suchraum Horka, dem zukünftigen 110-kV-Knoten mit hoher Konzentration abzuführender EE-Leistung, die vertikale Übertragungskapazität zum Verteilnetz zu erhöhen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Eine alleinige Verstärkung/Erweiterung des bestehenden 110-kV-Verteilnetzes in der Region für die erforderliche Integration der erneuerbaren Energien rund um den Suchraum Horka ist nicht ausreichend bzw. technisch-wirtschaftlich ungeeignet. Daher ist der Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich, um in der genannten Region eine zusätzliche Übergabestelle zum regionalen Verteilnetzbetreiber zu schaffen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen im Suchraum Horka existieren, die für die Aufnahme der EE-Leistung geeignet wären.

Ein Ausbau des regionalen 110-kV-Verteilnetzes bis zum bestehenden UW Hagenwerder inklusive der entsprechenden Erhöhung der Umspannkapazität im UW Hagenwerder ist technisch-wirtschaftlich aufgrund der im Vergleich zu einer 380-kV-Doppelleitung sehr begrenzten Übertragungsfähigkeit einer 110-kV-Doppelleitung nicht geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P627: Netzausbau: Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher – Perleberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Integration erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M627a: Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Suchraum Gemeinden Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher – Perleberg
  Von der neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin über das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) im Suchraum der Gemeinden Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher bis zum bestehenden UW Perleberg ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau). Die 380-kV-Anlage in Perleberg ist zu erweitern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin wie folgt abgekürzt: "Suchraum Klein Rogahn". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher wie folgt abgekürzt: "Suchraum Ludwigslust".

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber ist eine neue 380/110-kV-Netzschnittstelle an dem oben genannten Standort geplant. Über die geplante 380-kV-Leitung Suchraum Klein Rogahn – Suchraum Ludwigslust – Perleberg wird das neue 380/110-kV-UW mit dem 380-kV-Bestandsnetz von 50Hertz verbunden.
Die 110-kV-Schaltanlage an dem neuen Standort im Suchraum Ludwigslust wird Teil des 110-kV-Verteilnetzes und daher vom regionalen Verteilnetzbetreiber errichtet und betrieben. Die 110-kV-Schaltanlage wird über die geplante 380/110-kV-Umspannung von 50Hertz mit dem Übertragungsnetz verbunden.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M627a	L	BB, MV	NA	Neubau in neuer Trasse	89		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP 2037/2045 zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Da für die bestehende 380-kV-Leitung bereits eine Netzverstärkung und eine Netzoptimierung (s. P223 und P357) vorgesehen sind, hat diese nach Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht. Dennoch treten in den Netzanalysen im Rahmen des NEP 2037/2045 auf der 380-kV-Leitung unzulässig hohe Leitungsauslastungen im

(n-1)-Fall auf. Um die Überlastungen auf der bereits verstärkten 380-kV-Leitung zu beheben, ist ein Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen zwischen den neu zu errichtenden Schaltanlagen im Suchraum Klein Rogahn und dem UW Perleberg erforderlich. Für die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel ist bereits eine Leistungsflusssteuerung vorgesehen (s. P357). Für die geplanten zusätzlichen Stromkreise (3. und 4. System) des Projekts P223 wird die Notwendigkeit einer zusätzlichen Leistungsflusssteuerung noch untersucht. Ohne die genannten Maßnahmen kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen bei den gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben.

Das neu zu errichtende UW im Suchraum Ludwigslust dient zur Aufnahme von EE-Leistung aus dem unterlagerten 110-kV-Netz des regionalen Verteilnetzbetreibers. Dessen 110-kV-Teilnetze sind bereits aktuell durch hohe EE-Einspeisungen teilweise unzulässig ausgelastet, sodass große Mengen durch Einspeisemanagement abgeregelt werden müssen. Eine zusätzliche 380-/110-kV-Netzschnittstelle ermöglicht daher die Leistungseinspeisung weiterer zu erwartender Wind- und PV-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

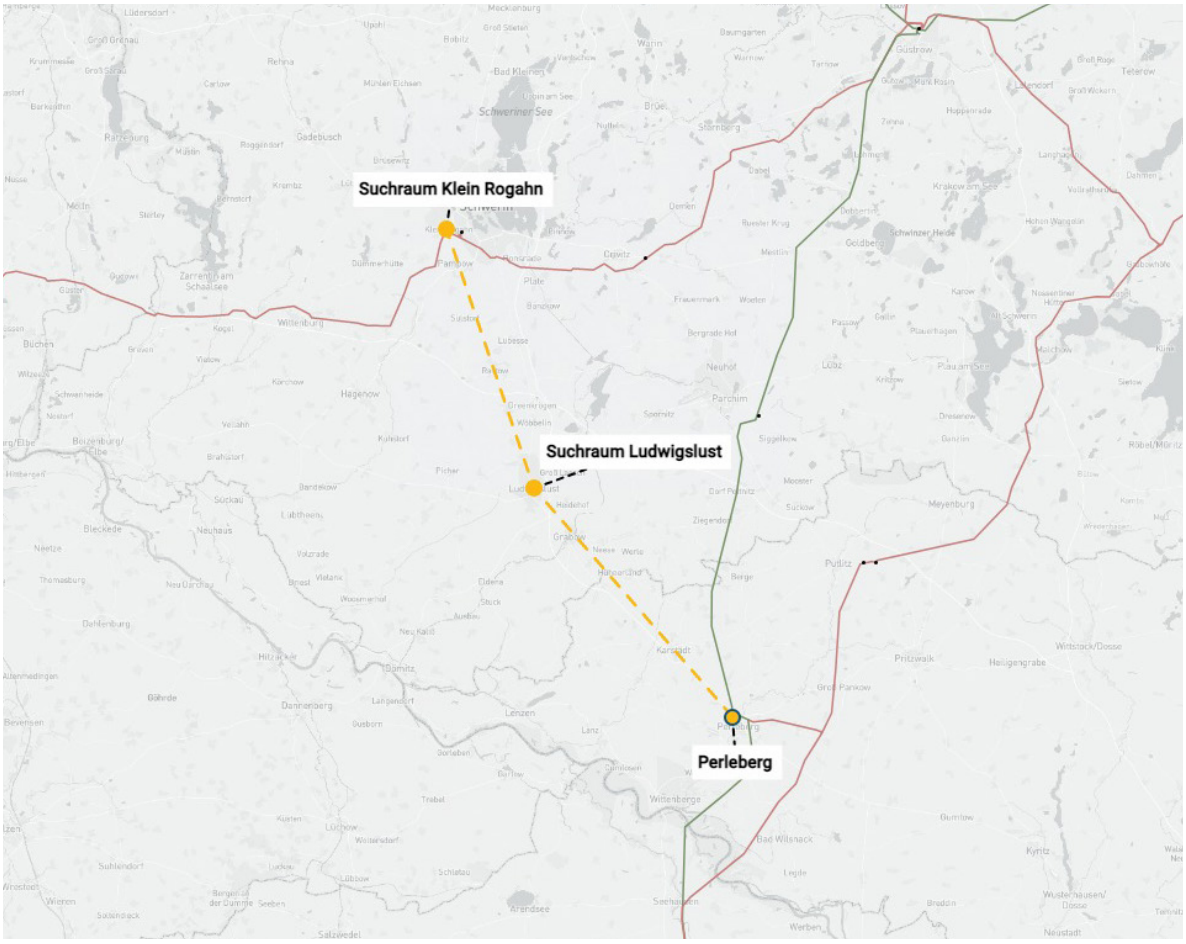
Durch eine Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes in der Region ist die erforderliche Integration erneuerbarer Energien in der Region rund um den Suchraum Ludwigslust nicht möglich. Daher ist der Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich, um in der genannten Region eine zusätzliche Übergabestelle zum Verteilnetzbetreiber zu schaffen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative Netzverknüpfungspunkte für das genannte Projekt sind die UW Görries bzw. Parchim/Süd. Dabei hat sich der Anschluss im Suchraum Klein Rogahn gegenüber dem UW Görries als vorteilhaft hinsichtlich der entlastenden Wirkung erwiesen. Dies gilt gleichfalls für den Anschluss im UW Perleberg gegenüber dem alternativen Anschluss im UW Parchim/Süd. Durch die Leitungsführung vom Suchraum Klein Rogahn bis zum UW Perleberg erfolgt eine höhere Entlastung der Leitung Parchim/Süd – Perleberg, da so ein Bypass für diese Leitung entsteht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P628: Netzverstärkung: Lubmin – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Berlin und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M628: Lubmin – Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow
  Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Lubmin über das neu zu errichtende UW im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow über die bestehenden UW Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd und Gransee bis zum bestehenden UW Malchow ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen Lubmin, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd, Gransee und Malchow sind entsprechend zu verstärken. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Iven".

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M628a	L	BB, BE, MV	NV	Ersatzneubau		192	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, drei der vier bestehenden Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes zu verstärken (s. Projekte 50HzT-003, 50HzT-P34, P124, P359, P450), wodurch diese Verbindungen bereits auf die maximale Übertragungskapazität angehoben werden. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der vierten Nord-Süd-Verbindung Lubmin – Suchraum Iven – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende Nord-Süd-Verbindung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den UW Lubmin, Suchraum Iven, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd, Gransee und Malchow besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P630: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M630a: Wolmirstedt – Suchraum Eulenberg – Förderstedt (Ad-hoc-Maßnahme)
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den vorhandenen Umspannwerken (UW) vorgenommen. Anschließend wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt (Netzverstärkung). Diese Maßnahme zeigt bereits im Jahr 2030 eine hohe redispatchsenkende Wirkung und wird daher als Ad-hoc-Maßnahme vorgezogen. Im Suchraum Eulenberg erfolgt die Errichtung eines neuen 380/110-kV-UW zur Versorgung eines geplanten Großverbrauchers.
- M630b: Förderstedt – Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/AnhaltVom bestehenden UW Förderstedt bis zum neu zu errichtenden UW im Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum der 380-kV-Leitung Förderstedt – Jessen/Nord – Ragow eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt wie folgt abgekürzt: "Suchraum Zerbst".

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M630a	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		50	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität
M630b	L	ST	NV	Ersatzneubau		42	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein signifikanter Anstieg der Last erwartet. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die Ansiedlung neuer Halbleiterfabriken in Magdeburg zu nennen, die im Endausbau einen Leistungsbedarf von 1,6 GW besitzen und damit die Region in eine neue Leistungssenke in der 50Hertz-Regelzone verwandeln.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Suchraum Eulenberg – Förderstedt – Suchraum Zerbst. Ohne diese Maßnahmen kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

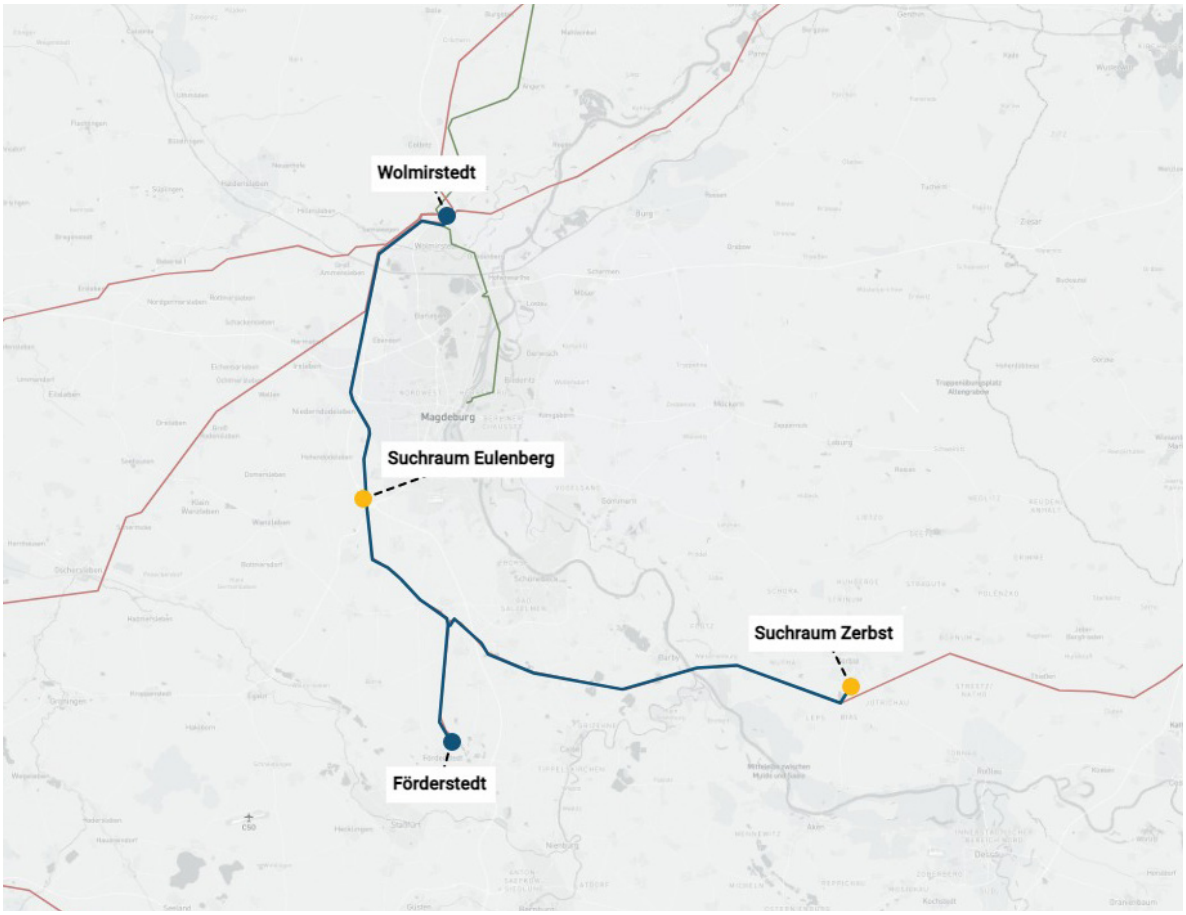
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen kann die bestehende 380-kV-Leitung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den UW Wolmirstedt, Suchraum Eulenberg und Förderstedt besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P631: Netzverstärkung: Marke – Hohenthurm – Lauchstädt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M631a: Lauchstädt – Suchraum Hohenthurm – Marke
  Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Lauchstädt über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Hohenthurm bis zum bestehenden UW Marke ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen Lauchstädt und Marke sind zu erweitern.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M631a	L	ST	NV	Ersatzneubau		51	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein signifikanter Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der 380-kV-Leitung Lauchstädt – Suchraum Hohenthurm – Marke. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

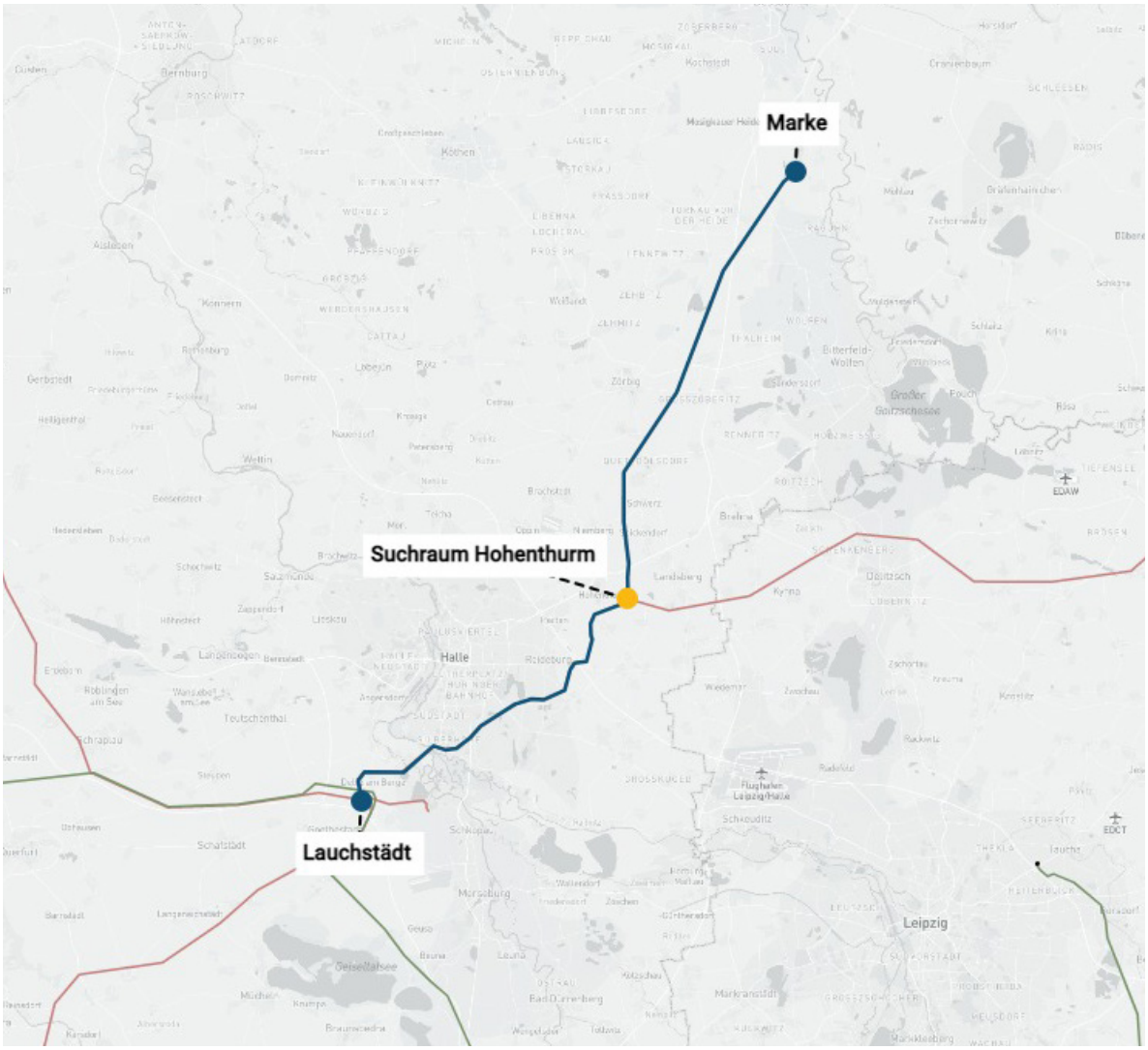
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende 380-kV-Leitung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den UW Lauchstädt und Marke besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P632: Netzverstärkung: Hamburg/Ost – Hamburg/Süd – Dollern

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Hamburg und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M632a: Hamburg/Ost – Hamburg/Süd – Dollern
  Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Hamburg/Ost über das bestehende UW Hamburg/Süd bis zum bestehenden UW Dollern ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen Hamburg/Ost, Hamburg/Süd und Dollern sind entsprechend zu verstärken.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M632a	L	HH, SH	NV	Ersatzneubau		58	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein und Hamburg stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für den Großraum Hamburg ein Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der 380-kV-Leitung Hamburg/Ost – Hamburg/Süd – Dollern. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

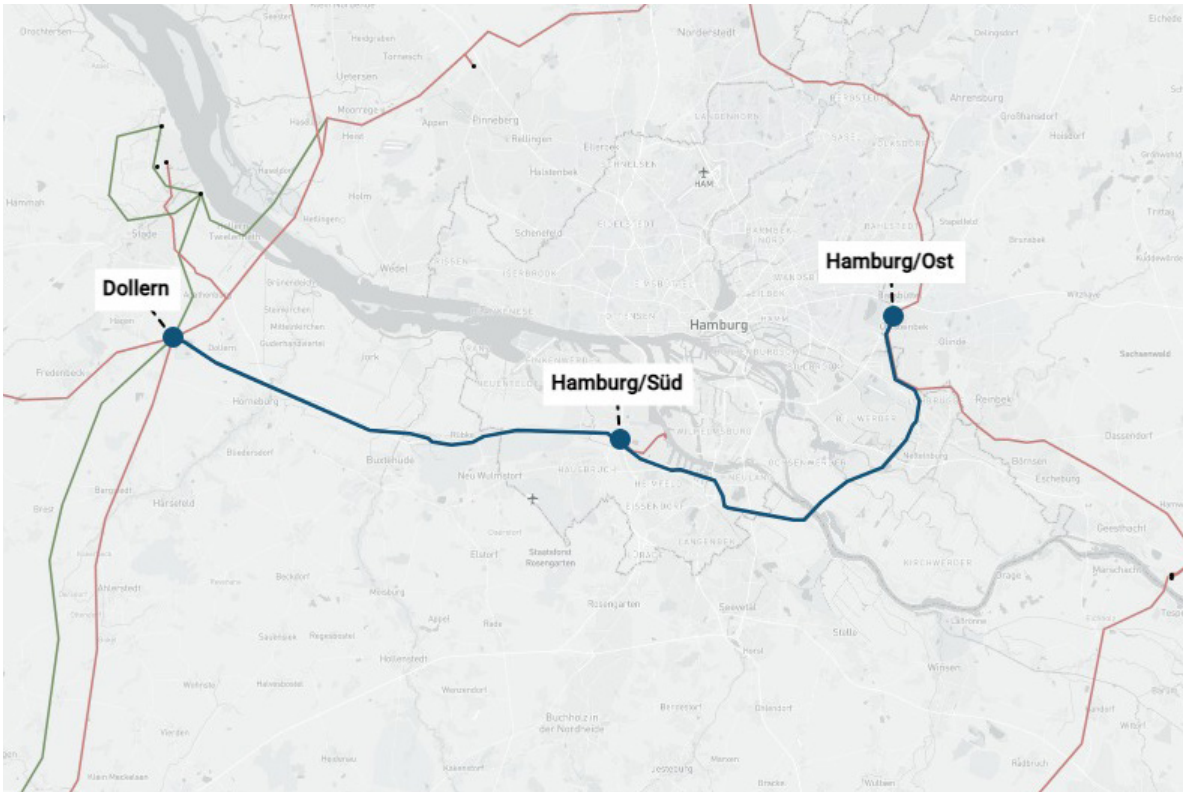
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende 380-kV-Leitung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den UW Hamburg/Ost, Hamburg/Süd und Dollern besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden in diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P633: Netzverstärkung: Ragow – Thyrow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Brandenburg und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M633: Thyrow – Ragow
  Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Thyrow zum bestehenden UW Ragow ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen Thyrow und Ragow sind zu verstärken.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M633	L	BB	NV	Ersatzneubau		62	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Brandenburg stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der 380-kV-Leitung Thyrow – Ragow. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

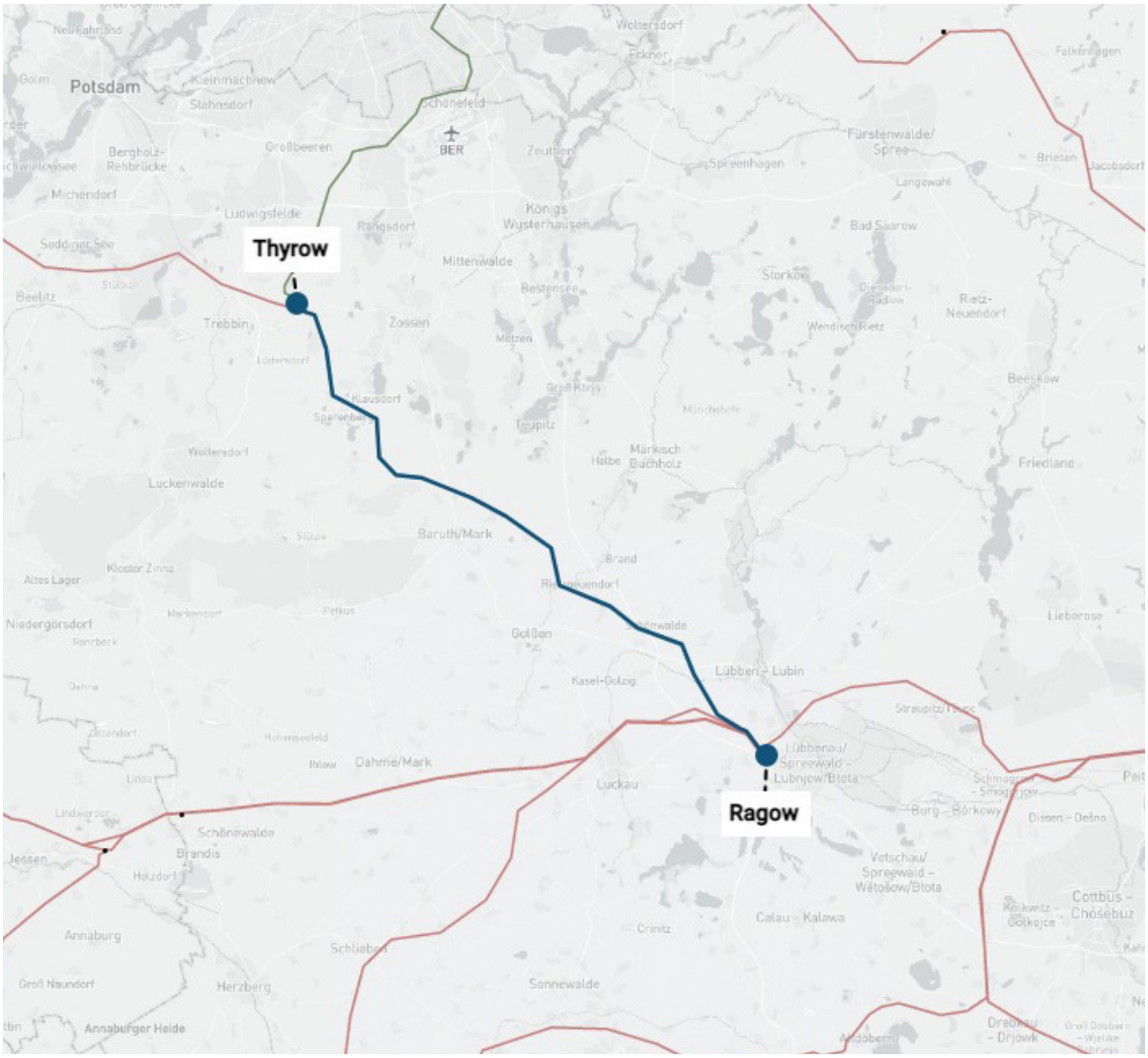
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende 380-kV-Leitung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den UW Thyrow und Ragow besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden in diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P634: Netzverstärkung: Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M634a: Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen (3.+4. System)
  Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Klostermansfeld über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Schraplau/Obhausen" als Arbeitstitel genannt) ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum zusätzlich eine 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) als Parallelneubau zu errichten (Netzverstärkung). Hierbei orientiert sich die Planung der neuen Leitung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen sind zu erweitern.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M634a	L	ST	NV	Parallelneubau		22	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Da für die bestehende 380-kV-Leitung bereits eine Netzverstärkung vorgesehen ist (s. P124), hat diese Leitung nach Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht. Dennoch treten im NEP auf der 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf. Um den Überlastungen auf der bereits verstärkten 380-kV-Leitung zu begegnen, ist ein Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen zwischen Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen erforderlich. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

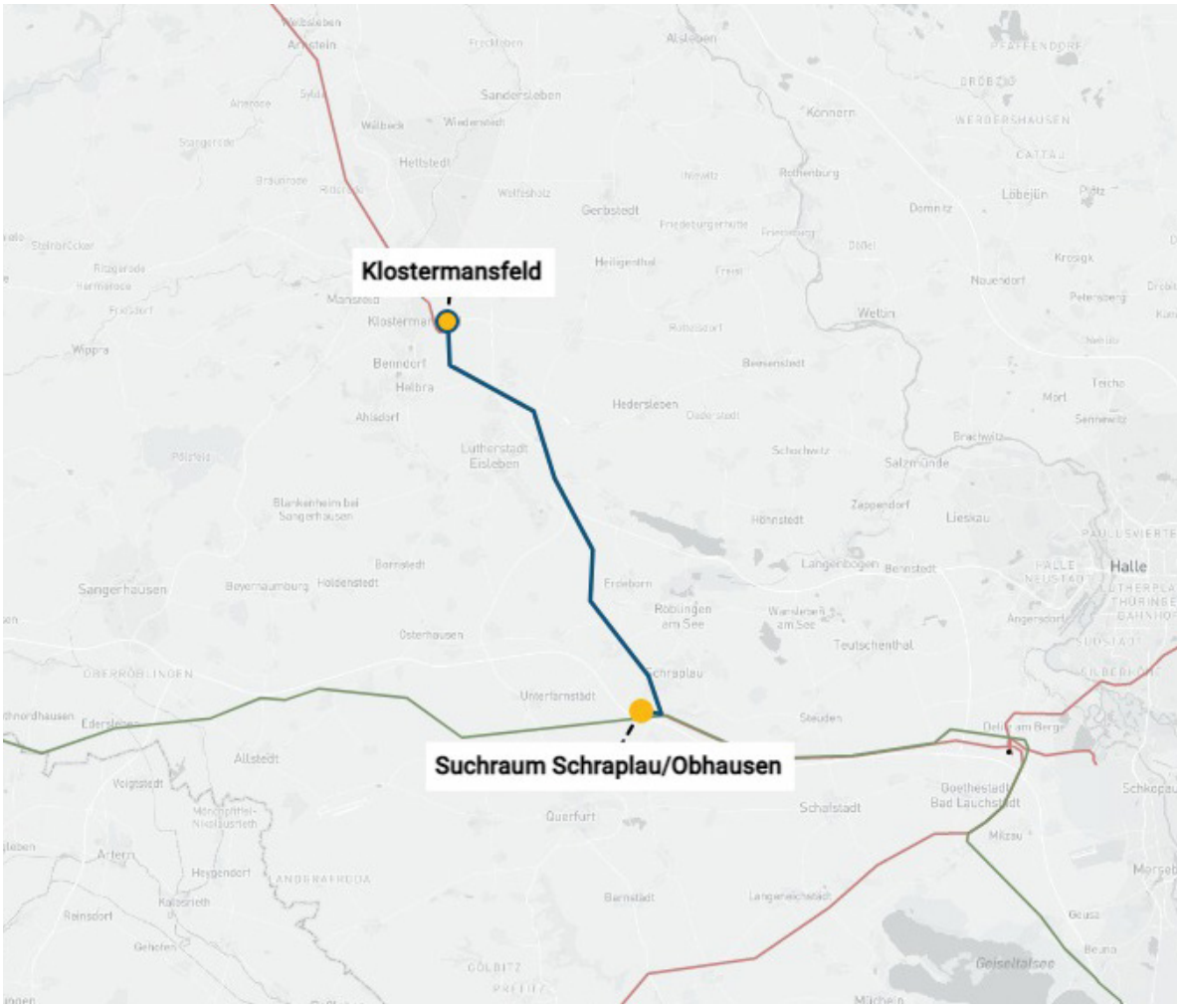
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen der bestehenden Leitung sind ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zum hier gegenständlichen Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen kommt nur ein Neubau in neuer Trasse in Betracht. Hierbei wäre jedoch mit deutlich größeren Distanzen und damit einhergehend deutlich größeren Eingriffen in die Landschaft zu rechnen. Damit existiert zur hier vorgeschlagenen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P635: Netzausbau: Gemeinde Grabowhöfe – Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt – Marke

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M635a: Suchraum Gemeinde Grabowhöfe – Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt – MarkeVom neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum der Gemeinde Grabowhöfe über die neu zu errichtenden UW im Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow und Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt bis zum bestehenden UW Marke ist im Rahmen dieser Maßnahme eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau).
  Die 380-kV-Anlage Marke ist zu erweitern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt wie folgt abgekürzt: "Suchraum Zerbst". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Jerichow". Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Gemeinde Grabowhöfe wie folgt abgekürzt: "Suchraum Grabowhöfe".

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber ist eine neue 380/110-kV-Netzschnittstelle im Suchraum Grabowhöfe geplant.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M635a	L	BB, MV, ST	NA	Neubau in neuer Trasse	280		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, drei der vier bestehenden Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes zu verstärken (s. 50HzT-003, 50HzT-P34, P124, P359, P450), wodurch diese Verbindungen bereits auf die maximale Übertragungskapazität angehoben werden. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. In der Folge ist ebenfalls eine Stromtragfähigkeitserhöhung der vierten Nord-Süd-Verbindung erforderlich (s. P628). Nachdem alle vier Nord-Süd-Verbindungen gemäß NOVA-Prinzip mittels Netz-

verstärkungen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht haben, zeigt sich, dass die bestehenden 380-kV-Leitungen im Nordraum der 50Hertz-Regelzone für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität besitzen. Aus diesem Grund ist eine zusätzliche Nord-Süd-Verbindung vom neu zu errichtenden UW im Suchraum Grabowhöfe über die neu zu errichtenden UW im Suchraum Jerichow und Suchraum Zerbst bis zum bestehenden UW Marke erforderlich. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden vier Nord-Süd-Verbindungen nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen der bestehenden vier Nord-Süd-Verbindungen sind ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

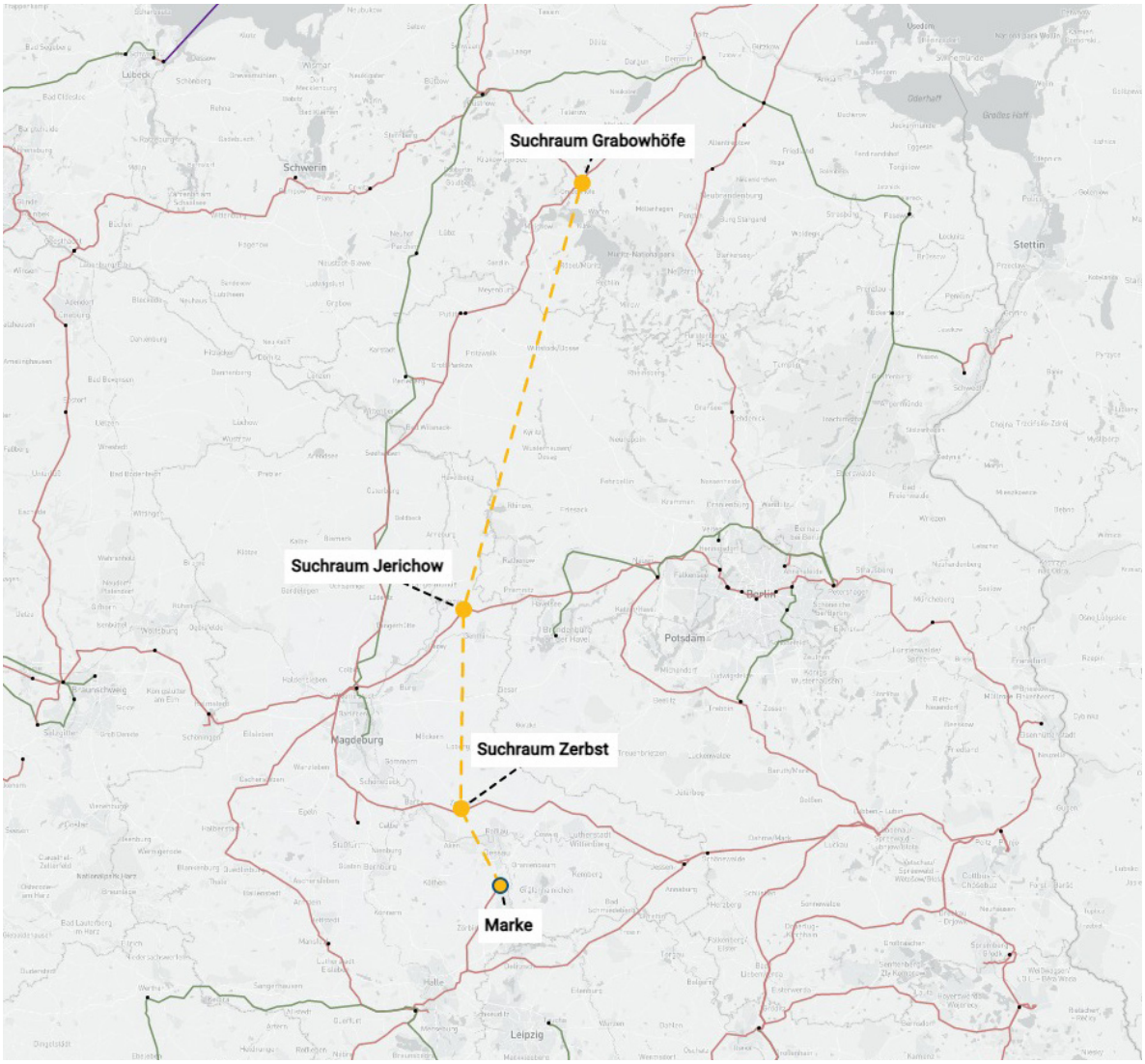
Alternative Netzverknüpfungspunkte (NVP) zu den vorgeschlagenen NVP wären Putlitz/Süd für Suchraum Grabowhöfe, ein neu zu errichtendes UW auf der Leitung Wolmirstedt – Wustermark / Teufelsbruch für Suchraum Jerichow sowie ein alternativer Standort auf der Leitung Förderstedt – Jessen/Nord für Suchraum Zerbst.

Das UW Putlitz/Süd erweist sich gegenüber Suchraum Grabowhöfe als weniger geeignet, da es aufgrund seiner Lage (weiter südlich auf der Nord-Süd-Trasse Siedenbrünzow – Wolmirstedt) das nördliche Teilstück zwischen Suchraum Grabowhöfe und Putlitz/Süd nicht entlastet. Zudem vergleichmäßigt die geplante Anlage Suchraum Grabowhöfe den Leistungsfluss auf den Stromkreisen Siedenbrünzow – Güstrow, Güstrow – Putlitz/Süd und Siedenbrünzow – Putlitz/Süd.

Der Suchraum Zerbst beinhaltet ein gemeinsam mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber geplantes 380/110-kV-UW, das zur Aufnahme von EE-Leistung aus dem Verteilnetz und Weitertransport über das Übertragungsnetz dient. Deswegen wäre ein alternativer NVP auf der Leitung Förderstedt – Jessen/Nord keine sinnvolle Alternative zum vorgeschlagenen Suchraum Zerbst.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P636: Netzausbau: Delitzsch – Taucha – Eula

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M636a: Suchraum Stadt Delitzsch – Taucha – Eula
  Von dem geplanten Umspannwerk (UW) im Suchraum Stadt Delitzsch bis zum bestehenden UW Eula ist einer neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau). Hierzu ist das 380/110-kV-UW Eula zu verstärken. Darüber hinaus wird das bestehende 220/110-kV-UW Taucha auf 380 kV umgestellt und die beiden neuen 380-kV-Stromkreise werden mittels Doppeleinschleifung eingebunden (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M636a	L	SN	NA	Neubau in neuer Trasse	58		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein signifikanter Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Da für die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region bereits Netzverstärkungen vorgesehen sind, haben diese nach Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht. Dennoch treten im NEP auf den entsprechenden Leitungen unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf. Um den Überlastungen auf den bereits verstärkten 380-kV-Leitungen zu begegnen, ist ein 380-kV-Netzausbau vom Suchraum Stadt Delitzsch nach Eula erforderlich. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2037/2045 (2023) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

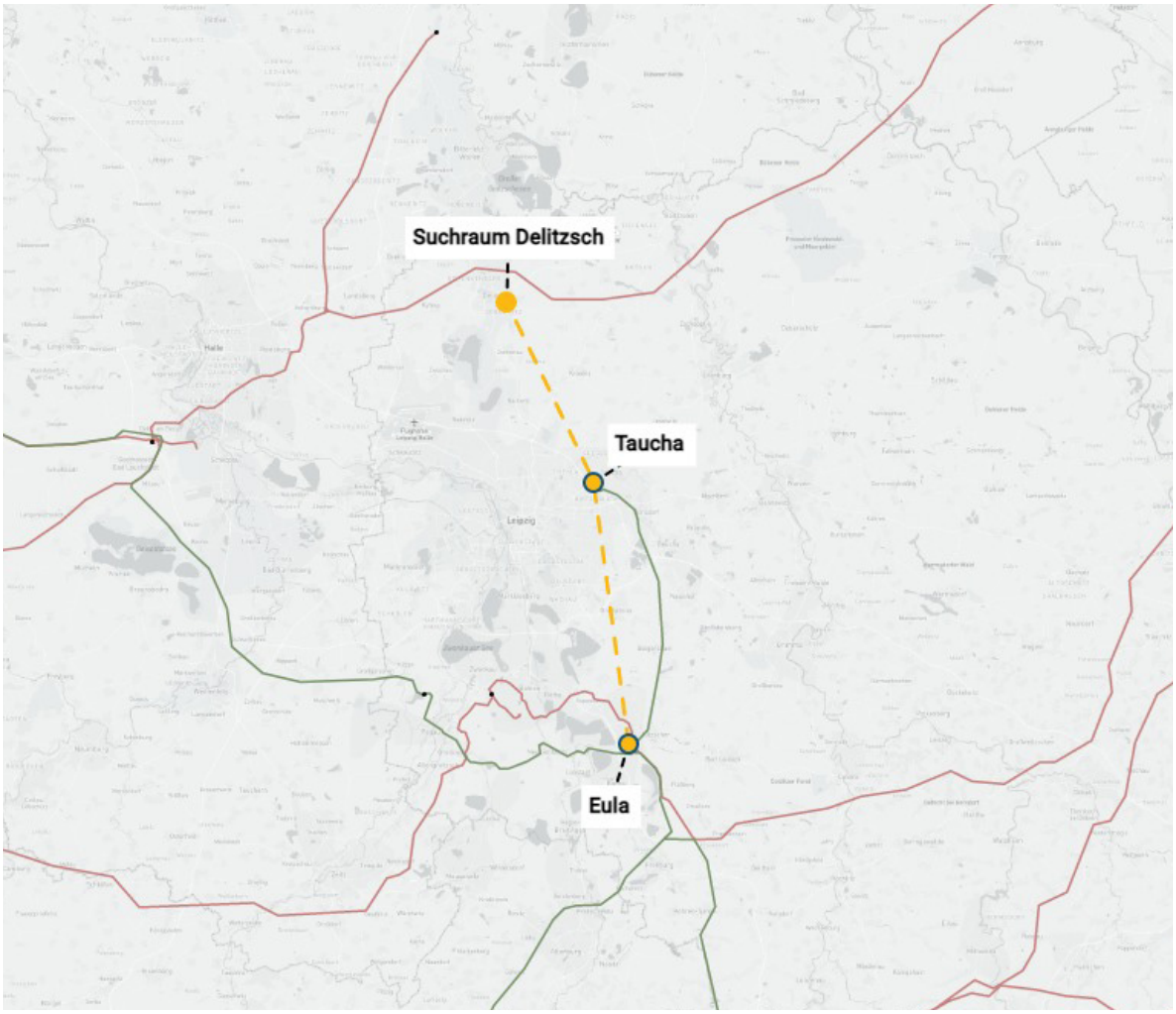
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind in der Region ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative wäre prinzipiell auch der 380-kV-Netzausbau vom Suchraum Stadt Delitzsch nach Streumen zu nennen. Da dieser 380-kV-Leitungsausbau jedoch elektrisch weniger wirksam ist und zudem die Eingriffe in die Landschaft aufgrund der längeren Trassenlänge größer sind, wurde diese Alternative verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P637: Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung Iven – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd bzw. Iven – Pasewalk sowie zur Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region. Durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M637a: Leistungsflusssteuerung Suchraum Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Ad-hoc-Maßnahme)
  In der neu zu errichtenden 380-kV-Anlage im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow sind leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zu errichten. Hierbei ist eine flexible Verschaltung vorgesehen, sodass sowohl ein Betrieb in den 380-kV-Stromkreisen Iven – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd als auch in den Stromkreisen Iven – Pasewalk ermöglicht wird. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow wie folgt abgekürzt: "Suchraum Iven".

Dieses Projekt zeigt bereits im Jahr 2030 eine besonders hohe Wirkung bezüglich der Vermeidung von Engpassmanagementkosten und wird daher als Ad-hoc-Maßnahme vorgezogen.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M637a	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Lubmin – Suchraum Iven – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, drei der vier bestehenden Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes zu verstärken (s. 50HzT-003, 50HzT-P34, P124, P359, P450), wodurch diese Verbindungen bereits auf die maximale Übertragungskapazität angehoben werden. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert u.a. eine Stromtragfähigkeitserhöhung der vierten Nord-Süd-Verbindung Lubmin – Suchraum Iven – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow (s. P628). Um in der Zwischenzeit bis zur Realisierung des Projektes P628 die unzulässig hohen Leitungs-

belastungen zu reduzieren, ist im Zuge dieses Projektes eine Leistungsflusssteuerung im Suchraum Iven vorgesehen. Mittels dieser Leistungsflusssteuerung kann eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone erzielt werden. Zudem wird durch das Umspannwerk-Konzept eine flexible Verschaltung der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sowohl in Nord-Süd- als auch in Ost-West-Richtung ermöglicht. Hieraus ergibt sich eine wichtige Flexibilität, um auf veränderte Leistungsflusssituationen in der Region reagieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

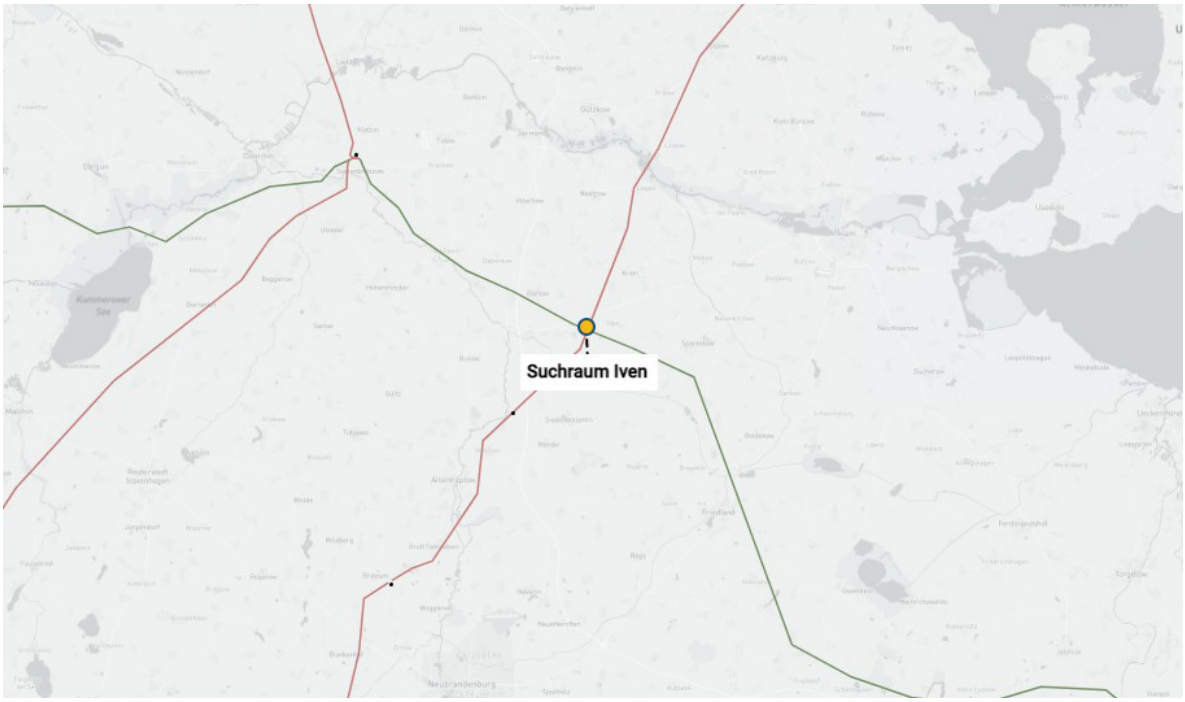
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit der Leistungsflusssteuerung im Suchraum Iven wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht und somit eine bestmögliche Ausnutzung des bestehenden Übertragungsnetzes erzielt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) im Suchraum Iven ist für die hier gegenständliche Maßnahme aus netztechnischer Sicht der optimale Standort, da im UW im Suchraum Iven sowohl 380-kV-Stromkreise in Nord-Süd- als auch in Ost-West-Richtung zusammengeführt werden. Daraus ergibt sich eine hohe Flexibilität in der Leistungsflusssteuerung, wodurch eine langfristige Nutzung der eingesetzten leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sichergestellt ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P638: Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Neuenhagen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden sowie zur Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region. Durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M638a: Leistungsflusssteuerung Neuenhagen
  In dem bestehenden Umspannwerk (UW) Neuenhagen sind leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zu errichten.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M638a	A	BB	NA							x	x	x	2045	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Brandenburg stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Um die unzulässig hohen Leitungsbelastungen zu reduzieren, ist im Zuge dieses Projektes eine Leistungsflusssteuerung im UW Neuenhagen vorgesehen. Mittels dieser Leistungsflusssteuerung kann eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone erzielt werden. Hieraus ergibt sich eine wichtige Flexibilität, um auf veränderte Leistungsflusssituationen in der Region reagieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

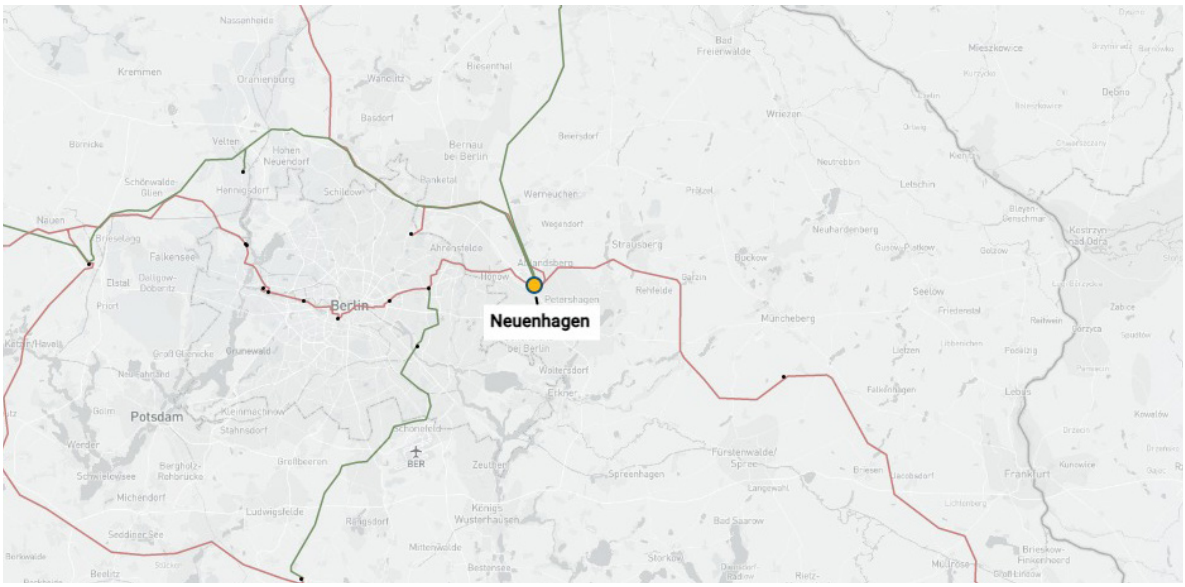
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit der Leistungsflusssteuerung im UW Neuenhagen wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht und somit eine bestmögliche Ausnutzung des bestehenden Übertragungsnetzes erzielt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das UW Neuenhagen ist für die hier gegenständliche Maßnahme der aus netztechnischer Sicht optimale Standort, da durch die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel im UW Neuenhagen die 380-kV-Stromkreise in Nord-Süd-Richtung gezielt entlastet werden können. Daraus ergibt sich eine hohe Effektivität in der Leistungsflusssteuerung, wodurch eine langfristige Nutzung der eingesetzten leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sichergestellt ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P639: Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung zwischen Mecklar und Vieselbach sowie zur Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region und auf den Kuppelleitungen zwischen TenneT und 50Hertz. Durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M639a: Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im bestehenden Umspannwerk (UW) Eisenach sind leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zu errichten. Hierbei ist zudem das 380-kV-UW Eisenach in die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise Mecklar – Vieselbach mittels Doppeleinschleifung einzubinden (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

Dieses Projekt zeigt bereits im Jahr 2030 eine besonders hohe Wirkung bezüglich der Vermeidung von Engpassmanagementkosten und wird daher als Ad-hoc-Maßnahme vorgezogen.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M639a	A	TH	NA				x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Mecklar – Vieselbach sowie weitere 380-kV-Leitungen in der Region besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Im Zuge dieses Projektes ist eine Leistungsflusssteuerung im UW Eisenach vorgesehen. Mittels dieser Leistungsflusssteuerung wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region auf den West-Ost- sowie Nord-Süd-Transportachsen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz erzielt. Hieraus ergibt sich eine wichtige Flexibilität, um auf veränderte Leistungsflusssituationen in der Region reagieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

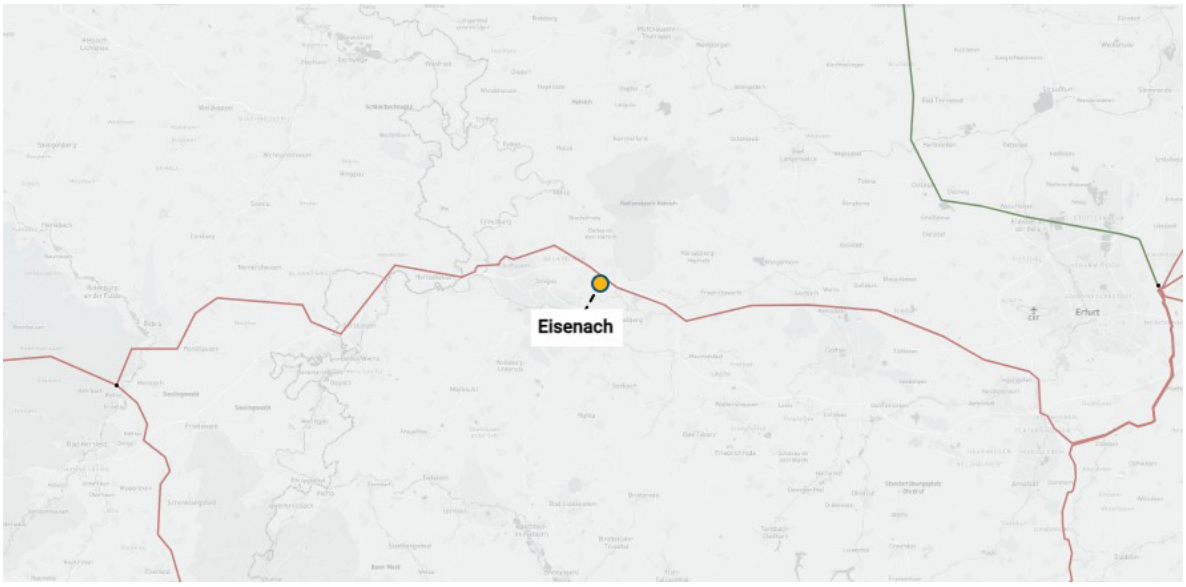
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit der Leistungsfluss-steuerung im UW Eisenach wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den West-Ost- sowie Nord-Süd-Transportachsen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ermöglicht und somit eine bestmögliche Ausnutzung des bestehenden Übertragungsnetzes erzielt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das UW Eisenach ist für die hier gegenständliche Maßnahme aus netztechnischer Sicht der optimale Standort. Durch die Errichtung der Leistungsflusssteuerung im UW Eisenach können auftretende Überlastungen auf der Kuppelleitung Mecklar – Vieselbach gezielt behoben werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P640: DC-Netzausbau: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) (Bornholm Energy Island)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2022: 1106

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit dem hybriden Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) wird eine insgesamt über 400 Kilometer lange Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) durch die Ostsee von der dänischen Insel Seeland über die dänische Insel Bornholm und weiter nach Mecklenburg-Vorpommern geplant. Auf der Insel Bornholm selbst soll ein Sammelpunkt (Hub) einschließlich Umspannwerk und Konverteranlagen zur Aufnahme und Verteilung von Offshore-Windenergie nach Deutschland oder Dänemark errichtet werden. Hierbei wird das Projekt BEI in erster Linie Offshore-Windenergie aus geplanten dänischen Offshore-Windparks (OWP) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) vor der Insel Bornholm mit einer Gesamtleistung von 3.000 MW integrieren. Im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2037/2045 (2023) wird jedoch noch eine Kapazität von 2.000 MW angenommen, da die geplante Kapazität erst nach Genehmigung des Szenariorahmens auf 3.000 MW erhöht wurde. Das Projekt integriert Offshore-Windenergie und stellt grenzüberschreitende Kapazitäten für den europäischen Stromhandel zur Verfügung.

Der hybride Offshore-Interkonnektor BEI trägt durch seine hohe Übertragungs- bzw. Austauschkapazität und die Integration von erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit, zu günstigen Strompreisen sowie zum europäischen Green Deal und damit zur Erreichung der nationalen Klimaziele in beiden Ländern bei.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch drei Maßnahmen:

- M901a: HGÜ-Verbindung von Bornholm nach Mecklenburg-Vorpommern
  Vom Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) nach Bornholm (Dänemark) ist die Errichtung einer 525-kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 2.000 MW geplant (Netzausbau). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: "Suchraum Brünzow".
- M901b: BEI grid infrastructure on Bornholm (Hub)
  Auf der Insel Bornholm (Dänemark) ist die Errichtung eines 380-kV-AC-Umspannwerks sowie von 525-kV-Konverteranlagen geplant.
- M901c: HGÜ-Verbindung von Seeland nach Bornholm
  Von Seeland (Dänemark) nach Bornholm (Dänemark) ist die Errichtung einer 525-kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 1.200 MW geplant (Netzausbau).

50Hertz wird Vorhabenträger der Maßnahme M901a und anteiliger Vorhabenträger der Maßnahme M901b.

Am 26.07.2022 unterzeichneten die Staaten Dänemark und Deutschland ein Memorandum of Understanding (MoU), welches die Eckpunkte des Projekts, inkl. der Kosten-, Nutzen-, Zielmengenteilung der erneuerbaren Energien, festlegt und das Kooperationsprojekt unterstützt. Auf Grundlage des MoU wurde am 01.06.2023 ein Regierungsabkommen zwischen beiden Ländern unterzeichnet, welches eine rechtlich verbindliche Grundlage zur Realisierung schafft.

Der Bedarf des Projekts BEI wurde im europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP 2022) als Projekt 1106 ausgewiesen.

Langfristig können an dem geplanten Hub Interkonnektoren zu anderen Ostsee-Anrainerstaaten errichtet sowie Offshore-Windenergie aus zusätzlichen OWP angebunden werden.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M901a	L	AWZ/ Küstenmeer OST, MV	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	193		x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M901b	A	MV	NA				x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M901c	L	AWZ/ Küstenmeer OST, MV	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)			x	x	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit BEI sollen Synergien aus der unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragesituation zwischen Deutschland und Dänemark erschlossen werden. Durch die knappen Flächen, die für den Ausbau der Offshore-Windenergie in der AWZ der deutschen Ostsee zur Verfügung stehen, bietet dieses Projekt die direkte Möglichkeit, signifikante Mengen an Offshore-Windenergie aus einer benachbarten AWZ zu erschließen.

Netzplanerische Begründung

Der Betrieb des Projekts führt insbesondere unter Berücksichtigung von Klimafolgekosten zu einer Steigerung des volkswirtschaftlichen Nutzens, welche auf den folgenden wesentlichen Effekten basiert:

- Durch die Einspeisung der Offshore-Windenergie können mehrere Hundert Tonnen Kohlenstoffdioxid pro Jahr aus dem bestehenden Erzeugungsmix verdrängt werden.
- Die Umsetzung des Projekts in Form eines hybriden Interkonnektors ermöglicht eine effiziente und hohe Auslastung der Netzinfrastruktur und einen geringeren Eingriff in die Umwelt im Vergleich zur getrennten Realisierung radialer Netzanbindungen von Windenergie auf See sowie eines Interkonnektors. Damit wird zudem die Versorgungssicherheit beider Länder optimiert und die Netzregelung bei fluktuierender Windenergie optimiert.
- Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15 % Interkonnektorkapazität bezogen auf die Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen. Als Interkonnektor trägt das Projekt somit zu günstigem Strom und Preisstabilität bei.

Der hybride Offshore-Interkonnektor wird mit der HGÜ-Technologie realisiert und ist für eine Übertragungskapazität von 2.000 MW ausgelegt. Die Errichtung in HGÜ-Technologie ist erforderlich, weil das nordische (Dänemark: DK2) und das kontinental-europäische (Deutschland) Elektrizitätssystem zueinander asynchron betrieben werden und Übertragungsverluste über lange Distanzen reduziert werden können. Das bedeutet, dass zwingend Konverteranlagen auf dänischer sowie deutscher Seite erforderlich sind.

Das Gemeinschaftsprojekt soll zudem den Weg in eine Zukunft ebnen, in der die Offshore-Windenergie nicht mehr von einzelnen Ländern allein über radiale Verbindungen integriert wird. Langfristig beinhaltet die Vision von BEI daher auch, weitere HGÜ-Verbindungen zu anderen Ostsee-Anrainerstaaten sowie Offshore-Windenergie aus zusätzlichen OWP in den Hub zu integrieren. Das Projekt könnte somit als wichtiger Baustein und Eckpfeiler für eine zukünftige Vernetzung in der Ostsee dienen.

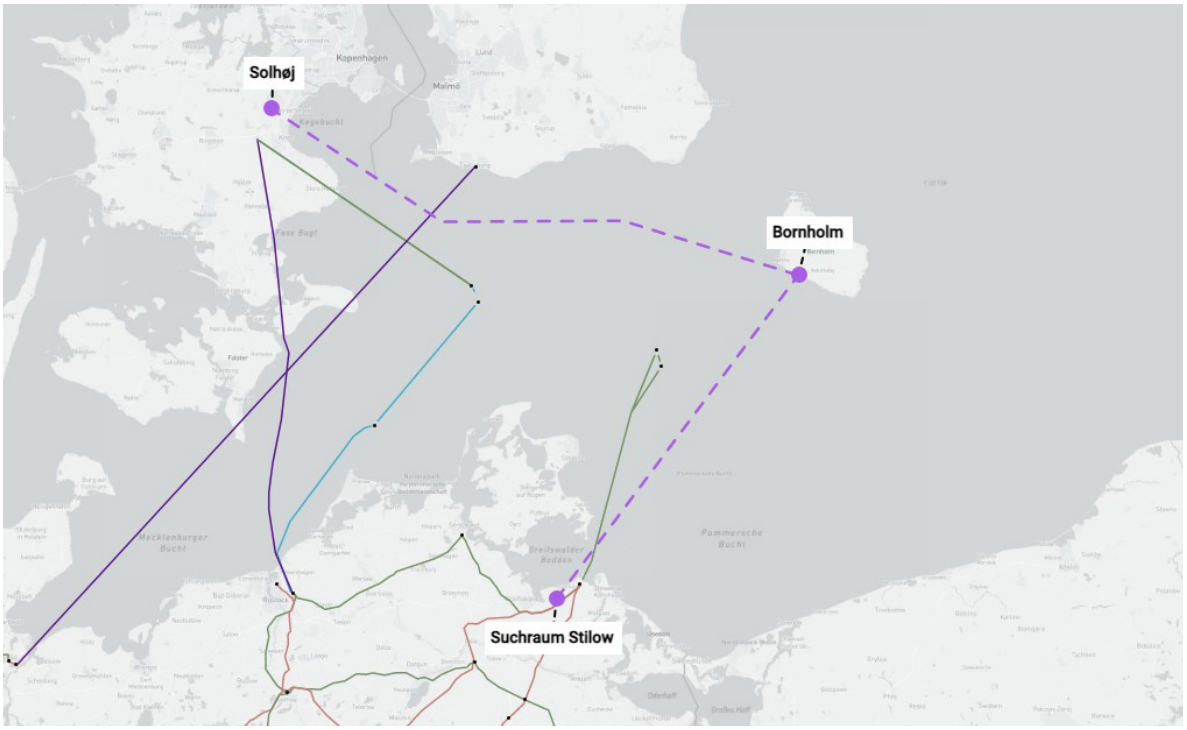
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Brünzow stellt aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse inkl. Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar.

Der alternativ betrachtete Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen kommt wegen verschiedener Nachteile nicht in Betracht. Grund für die mangelnde Eignung ist insbesondere der hierfür erforderliche zusätzliche Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes, welcher im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen wird und erst nach der Inbetriebnahme von BEI abgeschlossen sein wird. Darüber hinaus würden aus einer mit der Alternative in Verbindung stehenden Trasse über die Insel Rügen die Gesamtkosten und Umwelteingriffe signifikant ansteigen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt BEI wird mit dem NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und im Szenariorahmen ausgewiesen. Darüber hinaus wurde im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) im Kapitel 3 (Offshore-Netzausbaubedarf) über die gemeinsamen Voruntersuchungen mit dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet zum BEI-Projekt informiert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P641: Netzausbau: Gemeinden Erxleben/Ingersleben/Emden – Stadt Wanzleben-Börde/ Gemeinde Hohe Börde – Eulenberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Anbindung von Industriekunden sowie einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M641a: Suchraum Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde – Suchraum Eulenberg
  Vom neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum Eulenberg bis zur neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde wie folgt abgekürzt: "Suchraum Hemsdorf". Die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Hemsdorf wird in die beiden bestehenden Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld eingebunden.
- M641b: Suchraum Gemeinden Erxleben/Ingersleben/Emden – Suchraum Hemsdorf
  Vom neu zu errichtenden UW im Suchraum der Gemeinden Erxleben/Ingersleben/Emden bis zur neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum Hemsdorf ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Erxleben/Ingersleben/Emde wie folgt abgekürzt: "Suchraum Erxleben".
  Das neu zu errichtende UW im Suchraum Erxleben wird in die beiden bestehenden sowie in die beiden geplanten (s. P33) Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt eingebunden (Vierfacheinschleifung).

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber ist eine neue 380/110-kV-Netzschnittstelle an dem Standort im Suchraum Erxleben geplant.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M641a	L	ST	NA	Neubau in neuer Trasse	17		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M641b	L	ST	NA	Neubau in neuer Trasse	17		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein signifikanter Anstieg der Last erwartet. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die Ansiedlung neuer Halbleiterfabriken in Magdeburg zu nennen, die im Endausbau einen Leistungsbedarf von 1,6 GW besitzen und damit die Region in eine neue Leistungssenke in der 50Hertz-Regelzone verwandeln.

Netzplanerische Begründung

Die vorliegenden Maßnahmen erhöhen die Sicherheit des Netzes in der Region um den stark genutzten Netzverknüpfungspunkt Wolmirstedt in hohem Maße. Die Netzverknüpfungspunkte der vorliegenden Maßnahmen sind entsprechend der Prognosen für die Verteilung von Einspeisung erneuerbarer Energien und Lasten gesetzt: Das neue Umspannwerk im Suchraum Erxleben befindet sich an einer perspektivisch stark durch Einspeisung erneuerbarer Energien geprägten Stelle. Der regionale Verteilnetzbetreiber hat bereits den zwingenden Bedarf für einen Netzverknüpfungspunkt im angegebenen Suchraum gemeldet. Die neue 380-kV-Verbindung vom Suchraum Erxleben über den Suchraum Hemsdorf zum Suchraum Eulenberg erhöht die Versorgungssicherheit des Industriestandorts Eulenberg sowie der umliegenden Region signifikant.

Des Weiteren dient die Maßnahme M641a als Präventivmaßnahme zur Vermeidung von unzulässig hohen Spannungssprüngen im geplanten UW Eulenberg. In der bisherigen Topologie könnten bei Wartung eines Stromkreises der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Eulenberg mit gleichzeitigem Ausfall des zweiten Stromkreises unzulässig hohe Spannungssprünge durch die fehlende Anbindung an den stark vermaschten Knoten Wolmirstedt auftreten. Der Grund: Das neu zu errichtende UW im Suchraum Eulenberg wäre in dieser Situation dann nur noch über die nicht vermaschte und sehr lange 380-kV-Leitung aus Jessen/Nord und Ragow an das Übertragungsnetz angebunden. Dies wird durch die geplante neue 380-kV-Leitung vom Suchraum Eulenberg zum Suchraum Hemsdorf verhindert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

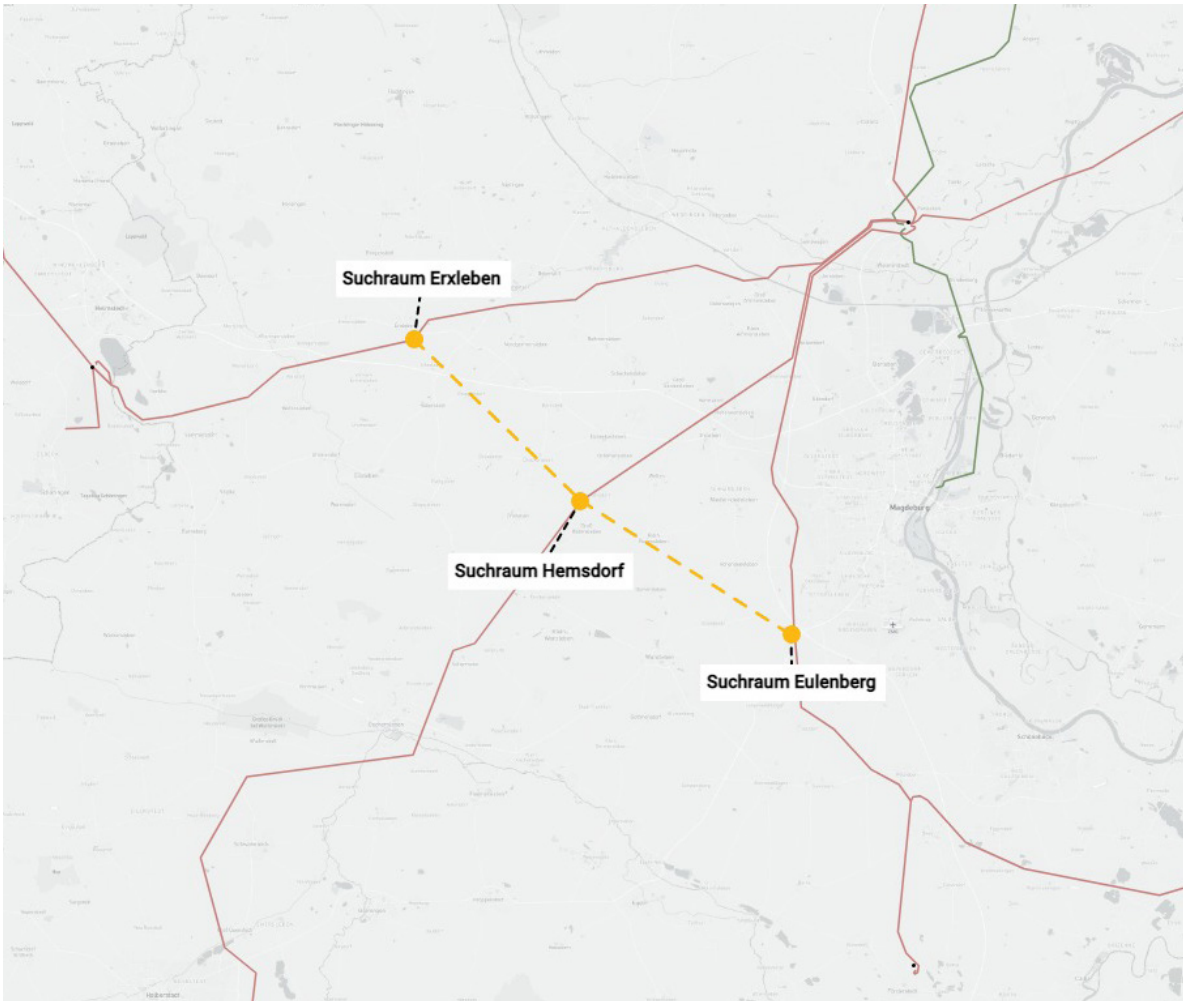
In der Region sind bereits für alle Bestandsleitungen Netzverstärkungen vorgesehen bzw. bereits umgesetzt. Zudem können die beschriebenen Ziele dieser Maßnahmen nur durch eine engere Vermaschung in der Region behoben werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Im neu zu errichtenden UW im Suchraum Eulenberg besteht eine Versorgungsaufgabe durch einen industriellen Lastkunden. Das neu zu errichtende UW im Suchraum Erxleben wird gemeinsam mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber als neue 380/110-kV-Netzschnittstelle entwickelt und dient der Aufnahme erneuerbarer Energien. Daher existieren zu den genannten UW keine technisch und wirtschaftlich sinnvollen alternativen NVP.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P675: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Trennfeld und Großgartach

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT,TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Norden von Baden-Württemberg und Bayern und enthält folgende Maßnahmen:

- M854: Trennfeld – Höpfingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Trennfeld nach Höpfingen notwendig (Netzausbau). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.
- M855: Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Parallelneubau einer 380-kV-Doppelleitung von Höpfingen über Hüffenhardt nach Großgartach vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

Das Projekt steht in Verbindung mit dem Projekt P481 "Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg2, Trennfeld und Raitersaich".

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M854	L	BW, BY	NA	Neubau in neuer Trasse	33		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M855	L	BW	NA	Parallelneubau		64	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei hohen Nord-Süd- und Süd-Nord-Leistungsflüssen kommt es sowohl westlich als auch östlich des Großraum Frankfurts zu starken Überlastungen auf bestehenden Transportachsen. Betroffen sind mehrere westlich und östlich des Odenwalds vorbeiführende Leitungen in und nach Hessen, Rheinland-Pfalz, Bayern und Baden-Württemberg. Für den Norden Baden-Württembergs (zum Beispiel Neckar-Odenwald- und Main-Tauber-Kreis) wird außerdem ein starker Zubau erneuerbarer Energien erwartet.

Netzplanerische Begründung

Zur Auflösung dieser Überlastungen sind mehrere Projekte in und zwischen den betroffenen Bundesländern notwendig. Eines dieser Projekte stellt das Projekt P481 "Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg2, Trennfeld und Raitersaich" dar, in dessen Rahmen eine bestehende 220-kV Leitung östlich des Odenwalds in 380-kV neu gebaut wird. Durch die Spannungsumstellung ergibt sich die Möglichkeit einer Vernetzung mit dem Übertragungsnetz in Baden-Württemberg. Hierdurch kann eine neue Nord-Süd-Transportachse östlich des Odenwalds von und nach Baden-Württemberg geschaffen werden. Bislang existiert im Nordosten Baden-Württem-

bergs zwischen TenneT und TransnetBW nur eine einzige Verbindung im Drehstromnetz von Grafenrheinfeld nach Höpfingen beziehungsweise Kupferzell. Diese ist ebenfalls stark überlastet. Eine weitere Verstärkung nach der Umsetzung des Projekts P48 wäre technisch möglich, jedoch nicht ausreichend. Vor dem Hintergrund betrieblicher Belange und eines möglichen Ausfalls ist diese zudem äußerst kritisch zu betrachten und stünde der Anforderung einer robusten Systemauslegung entgegen. Auch westlich des Odenwalds ist eine Kapazitätserhöhung auf bestehenden Trassen in Richtung Baden-Württemberg nicht oder nur noch sehr eingeschränkt möglich. Daher ist der Neubau einer weiteren Verbindung notwendig. Das Vorhaben ermöglich darüber hinaus auch die Aufnahme der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energie im nördlichen Baden-Württemberg.

Die Anlagen in Trennfeld und Höpfingen sind hierfür sehr gut geeignet, da durch das Projekt P481 auch in Trennfeld ein vermaschter 380-kV Knoten vorliegt und Höpfingen der nächstgelegene Knoten für eine Nord-Süd-Verbindung darstellt. Südlich von Höpfingen kann die neue Leitung über Hüffenhardt bis Großgartach als Parallelneubau zu Bestandsleitungen ausgeführt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

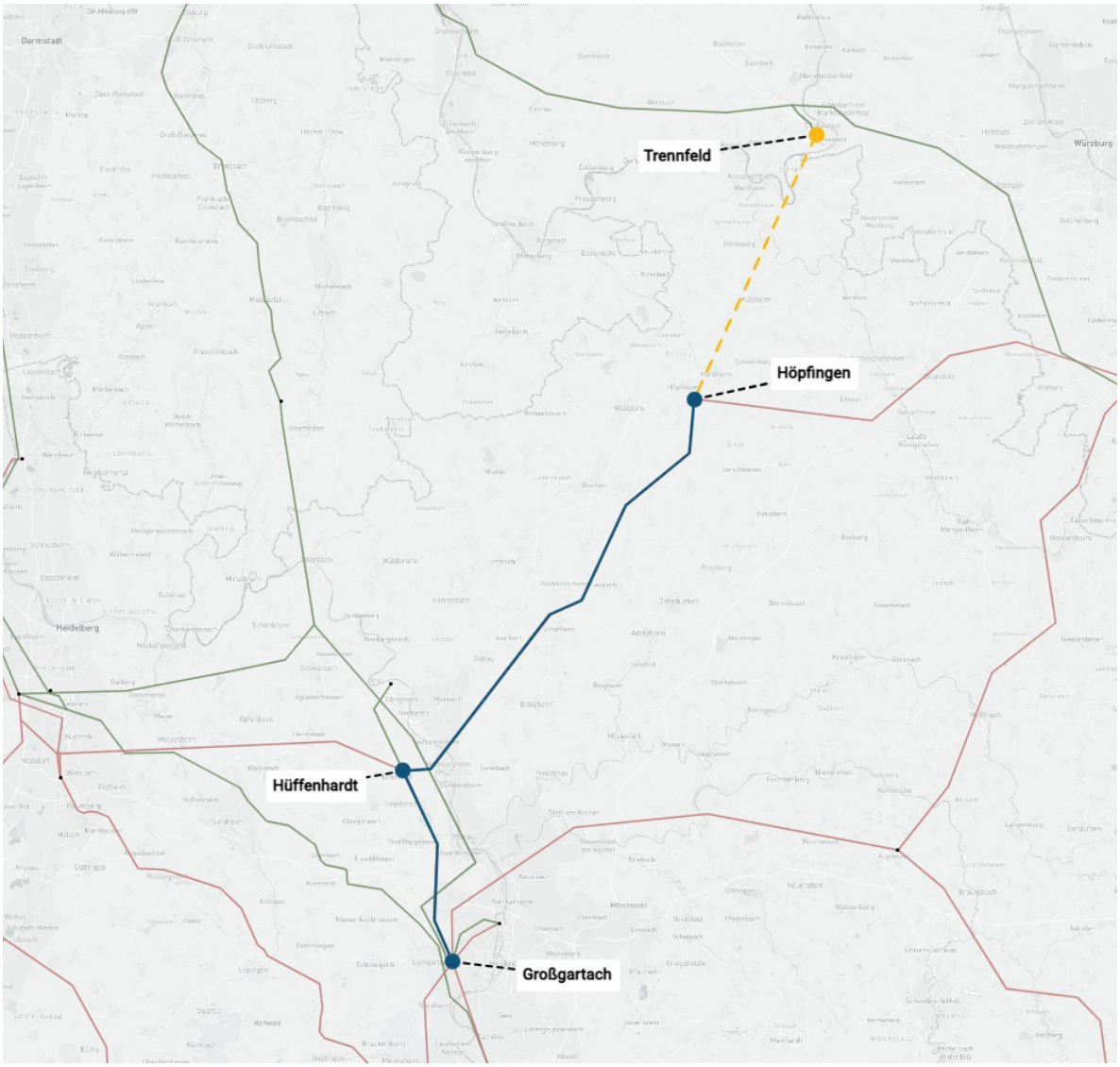
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Netzverknüpfungspunkte Trennfeld und Höpfingen haben sich in Untersuchungen aus den oben beschriebenen Gründen als am besten geeignete, bestehende Anlagen herausgestellt. Weitere Alternativen würden den Neubau von Anlagen und/oder deutlich längere Parallelneubauten bedingen. Die Vorzugsvariante ist daher der durch das Projekt 675 beschriebene Ausbau.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P676: Netzverstärkung Stuttgart West-/Ostumfahrung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion,TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Stuttgart und enthält folgende Maßnahmen:

- M858: Großgartach – Hoheneck – Hochberg – Pkt. Rommelsbach
  Im Rahmen der Maßnahme wird ab Großgartach ein zusätzlicher Stromkreis auf den durch das Projekt P51 errichteten Leitungsanlagen aufgelegt. Ab Hoheneck erfolgt ein Ersatzneubau bestehender 220- und 380-kV-Leitungsanlagen in 380-kV bis zum Punkt Rommelsbach (Netzverstärkung). Der Stromkreis Großgartach – Pkt. Rommelsbach wird in das neu errichtete UW Hochberg eingeschleift. Im Rahmen der Maßnahme sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Großgartach, Hoheneck und Hochberg erforderlich (Netzverstärkung).
- M859: Pkt. Rommelsbach – Metzingen
  Im Rahmen der Maßnahme erfolgt eine HTL-Umbeseilung bis zum Punkt Reicheneck sowie ein 380-kV-Parallelneubau zu der zum UW Metzingen einführenden Leitungsanlage. Des Weiteren ist ein Neubau des UW Metzingen notwendig (Netzverstärkung).

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M858	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		72	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M859	L	BW	NV	Ersatzneubau, Parallelneubau		5	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der betroffene Netzbereich erstreckt sich von Heilbronn über den Großraum Stuttgart bis südlich davon zum Rand der Schwäbischen Alb. Durch diesen Netzbereich führen zwei Hauptachsen des Übertragungsnetzes. Eine der Achsen kommt von Nordosten aus Bayern, die andere von Nordwesten aus Hessen. Sie führen östlich und westlich um den Großraum Stuttgart herum (Ost-/Westumfahrung) und spreizen sich dann in Richtung Süden in die Schweiz auf sowie in Richtung südliches Bayern und Österreich. Diese Achsen stellen wichtige Transitrouten für den Austausch mit den Alpenländern dar. Sie sind aber insbesondere wichtig für die Versorgung des Mittleren Neckarraums. Dieser ist aufgrund der Bevölkerungsdichte und der Industrie geprägt durch eine sehr hohe Last der Großstadt Stuttgart und der umliegenden Gebiete, die sich zukünftig vervielfachen wird. Gleichzeitig ist der Zubau erneuerbarer Energien aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit im Verhältnis zur Last gering und derzeit noch vorhandene CO_2-intensive Kraftwerke werden außer Betrieb genommen. Eine starke Anbindung an Regionen mit Erzeugungsüberschüssen ist daher unabdingbar.

Netzplanerische Begründung

Die eingangs genannten Gründe bedingen eine Verstärkung der Netzstruktur in diesem Bereich, um Überlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden. Hierfür bestehen gute Voraussetzungen, da in diesem Bereich noch 220-kV- und 380-kV-Strukturen existieren, die zwar den erwarteten Übertragungsbedarfen aufgrund von Alter oder Bauart nicht mehr gerecht werden, jedoch verstärkt werden können.

Die Verbindung von Großgartach bis Punkt Hochberg entlastet die zwei Stromkreise der ersten Achse zwischen Großgartach und Pulverdingen. Die Verbindung von Punkt Hochberg bis Metzingen bringt dem Mittleren Neckarraum eine zusätzliche südliche Absicherung und macht einen Leistungsfluss zwischen den zwei sonst südlich getrennten Achsen möglich. Von Hoheneck bis Herbertingen entsteht ein zusätzlicher leistungsstarker Stromkreis, der dabei hilft, die Leistung der zweiten Achse Richtung Süden abzutransportieren. Das geplante UW am Punkt Hochberg bildet den Schnittpunkt zur ersten Achse. Das UW Metzingen wird durch die Maßnahmen zu einem wichtigen Verteilknoten für das 380-kV-Netz und muss dementsprechend ausgebaut werden. Gleichzeitig bereiten die Ausbaumaßnahmen das UW darauf vor, eine größere Rolle in der Versorgung des untergelagerten Netzes einzunehmen.

Durch die Maßnahme werden westlich um Stuttgart zwei leistungsstarke Stromkreise geschaffen, die Transit- aber auch Versorgungsaufgaben übernehmen und die zukünftige Anbindung des mittleren Neckarraums stärken.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

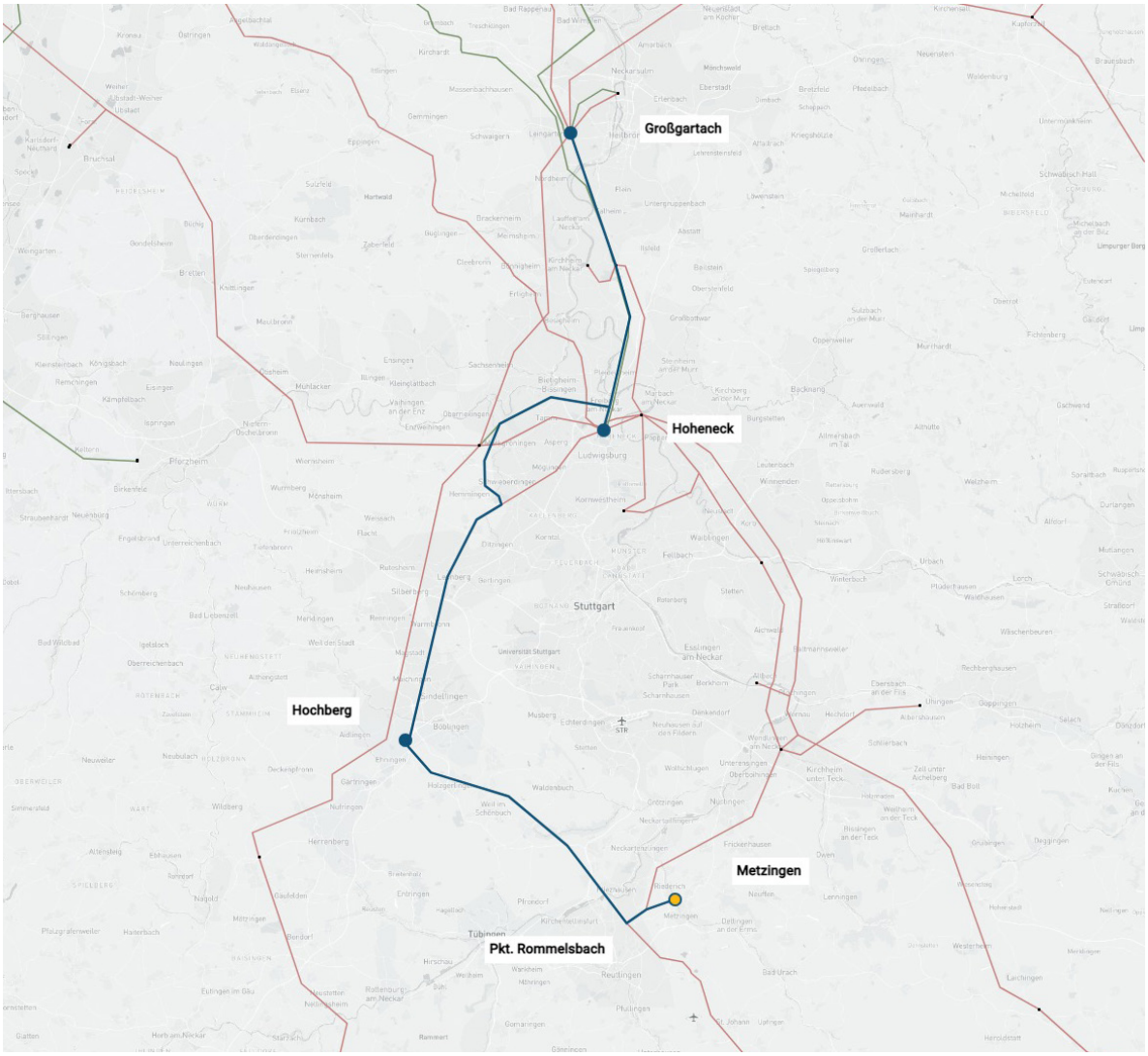
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 858 und 859 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bereits bestehende 220-kV- und 380-kV-Trassen genutzt werden. Alternative Maßnahmen würden Parallelneubauten bedingen und sind daher hinsichtlich des NOVA-Kriteriums nicht vorzugswürdig.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P676 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P677: Netzverstärkung zwischen Rheinau und Hüffenhardt (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordwesten von Baden-Württemberg und enthält folgende Maßnahmen:

- M860: Rheinau – Neurott
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises von Rheinau nach Neurott geplant (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.
- M861: Neurott – Hüffenhardt (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises von Neurott nach Hüffenhardt geplant (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich. Es handelt sich um eine Ad-hoc-Maßnahme, die sich in den zusätzlichen Untersuchungen für das Jahr 2030 als kurzfristig umsetzbar und nützlich erwiesen hat.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M860	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		13	x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität
M861	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		39	x	x	x	x	x	x	2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei der Verbindung Rheinau – Neurott – Hüffenhardt handelt es sich um ein Teilstück einer westlich vom Großraum Frankfurt verlaufenden Transportachse zwischen Rheinland-Pfalz und dem Zentrum Baden-Württembergs. Sie ist in diesem Teil bislang nur schwach ausgebaut. Insbesondere bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es sowohl westlich als auch östlich des Großraum Frankfurts zu Überlastungen auf bestehenden Transportachsen in Nord-Süd-Richtung. Betroffen ist in Baden-Württemberg der gesamte Bereich von der Grenze zu Hessen und Bayern bis in die Mitte Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Zwischen den betroffenen Anlagen Rheinau und Neurott besteht heute keine direkte Verbindung. Die Anlagen Neurott und Hüffenhardt sind nur mit einem Stromkreis verbunden. Aufgrund freier Gestängeplätze kann auf beiden Abschnitten ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt werden. Zwischen Neurott und Hüffenhardt kann dies kurzfristig als Ad-hoc Maßnahme realisiert werden. Hierdurch können auch schon vor 2037 prognostizierte hohe Transite durch das unterlagerte Hochspannungsnetz reduziert werden, welche bei Ausfall des aktuellen Stromkreises auftreten.

Durch Umsetzung beider Maßnahmen wird die Verbindung in den Nordwesten Baden-Würtembergs deutlich verstärkt. Hierdurch können beispielsweise Überlastungen auf den Stromkreisen Großkrotzenburg – Trennfeld (TenneT) gelindert werden, welche bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auftreten. Bei hohen Süd-Nord-Leistungsflüssen reduzieren die Maßnahmen unter anderem Überlastungen auf den Stromkreisen Großgartach – Pulverdingen.

Die Maßnahme ist außerdem notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordwesten Baden-Württembergs (z. B. Raum Rhein-Neckar) aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 860 und 861 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P678: DC-Interkonnektor Deutschland - Schweiz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. TYNDP 2022: 1058

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz.
Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M862: Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (CH)
  Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 1 GW zwischen dem südlichen Landkreis Böblingen und Mettlen (Eschenbach, Kanton Luzern) in der Schweiz (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sowie der Grenzübergabepunkt sind von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und den laufenden Untersuchungen von TransnetBW und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid abhängig. Zur Anbindung der HGÜ in das deutsche AC-Netz sind die Errichtung einer DC-Konverterstation mit 1 GW Leistung (Netzausbau) sowie Netzverstärkungsmaßnahmen zur Anbindung an das AC-Netz notwendig.

M-Nr.	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
M862	L	BW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	114		2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der Süden Deutschlands stellt sowohl heute als auch zukünftig einerseits ein Lastzentrum innerhalb Deutschlands dar und wird andererseits, hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, geprägt von einer hohen installierten Leistung aus Photovoltaikanlagen. Der Ausbau des Stromnetzes zu angrenzenden Marktgebieten muss jedoch primär in einem gesamtdeutschen Kontext gesehen werden. In Zeiten hoher Sonneneinstrahlung im Süden, als auch in Zeiten eines hohen Windaufkommens im Norden Deutschlands, ist insbesondere der Export in Richtung der Alpen, zu den dort vorhandenen großen Pumpspeicherkraftwerken, wegweisend für die Umsetzung der Energiewende. Parallel dazu wird für Deutschland in Stunden mit hoher Last und einer schwachen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein langfristig steigender Importbedarf prognostiziert.

Netzplanerische Begründung

Der Zusammenschluss der Stromnetze der europäischen Länder über Interkonnektoren zum europäischen Verbundnetz bietet viele Vorteile. Mit fortschreitendem Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien stechen insbesondere zwei Aspekte hervor, die zur Optimierung des europäischen Gesamtsystems beitragen.

- Zum einen wird die Integration Erneuerbarer Energien erhöht. In Stunden starker Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann deren teilweise Abregelung verhindert werden, indem Überschüsse über den Interkonnektor in angrenzende Marktgebiete transportiert werden und dort entweder direkt genutzt oder als Strom oder Wasserstoff in Speichern gespeichert werden können. Die großen Wasserspeicher der Alpen spielen hierbei eine zentrale Rolle.

- Zum anderen steigert die Vernetzung die Versorgungssicherheit. Auf Grundlage der regional unterschiedlichen Zusammensetzung und Auftreten der erneuerbaren Erzeugung wird eine Erhöhung der gesichert verfügbaren Leistung erzielt. In diesem Fall wird wird eine PV-dominierte Region mit einer Wasserkraft-dominierten Region vernetzt. Beide Aspekte ermöglichen außerdem die Verringerung von teurer vorzuhaltener konventioneller Reservekraftwerkskapazität.

Der Ausbau der Interkonnektorkapazität zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes ist erklärtes Ziel der Europäischen Union.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2037 und B 2045 als vorteilhaft erwiesen (s. Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Die HGÜ-Technik bietet sich aufgrund deutlich geringerer Übertragungsverluste insbesondere bei weiträumigem Übertragungsbedarf an, bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch. Dies ist beim vorliegenden Projekt der Fall, das als Teil der Vernetzung zeitlich und örtlich unterschiedlicher Energiequellen in den Regionen Skandinavien, Nordsee, Alpenraum und Südeuropa sowie der dazwischen liegenden Lastzentren zu betrachten ist. Die HGÜ-Technik bietet darüber hinaus den Vorteil eines bidirektionalen steuerbaren Leistungsfluss. Dies erleichtert die Integration von volatil einspeisenden erneuerbaren Energien.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In Verbindung mit dem Anschluss einer HGÜ von Norddeutschland am selben Netzverknüpfungspunkt besteht die Möglichkeit zur Reduktion der Kosten und des Raumbedarfs für die eingesetzten Konverter durch die Umsetzung als Multi-Terminal-Konverter. Die mögliche Umsetzung dieser Ausgestaltung ist abhängig von der gewählten Technologie der beiden Verbindungen, welche zwischen allen beteiligten Partnern abgesprochen sein muss.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P678 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert. Es ist als P1058 im TYNDP 2022 enthalten.

Kosten-Nutzen-Analyse Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (CH) (P678)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2037

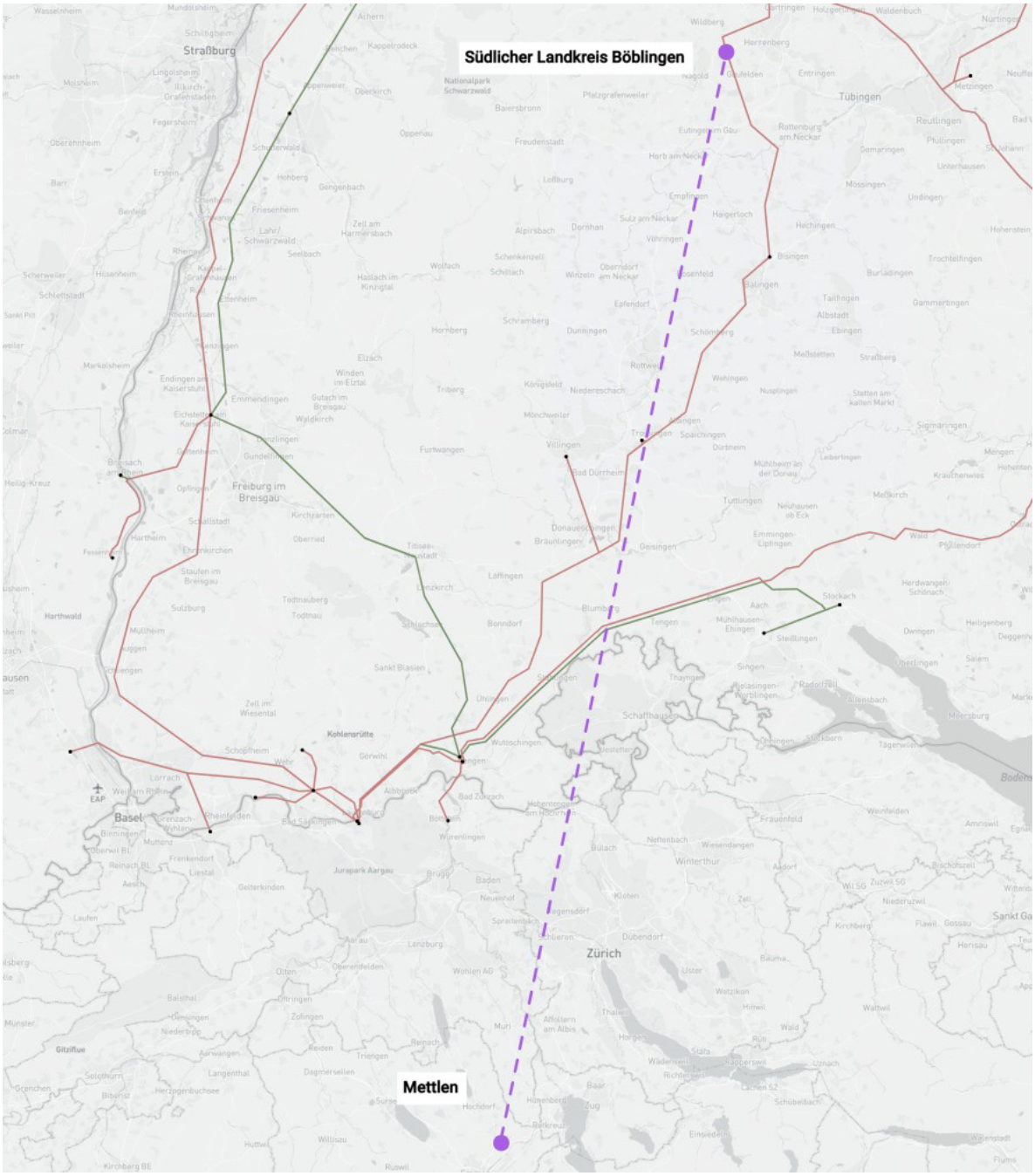
	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	114,5	-500	950			-39
inner-deutscher Redispatch	-34	83	-49	367	-210	3
Gesamt	81	-417	901	367	-210	-36

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045

	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	172,6		980			
inner-deutscher Redispatch	-29		-12	674	-186	
Gesamt	144	0	968	674	-186	0

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P679: DC-Interkonnektor Deutschland - Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt beschreibt einen möglichen Interkonnektor zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich und zeigt dessen Wirkung in den vom aktuellen Netzentwicklungsplan betrachteten Szenarien B2037 und B2045 auf.

Die Möglichkeiten zum Ausbau der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich werden derzeit in Studien der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber (u.a. TransnetBW und Amprion) untersucht. Gegenstand der Untersuchung sind unter anderem mögliche Netzverknüpfungs- und Grenzübergabepunkte, Technologie und Zieljahr. Das vorliegende Projekt beschreibt eine der Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungskapazität, um anhand eines konkreten Projektes den Nutzen einer Erhöhung der Übertragungskapazität aufzeigen zu können.

- M863: Deutschland - Frankreich
  Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW zwischen Deutschland und Frankreich (Netzausbau). Zur Anbindung der HGÜ in das deutsche AC-Netz sind die Errichtung einer DC-Konverterstation mit 2 GW Leistung (Netzausbau) sowie Netzverstärkungsmaßnahmen zur Anbindung an das AC-Netz notwendig.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
M863	L	BW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	18		2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der Süden Deutschlands stellt sowohl heute als auch zukünftig einerseits ein Lastzentrum innerhalb Deutschlands dar und wird andererseits, hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, geprägt von einer hohen installierten Leistung aus Photovoltaikanlagen. Der Ausbau des Stromnetzes zu angrenzenden Marktgebieten muss jedoch primär in einem gesamtdeutschen Kontext gesehen werden. In Zeiten hoher Sonneneinstrahlung im Süden, als auch in Zeiten eines hohen Windaufkommens im Norden Deutschlands, vermeiden Exportmöglichkeiten, dass Erneuerbare Erzeugung abgeregelt werden muss. Parallel dazu wird für Deutschland in Stunden mit hoher Last und einer schwachen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein langfristig steigender Importbedarf prognostiziert.

Netzplanerische Begründung

Der Zusammenschluss der Stromnetze der europäischen Länder über Interkonnektoren zum europäischen Verbundnetz bietet viele Vorteile. Mit fortschreitendem Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien stechen insbesondere zwei Aspekte hervor, die zur Optimierung des europäischen Gesamtsystems beitragen.

- Zum einen wird die Integration Erneuerbarer Energien erhöht. In Stunden starker Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann deren teilweise Abregelung verhindert werden, indem Überschüsse über den Interkonnektor in angrenzende Marktgebiete transportiert werden und dort entweder direkt genutzt oder in vorhandenen Speichern als Strom oder Wasserstoff gespeichert werden können.
- Zum anderen steigert die Vernetzung die Versorgungssicherheit. Auf Grundlage der regional unterschiedlichen Zusammensetzung und Auftreten der erneuerbaren Erzeugung wird eine Erhöhung der gesichert verfügbaren Leistung erzielt. Beide Aspekte ermöglichen außerdem die Verringerung von teurer vorzuhaltener konventioneller Reservekraftwerkskapazität.

Der Ausbau der Interkonnektorkapazität zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes ist erklärtes Ziel der Europäischen Union. Zudem haben sich speziell Frankreich und Deutschland zur Ausweitung und Verstärkung des Stromnetzes innerhalb des gesamten Europäischen Union ausgesprochen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2037 und B 2045 als vorteilhaft erwiesen (s. Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Die HGÜ-Technik bietet sich aufgrund deutlich geringerer Übertragungsverluste insbesondere bei weiträumigem Übertragungsbedarf an, bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch. Die HGÜ-Technik bietet darüber hinaus den Vorteil eines bidirektionalen steuerbaren Leistungsfluss. Dies erleichtert die Integration von volatil einspeisenden erneuerbaren Energien.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P679 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.

Kosten-Nutzen-Analyse Deutschland - Frankreich (P679)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2037

	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	336	-1200	2390			-90
inner-deutscher Redispatch	-46	99	-26	1575	-311	4
Gesamt	290	-1101	2364	1575	-311	-86

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045

	SEW in M€	Änderung CO_2 Ausstoss in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Markt-simulation	385,9		3160			
inner-deutscher Redispatch	-27		-12	1633	-159	
Gesamt	359	0	3148	1633	-159	0

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als vorteilhaft für den europäischen Energiemarkt und die Integration erneuerbarer Energien gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Markt-simulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P680: Lastflusssteuernde Maßnahme Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse im nördlichen Baden-Württemberg. Es enthält folgende Maßnahme:

- M917: Querregeltransformatoren (PST) in Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von Querregeltransformatoren in der Schaltanlage Höpfingen vorgesehen (Netzverstärkung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen.
  Die Schaltanlage Höpfingen ist hierfür zu verstärken.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M917	Querregeltransformatoren (PST) Höpfingen	A	BW	NA				2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft. In diesem kommt es bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Achse von Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg sowie auf weiteren Stromkreisen im Bereich des nördlichen Baden-Württembergs und der angrenzenden Bundesländer zu Überlastungen. Die Schaltanlage Höpfingen ist mit einem Stromkreis mit jener in Grafenrheinfeld verbunden und befindet sich weit im Norden Baden-Württembergs. Daher eignet sie sich sehr gut, mithilfe dortiger Querregeltransformatoren den Leistungsfluss auf dieser Achse und in der Grenzregion zu optimieren.

Netzplanerische Begründung

Das den Untersuchungen zugrunde liegende Szenario für 2030 berücksichtigt die Rahmenbedingungen des 2022 verabschiedeten Osterpakets, das einen deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und einen höheren Bruttostromverbrauch unterstellt (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Mit den bis 2030 umsetzbaren Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen verbleiben unter diesen Rahmenbedingungen im Netz erhebliche Engpässe und damit ein erhebliches Redispatch-Volumen, das durch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen entsprechend reduziert werden kann.

Die Querregeltransformatoren am Standort Höpfingen haben einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für 2030 gezeigt. Sie dienen aber auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten zusätzlich erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen.

Bei Querregeltransformatoren handelt es sich um etablierte Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung. Prinzipiell kann diese Funktion jedoch auch durch leistungselektronische Betriebsmittel ausgeübt werden.

In bestimmten Fällen kann der Einsatz eines solchen Betriebsmittels sinnvoller sein. Da entsprechende Untersuchungen noch nicht erfolgen konnten, wird von der Umsetzung der Leistungsflusssteuerung durch Querregeltransformatoren ausgegangen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

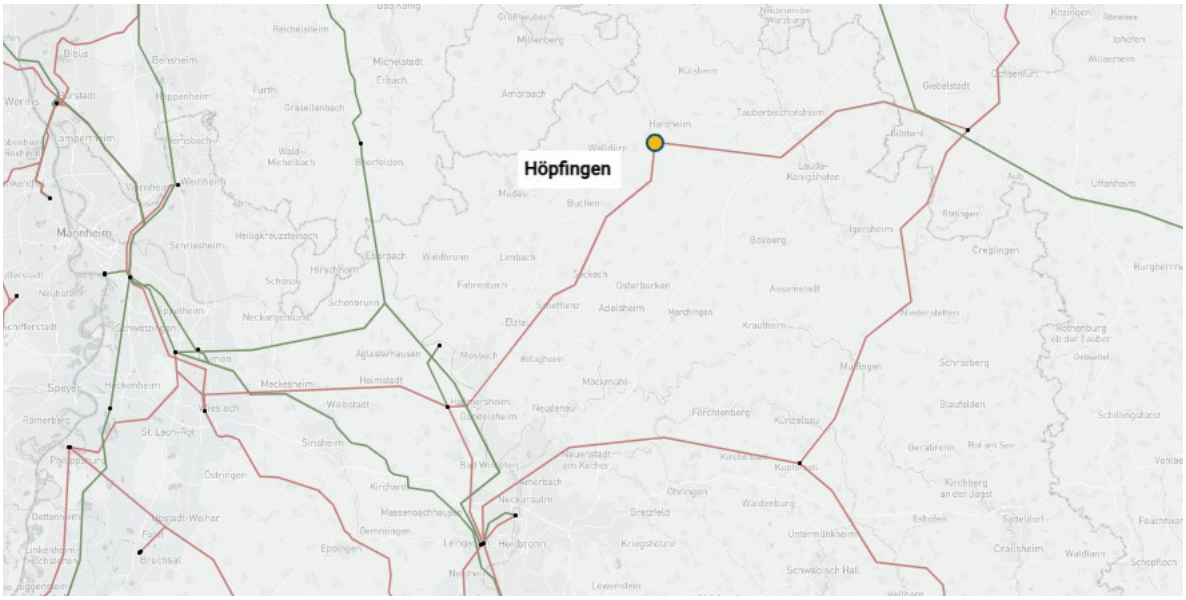
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P680 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig als mögliche Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P681: Lastflusssteuernde Maßnahme Goldshöfe (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse im östlichen Baden-Württemberg. Es enthält folgende Maßnahme:

- M918: Querregeltransformatoren (PST) in Goldshöfe 1 (Ad-hoc-Maßnahme)
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von Querregeltransformatoren in der Schaltanlage Goldshöfe vorgesehen (Netzverstärkung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen.
  Die Schaltanlage Goldshöfe ist hierfür zu verstärken.
- M919: Querregeltransformatoren (PST) in Goldshöfe 2
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Erweiterung der Schaltanlage Goldshöfe um zusätzliche Querregeltransformatoren vorgesehen (Netzverstärkung). Dies ist notwendig, um die Leistungsflüsse nach Umsetzung des Projekts P304 auf einem weiteren Stromkreis beeinflussen zu können. Um die PST dann situativ topologisch optimal in verschiedene, in der Schaltanlage Goldshöfe endende, Stromkreise verschalten zu können, ist die Schaltanlage zu verstärken.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
M918	A	BW	NA										2030	0: Noch keine Aktivität
M919	A	BW	NA				x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft. In diesem kommt es bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Achse von Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg sowie auf weiteren Stromkreisen im Bereich des nördlichen Baden-Württembergs und der angrenzenden Bundesländer zu Überlastungen. Die Schaltanlage Goldshöfe ist im Jahr 2030 mit nur einem Stromkreis mit jener in Kupferzell verbunden. Über die Steuerung des Leistungsflusses auf diesem Stromkreis kann beeinflusst werden, ob der Leistungsfluss von Nord nach Süd eher über das ostwürttembergische Übertragungsnetzes (Ostring, s. auch P304 und P305) oder die mittlere Achse über den Großraum Stuttgart nach Süden fließt. Dadurch eignet sich die Schaltanlage sehr gut zur Optimierung der Leistungsflüsse mithilfe dortiger Querregeltransformatoren.

Netzplanerische Begründung

Das den Untersuchungen zugrunde liegende Szenario für 2030 berücksichtigt die Rahmenbedingungen des 2022 verabschiedeten Osterpakets, das einen deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und einen höheren Bruttostromverbrauch unterstellt (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Mit den bis 2030 umsetzbaren Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen verbleiben unter diesen Rahmenbedingungen im Netz erhebliche Engpässe und damit ein erhebliches Redispatch-Volumen, das durch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen entsprechend reduziert werden kann.

Die Querregeltransformatoren am Standort Goldshöfe haben einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für 2030 gezeigt. Aufgrund der bis 2037 und darüber hinaus stark zunehmenden Leistungsflüsse ist es jedoch notwendig, durch Zubeseilung auf dem freien Gestängeplatz die Übertragungskapazität zwischen Goldshöfe und Kupferzell zu erhöhen (s. Projekt P304). In diesem Zuge ist auch die Errichtung weiterer Querregeltransformatoren notwendig, um auch diesen Stromkreis beeinflussen zu können. Sie können dann auch über das Szenario 2030 hinaus in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz dienen. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten zusätzlich erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere mit Blick auf ihren langfristigen Einsatz, unterschiedliche Leistungsflusssituationen und die zusätzliche Vermaschung nach Osten durch das Projekt P490 ist es sinnvoll, die Schaltanlage derart zu verstärken, dass eine flexible Verschaltungsmöglichkeit in verschiedene Stromkreise gegeben ist.

Bei Querregeltransformatoren handelt es sich um etablierte Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung. Prinzipiell kann diese Funktion jedoch auch durch leistungselektronische Betriebsmittel ausgeübt werden. In bestimmten Fällen kann der Einsatz eines solchen Betriebsmittels sinnvoller sein. Da entsprechende Untersuchungen noch nicht erfolgen konnten, wird von der Umsetzung der Leistungsflusssteuerung durch Querregeltransformatoren ausgegangen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen.
Die Ergebnisnetze der Szenarien A2037 und C2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

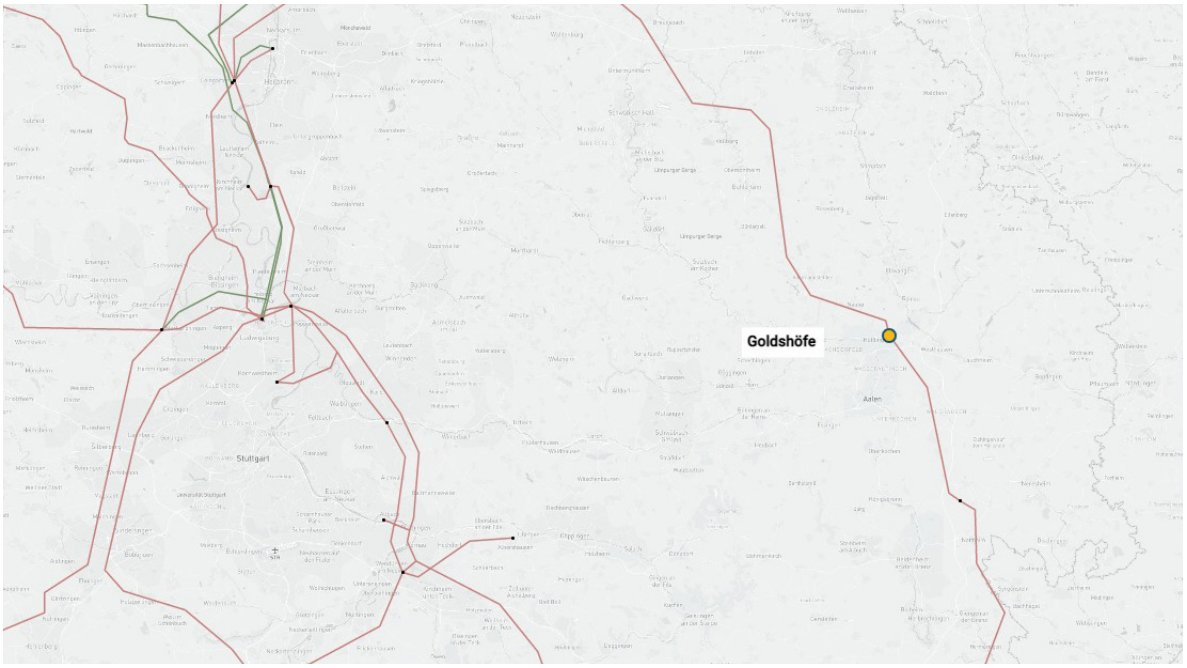
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten wie zum Beispiel die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P681 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert. Die Maßnahme M918 wurde als mögliche Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

P682: Netzbooster Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der weiträumigen Höherauslastung der Bestandsnetze durch Errichtung eines Netzboosters und Einsatz im Rahmen der kurativen Systemführung und enthält folgende Maßnahme:

- M920: Netzboosteranlage Höpfingen
  Die Planung sieht die Errichtung einer Anlage mit einer Leistung von 250 MW und einer Kapazität von 250 MWh am Standort Höpfingen vor. Zur Einbindung des Netzboosters ist die Schaltanlage Höpfingen zu erweitern sowie die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations- und Leittechniken zu schaffen.

M-Nr.	Maßnahmen	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
M920	Netzbooster Höpfingen	A	BW	NA				2030	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft. In diesem kommt es durch den schon bis 2030 stark steigenden Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee zu hohen Leistungsflüssen in Nord-Süd-Richtung und in der Folge zu hohen Überlastungen.

Netzplanerische Begründung

Das den Untersuchungen zugrunde liegende Szenario für 2030 berücksichtigt die Rahmenbedingungen des 2022 verabschiedeten Osterpakets, das einen deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und einen höheren Bruttostromverbrauch unterstellt (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Mit den bis 2030 umsetzbaren Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen verbleiben unter diesen Rahmenbedingungen im Netz erhebliche Engpässe und damit ein erhebliches Redispatch-Volumen, das durch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen entsprechend reduziert werden kann.

Der geplante Netzbooster in Höpfingen hat einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für 2030 gezeigt.

Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung. Unter einem koordinierten Netzbooster-Einsatz ist die flexible Zuordnung von Netzbooster-Anlagen und eingebundenen Stromkreisen zu verstehen, um eine bestmögliche Entlastungswirkung zu erreichen. Die koordinierte Wirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen erhöht die Übertragungsleistung in einem großräumigen Überwachungsbereich.
Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern.

Durch den Zubau von Windenergieanlagen im windreichen Norddeutschland ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd-Transit in Deutschland, der zu großräumigen Überlastungen im bestehenden Netz führt. Insbesondere die Chancen neuartiger Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze werden kontinuierlich durch die Übertragungsnetzbetreiber evaluiert. Hierbei hat sich das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern als vielversprechend erwiesen, einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen zu liefern. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der höheren Akzeptanz im Vergleich zum Bau zusätzlicher Stromtrassen gesehen.

Eine Besonderheit beim vorliegenden Konzept stellt die Einbindung von Offshore-Netzanbindungssystemen dar. Der Einspeiseerhöhung durch die Netzboosteranlage Höpfingen muss eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Diese erfolgt hier nicht durch Aufladen eines weiteren Netzboosters im Norden, sondern durch Abregelung eines Offshore-Netzanbindungssystems. Mit der Umsetzung des Konzepts findet der systemische Betrieb mit mehreren Netzboostern und Offshore-Netzanbindungssystemen als Senke Anwendung.

Der Standort Höpfingen bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereiches zur Anwendung der Netzbooster-Technologie an, da die geplante Anlage dort auch lokal einen Mehrwehrt bietet. Der gewählte Standort entlastet durch den Nord-Süd-Transit in Deutschland überlastete Leitungen und bietet die Chance, durch die angestrebte Höherauslastung der Leitungen nach Grafenrheinfeld zu TenneT weiteren notwendigen Netzausbau auf dieser Achse zu verringern oder zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahmen wurde anhand eines Szenarios für 2030 geprüft (s. Kapitel 5.2.7 des NEP-Berichts). Das vorliegende Projekt bzw. die Maßnahme hat darin einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens gezeigt.

Prüfung nach NOVA

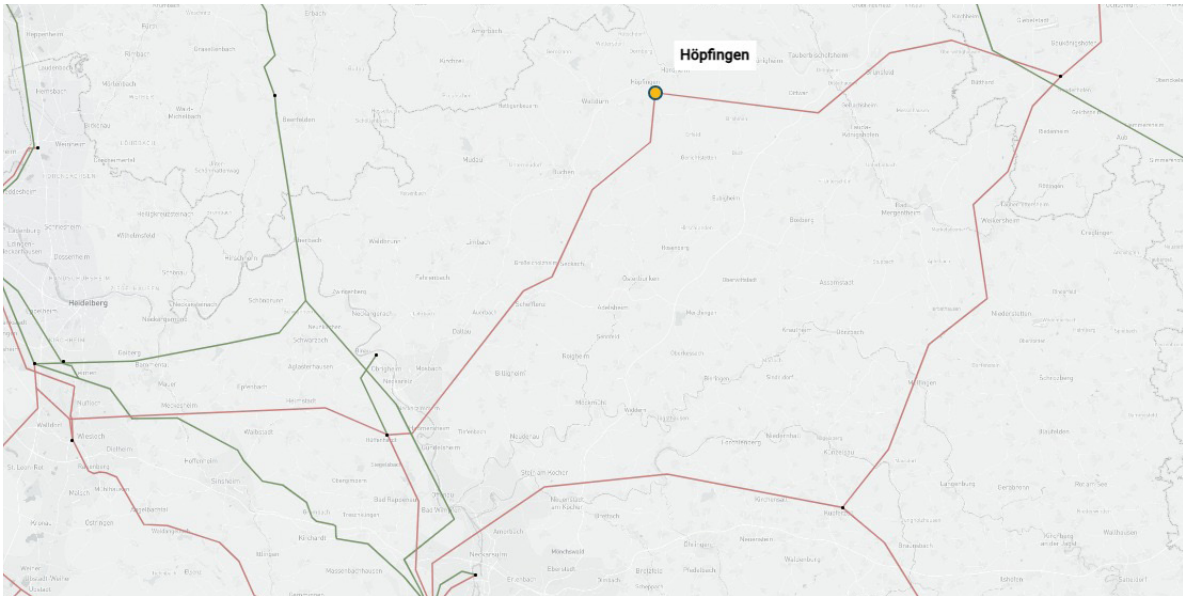
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten wie zum Beispiel die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P681 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert. Die Maßnahme M918 wurde als mögliche Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.

Projektsteckbriefe
Onshore

Projektsteckbriefe
Offshore

Inhaltsverzeichnis

Einführende Bemerkungen . . . **925**

Projektsteckbriefe Offshore-Netz . . . **926**

OST-1-4: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-1-4 (Ostwind 3) . . . 927
OST-2-1: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-1 (Ostwind 2) . . . 929
OST-2-2: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-2 (Ostwind 2) . . . 931
OST-2-3: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-3 (Ostwind 2) . . . 933
NOR-1-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5) . . . 935
NOR-3-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4) . . . 937
NOR-3-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6) . . . 940
NOR-6-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4) . . . 943
NOR-7-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5) . . . 946
NOR-7-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6) . . . 948
OST-2-4: DC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-4 (Ostwind 4) . . . 950
OST-x-1: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-1 . . . 953
OST-x-2: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-2 . . . 956
OST-x-3: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-3 . . . 959
OST-x-4: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-4 . . . 962
OST-T-1: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-T-1 (Testfeld) . . . 965
NOR-9-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1) . . . 968
NOR-9-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-2 (BalWin3) . . . 971
NOR-9-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-3 (BalWin4) . . . 974
NOR-10-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin2) . . . 977
NOR-11-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-1 (LanWin3) . . . 980
NOR-11-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2 (LanWin4) . . . 983
NOR-12-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-1 (LanWin1) . . . 986
NOR-12-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2) . . . 989
NOR-13-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-1 (LanWin5) . . . 992
NOR-13-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-2 (LanWin6) . . . 995
NOR-14-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-14-1 . . . 998
NOR-15-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-15-1 . . . 1001
NOR-16-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-1 . . . 1005
NOR-16-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-2 . . . 1008
NOR-17-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-17-1 . . . 1011
NOR-17-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-17-2 . . . 1015
NOR-18-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-18-1 . . . 1019
NOR-19-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-1 . . . 1022
NOR-19-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-2 . . . 1026
NOR-19-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-3 . . . 1030
NOR-20-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-20-1 . . . 1034
NOR-21-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-21-1 (BorWin7) . . . 1038
NOR-x-6: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-6 . . . 1042
NOR-x-7: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-7 . . . 1045
NOR-x-8: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-8 . . . 1049
NOR-x-9: DC-Offshore- Netzanbindungssystem NOR-x-9 . . . 1052
NOR-x-10: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-10 . . . 1055
NOR-x-11: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-11 . . . 1059
NOR-x-12: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-12 . . . 1062
NOR-OV-1: DC-Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 . . . 1066

Einführende Bemerkungen

Die Maßnahmen des Offshore-Startnetzes und -Zubaunetzes werden nach ihrem funktionalen Zusammenhang zu Projekten zusammengefasst dargestellt. Die Karten bilden die Ausbaumaßnahmen des Offshore-Netzes schematisch ab und dienen lediglich zur Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt.

Im Abschnitt „Steckbriefe Offshore-Startnetz" sind Steckbriefe aller laufenden Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes enthalten. Maßnahmen, die fertiggestellt sind und damit Teil des Offshore-Ist-Netzes geworden sind, werden nicht mehr dargestellt. Diesbezüglich wird auf die Übersichtsdarstellungen des Offshore-Startnetzes Nordsee (Abbildung 50) und des Offshore-Startnetzes Ostsee (Abbildung 51) im Kapitel 4.2.2 verwiesen.

Bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks mit Direktanbindungskonzept erfolgt die Umsetzung des Offshore-Netzanbindungssystems durch eine Maßnahme. Die Maßnahme beinhaltet nicht die AC-Kabelstränge des Offshore-Windparks, da sich diese gemäß den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windpark-Vorhabenträgers befinden.

Bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks ohne Direktanbindungskonzept sind zur Anbindung der Umspannplattformen der Offshore-Windparks an Konverterplattformen oder direkt an die AC-Verbindungen AC-Anschlüsse erforderlich. Alle AC-Anschlüsse, die Bestandteil des Offshore-Startnetzes sind, werden in den entsprechenden Projekten des Offshore-Startnetzes spezifisch ausgewiesen.

Die Termine für den Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung der Projekte im Offshore-Zubaunetz sind dem Kapitel 4.2.3 des Netzentwicklungsplans Strom zu entnehmen. Eine Erläuterung zur Ermittlung der Trassenlängen der Offshore-Netzanbindungssysteme finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwr.

In der Spalte Umsetzungsstand ist – wo möglich – vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungstand ***Mitte*** 2023.

In der Spalte „Umsetzungsstand" wird unterschieden zwischen:

- 0: Noch keine Aktivität,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung,
- 3: Im Genehmigungsverfahren,
- 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau,
- 5: Realisiert.

Die Abbildungen basieren auf der Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL) sowie dem Kartenmaterial des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie(© GeoSeaPortal).

Hinweise aus der Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2023), die konkrete Projekte und Maßnahmen betreffen, wurden - soweit möglich - in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe verarbeitet. Auf eine Kenntlichmachung der Änderungen in den Steckbriefen wurde aus Gründen der besseren Lesbarkeit verzichtet.

Projektsteckbriefe Offshore-Netz

Legende Steckbriefe Start-Offshorenetz und Zubau-Offshorenetz

	Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone
	Grenze des Küstenmeeres
	Grenzkorridor
	Offshore-Windpark-Gebiet
	Offshore-Windpark-Fläche
	Konverterplattform
	Umspannplattform
	Netzverknüpfungspunkt
	DC-Netzausbau
	AC-Netzausbau
N/O-0	Nummer des Offshore-Windpark-Gebiets (Nordsee/Ostsee)
I–XV	Nummer des Grenzkorridors
x	Die Termine für die AC-Anschlüsse können zu diesem Zeitpunkt noch nicht im NEP angegeben werden. Da sie aber dennoch aufgeführt werden sollen, zeigt das „x“ an, in welchem Szenario der jeweilige AC-Anschluss enthalten ist.

OST-1-4: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-1-4 (Ostwind 3)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-1-4 (Ostwind 3) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-1 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: Suchraum Brünzow. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von bis zu 300 MW ausgelegt.

Mit dem Projekt wird der OWP Windanker auf der Fläche O-1.3 angebunden. Der OWP-Vorhabenträger hat im Rahmen der Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2021 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 300 MW für das ONAS OST-1-4 erhalten.

Das ONAS OST-1-4 wird gemäß Flächenentwicklungsplan (FEP) als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabel des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Das Projekt umfasst folgende Maßnahmen:

- M73: Offshore-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung)
  Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Verbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem NVP im Suchraum Brünzow sowie der landseitigen Schaltanlage. Hierbei wird die AC-Verbindung von der Offshore-Umspannplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum NVP im Suchraum Brünzow geführt.
- M713: Anlage Suchraum Brünzow
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Brünzow geplant. Der geeignete Standort wird im Ergebnis von Raumwiderstandsanalysen ermittelt. An dieser Anlage erfolgt der Netzanschluss des ONAS OST-1-4 an das Onshore-Übertragungsnetz.

Im Gebiet O-1 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.050 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die ONAS OST-1-1, OST-1-2, OST-1-3 und OST-1-4.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M73	AC-Verbindung OST-1-4	300	MV	Suchraum Brünzow	ca. 102	3: Im Genehmigungsverfahren
M713	Anlage Suchraum Brünzow		MV			3: Im Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Windanker in dem Gebiet O-1 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-1 in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

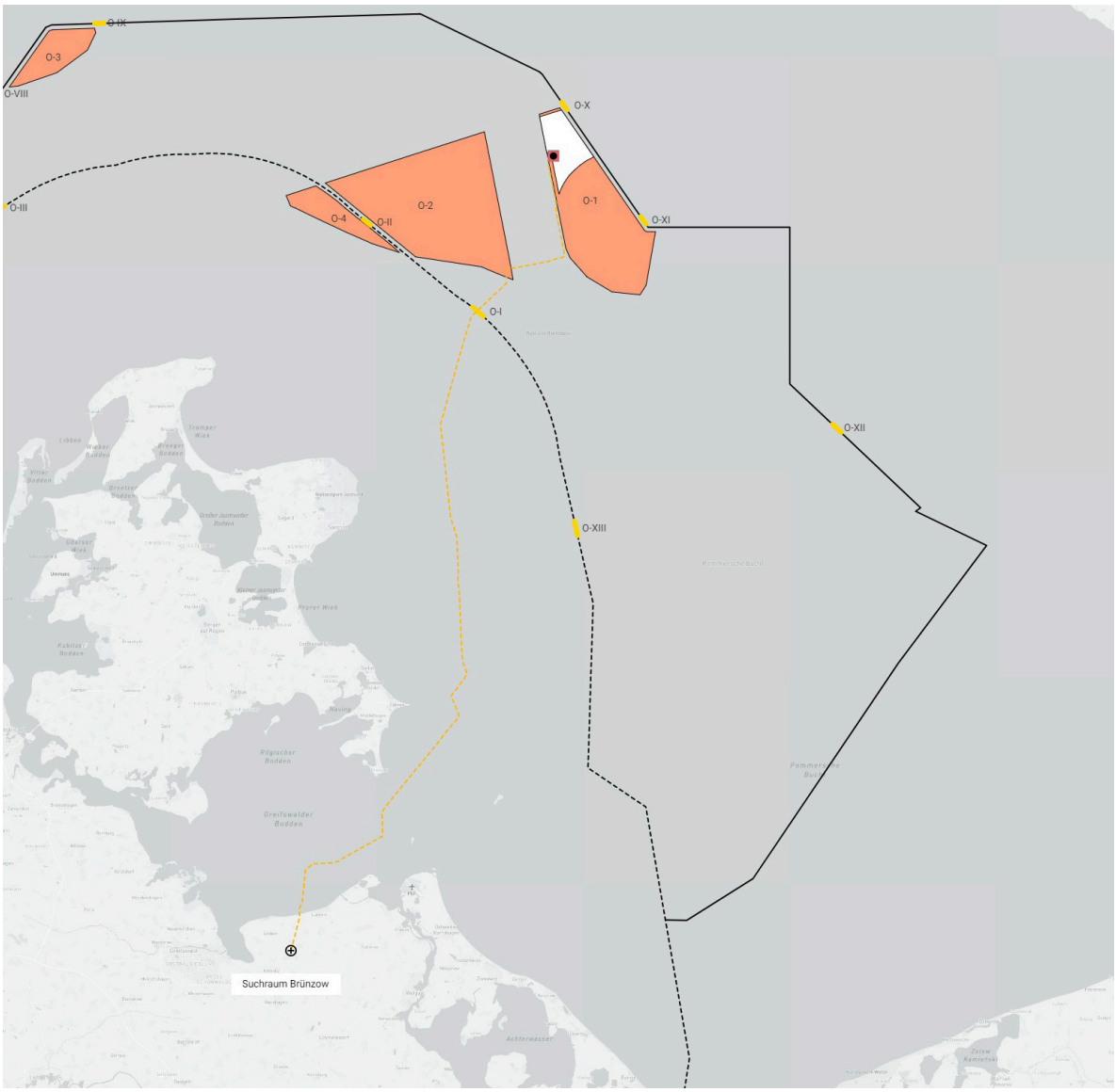
Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des ONAS OST-1-4: 3 – Im Genehmigungsverfahren

Die Projektvergabe ist abgeschlossen.

Das Projekt wird voraussichtlich 2026 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS OST-1-4 wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-2-1: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-1 (Ostwind 2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-2-1 (Ostwind 2) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-4 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt ist Bestandteil des Gesamtvorhabens Ostwind 2. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgelegt.

Mit dem Projekt wird der OWP Arcadis Ost 1 angebunden. Der OWP-Vorhabenträger hat im Rahmen der Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2018 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 247 MW für das ONAS OST-2-1 erhalten.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 67 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Flächenentwicklungsplan 2020 an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor O-I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 67 endet an einem Bündelungspunkt ca. 5 km nördlich des Grenzkorridores O-I in der AWZ. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 68 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss über den Grenzkorridor O-II mit der Umspannplattform des OWP Arcadis Ost 1 im Küstenmeer verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende ONAS (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine installierte Erzeugungsleistung des OWP Arcadis Ost 1 in Höhe von bis zu 247 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M67	AC-Verbindung OST-2-1	250	MV	Lubmin	ca. 80	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M68	AC-Anschluss OWP Arcadis Ost 1	250	MV		ca. 18	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Arcadis Ost 1 in dem Gebiet O-4 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-4 in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

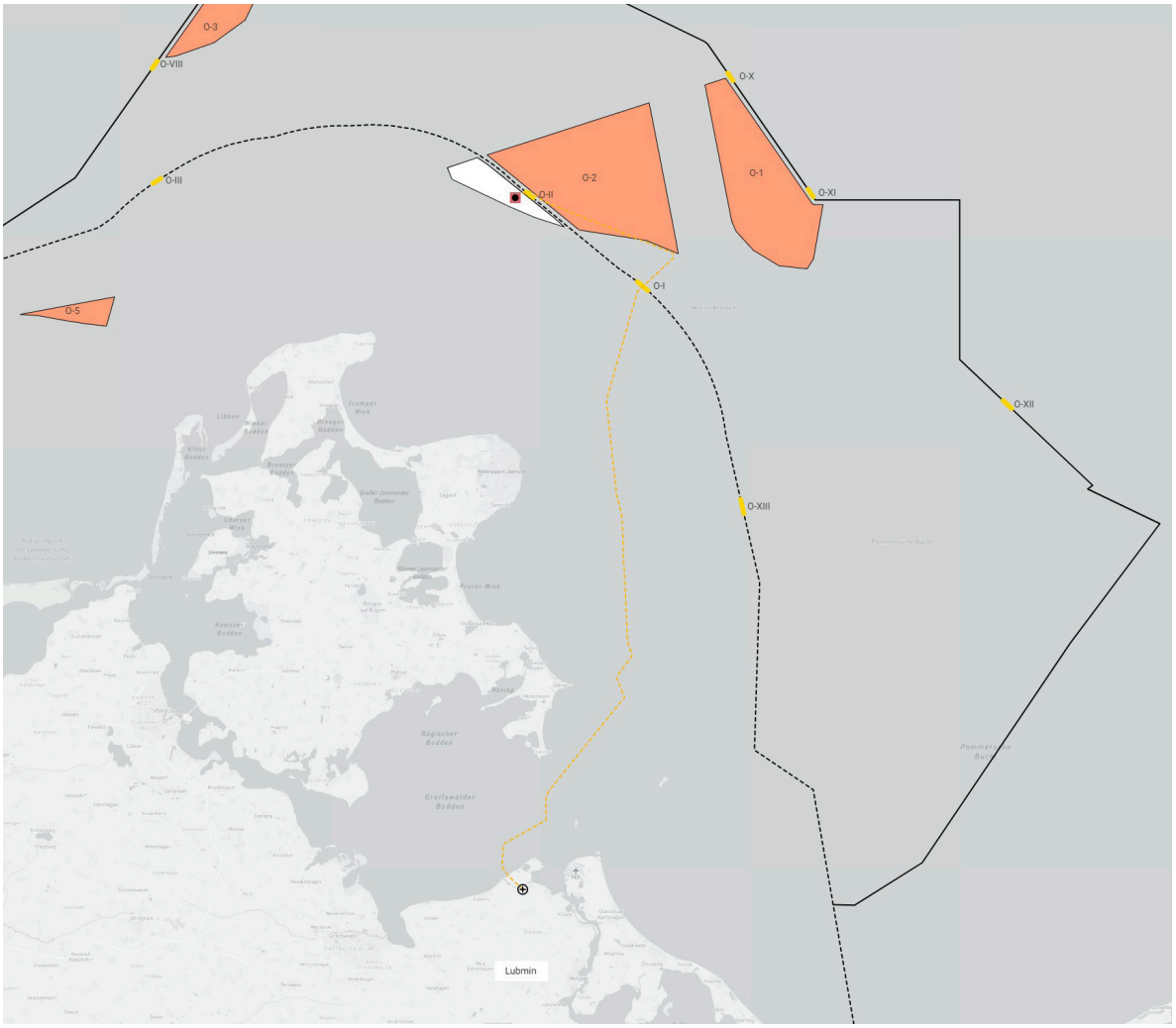
Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des Projekts: 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist abgeschlossen.

Das Projekt wird voraussichtlich 2023 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS OST-2-1 wird durch den angeschlossenen OWP nahezu vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-2-2: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-2 (Ostwind 2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-2-2 (Ostwind 2) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-2 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt ist Bestandteil des Gesamtvorhabens Ostwind 2. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgelegt.

Mit dem Projekt wird der OWP Baltic Eagle angebunden. Der OWP-Vorhabenträger hat im Rahmen der Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2018 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 250 MW für das ONAS OST-2-2 erhalten.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 69 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Flächenentwicklungsplan 2020 an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor O-I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 69 endet an einem Bündelungspunkt ca. 5 km nördlich des Grenzkorridors O-I in der AWZ. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 70 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Baltic Eagle verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende ONAS (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in Höhe von bis zu 250 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M69	AC-Verbindung OST-2-2	250	MV	Lubmin	ca. 80	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M70	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle	250	MV		ca. 9	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in dem Gebiet O-2 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-2 in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

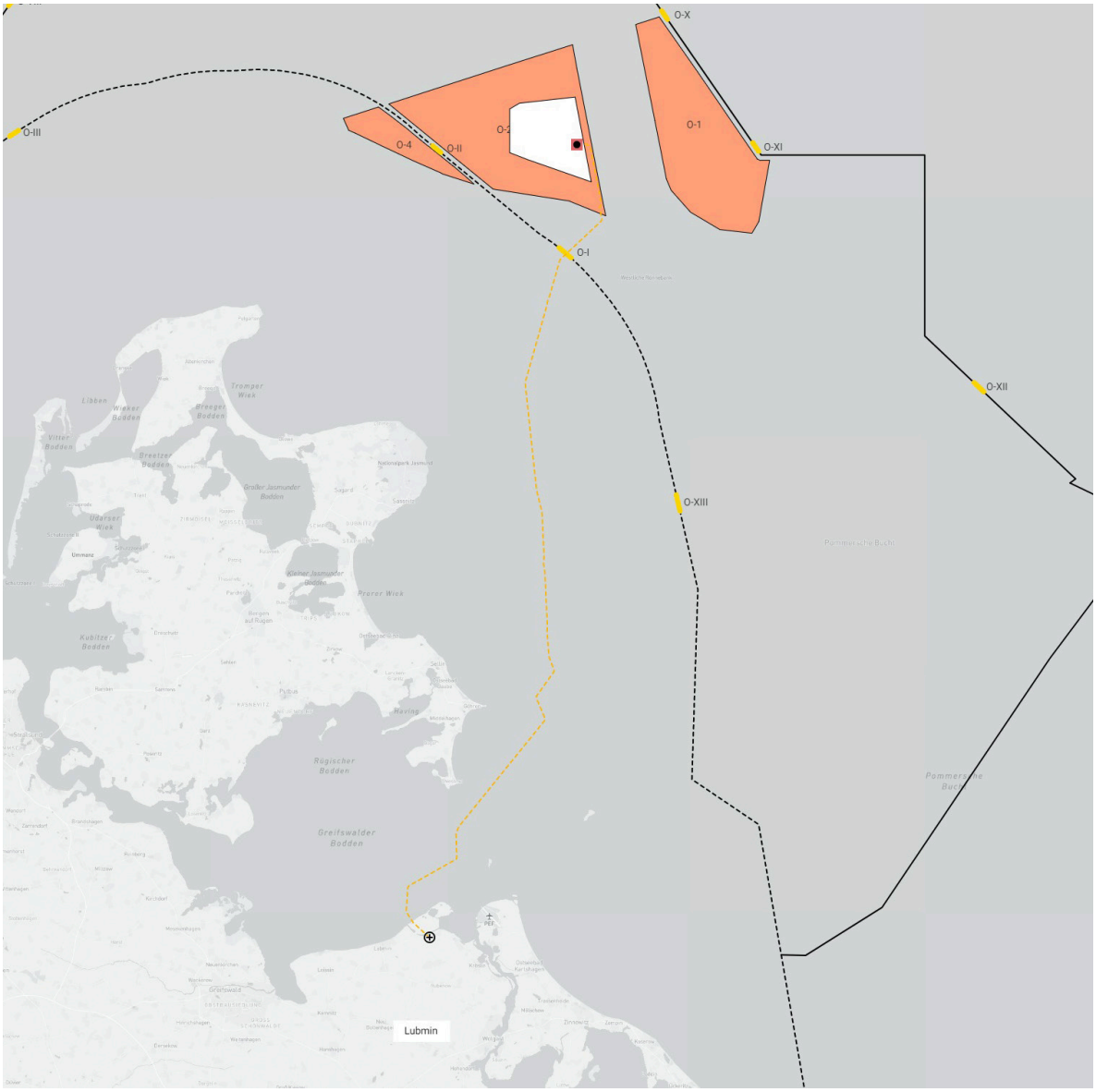
Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des Projekts: 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist abgeschlossen.

Das Projekt wird voraussichtlich 2023 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS OST-2-2 wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-2-3: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-3 (Ostwind 2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-2-3 (Ostwind 2) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-2 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt ist Bestandteil des Gesamtvorhabens Ostwind 2. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgelegt.

Mit dem Projekt wird der OWP Baltic Eagle angebunden. Der OWP-Vorhabenträger hat im Rahmen der Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2018 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 226,25 MW für das ONAS OST-2-3 erhalten.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 71 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Flächenentwicklungsplan 2020 an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor O-I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 71 endet an einem Bündelungspunkt ca. 5 km nördlich des Grenzkorridors O-I in der AWZ. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 72 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Baltic Eagle verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende ONAS (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in Höhe von bis zu 226,25 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M71	AC-Verbindung OST-2-3	250	MV	Lubmin	ca. 80	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M72	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle	250	MV		ca. 9	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in dem Gebiet O-2 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-2 in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

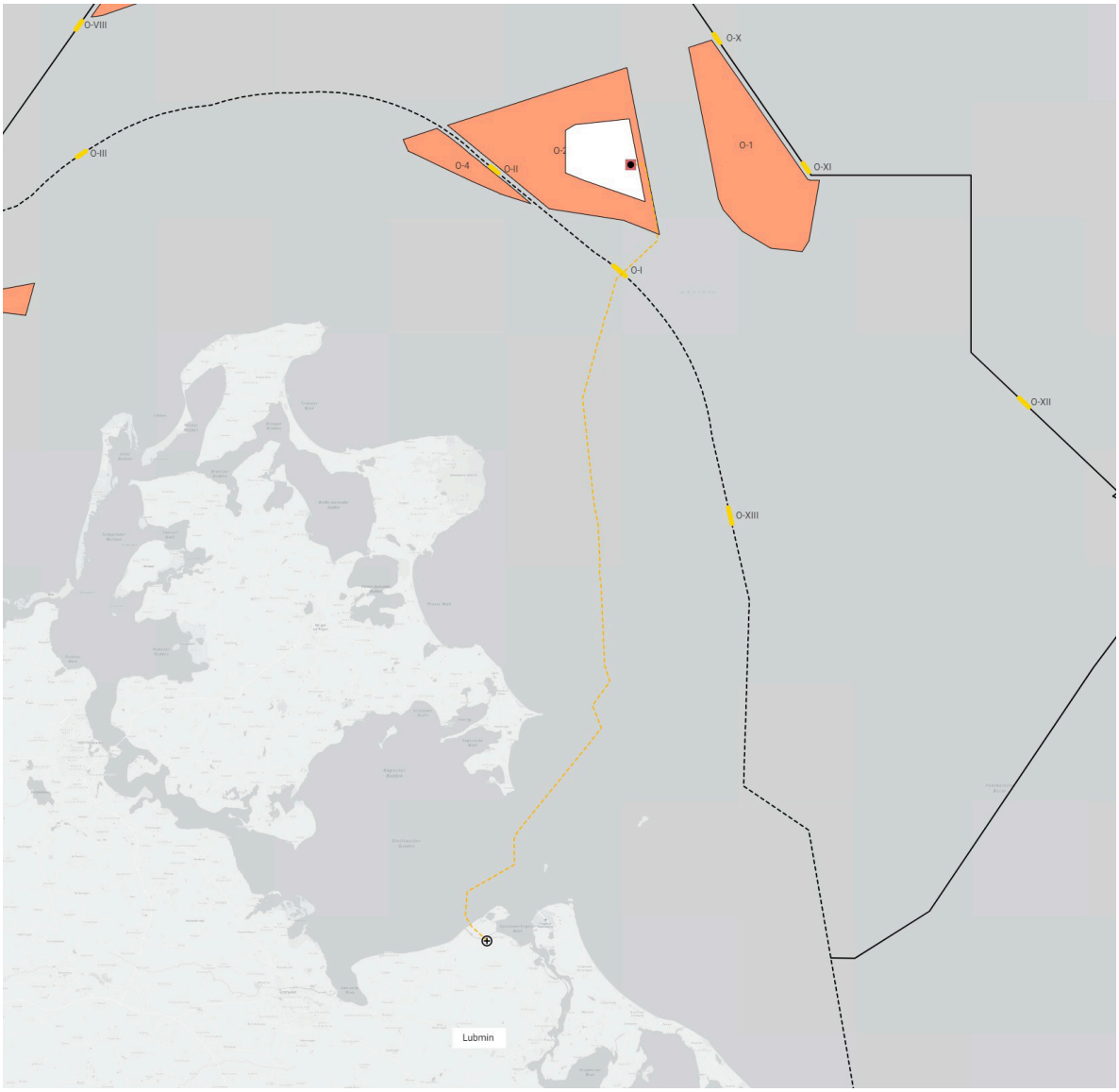
Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des Projekts: 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist abgeschlossen.

Das Projekt wird voraussichtlich 2024 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS OST-2-3 wird durch den angeschlossenen OWP nahezu vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-1-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-1-1 (DolWin5) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-1 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Mit dem Projekt wird der OWP Borkum Riffgrund 3 angebunden. Die Ursprungsprojekte haben im Rahmen der Offshore-Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Offshore-Konverterplattform in der Nordsee im Gebiet N-1 (Zone 1) über den Grenzkorridor N-I durch das Küstenmeer im Raum Borkum zum NVP Emden/Ost geführt.

Der Anschluss des OWP Borkum Riffgrund 3 an die Offshore-Konverterplattform wird nach Abstimmung mit den OWP-Vorhabenträger abweichend von den Technikgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore mittels des Direktanbindungskonzepts erfolgen. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-AC-Kabelsysteme sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Emden/Ost sowie der landseitigen Konverterstation. Durch den Entfall der 155-kV-AC-Seekabelsysteme reduzieren sich die Gesamtkosten des ONAS.

Im Gebiet N-1 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 900 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das sich in Bau befindliche ONAS NOR-1-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-1-1 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	900	NI	Emden/Ost	ca. 132	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-1 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

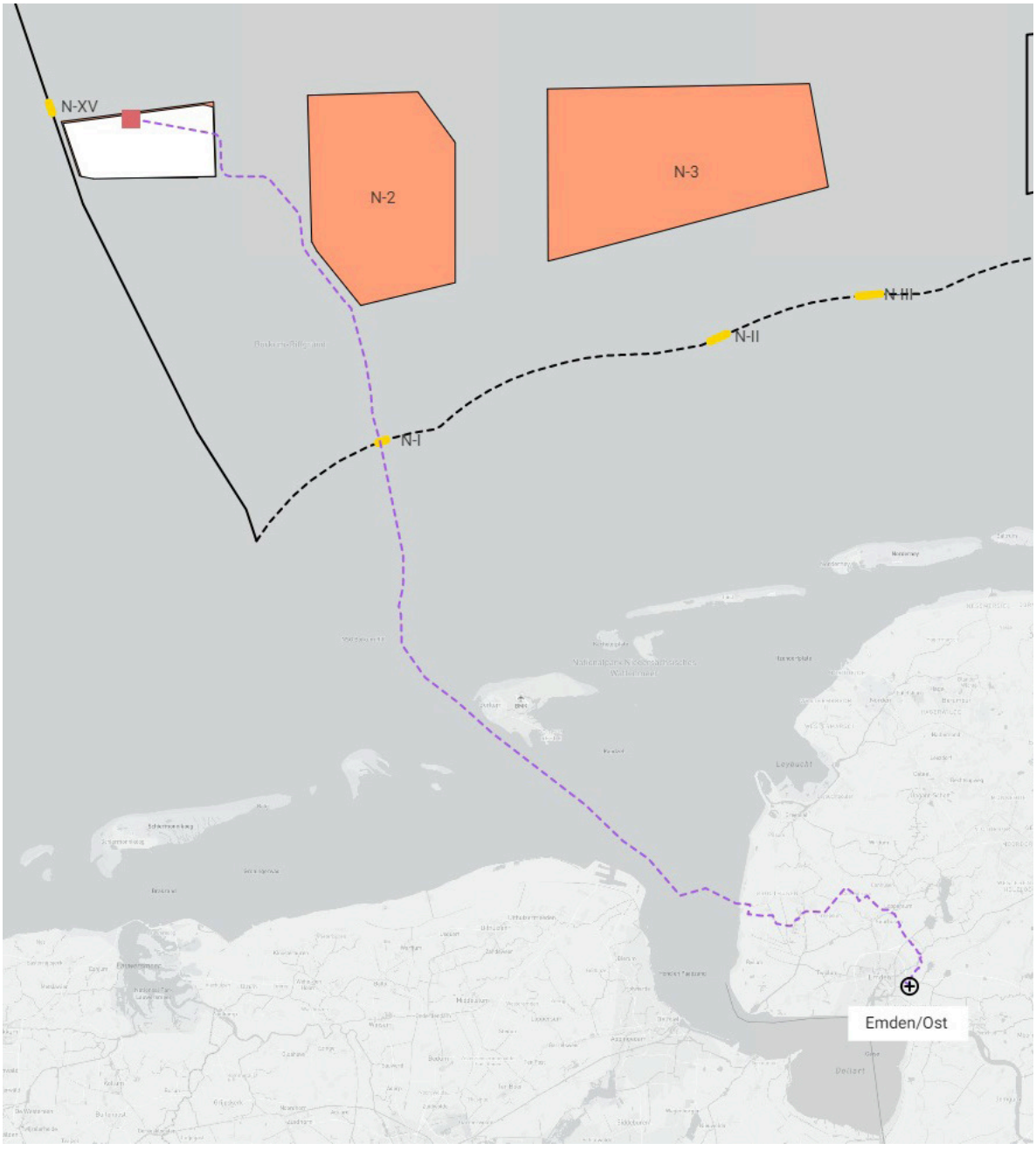
Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung des ONAS NOR-1-1 (DolWin5): 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist bereits abgeschlossen.

Das ONAS wird voraussichtlich 2024/2025 fertiggestellt. Die Fertigstellung des ONAS kann sich aufgrund Corona-bedingter Verzögerungen der Plattformfertigung in Singapur im Jahr 2021 und die daraus resultierenden Folgeeffekte gegebenenfalls auf 2025 verzögern.

Die Übertragungskapazität des ONAS wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-3-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-3-2 (DolWin4) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-3 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hanekenfähr in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Hanekenfähr geführt.

Das ONAS NOR-3-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur noch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Hanekenfähr sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion.

In Gebiet N-3 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.716 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem FEP durch die beiden geplanten ONAS NOR-3-2 (DolWin4) und NOR-3-3 (DolWin6) sowie das bereits in Betrieb befindliche ONAS NOR-3-1 (DolWin2).

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	900	NI	Hanekenfähr	ca. 213	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-3 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

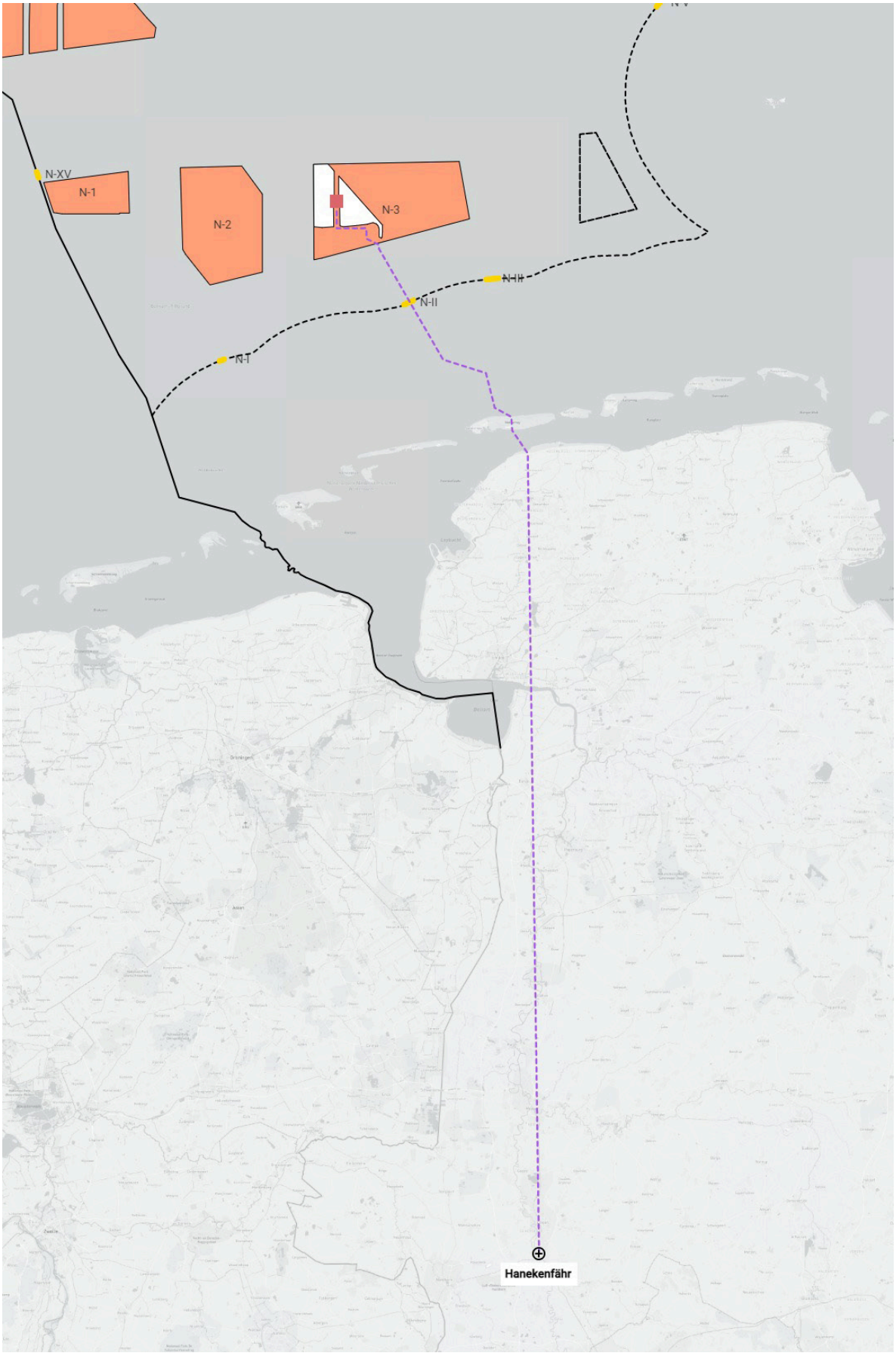
Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung des ONAS NOR-3-2: 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist bereits abgeschlossen.

Das Projekt wird voraussichtlich 2028 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die beiden anzubindenden OWPs vollständig ausgeschöpft. Die Leistung der Flächen N-3.5 und N-3.6 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-3, die durch das ONAS NOR-3-2 angeschlossen werden, wird gemäß FEP im Jahr 2023 ausgeschrieben.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-3-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-3-3 (DolWin6) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-3 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Mit dem Projekt wird der OWP Gode Wind 3 angebunden. Die Ursprungsprojekte haben im Rahmen der Offshore-Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 einen Zuschlag erhalten. Darüber hinaus werden die Flächen N-3.7 und N-3.8 angebunden. Die Flächen N-3.7 und N-3.8 haben im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2021 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Offshore-Konverterplattform in der Nordsee im Gebiet N-3 (Zone 1) über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Emden/Ost geführt.

Der AC-Anschluss des OWP Gode Wind 3 wird als einmalige Sonderlösung mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem ausgeführt und auf eine maximale Übertragungsleistung von 241,75 MW ausgelegt. Diese Sonderlösung ermöglicht zwar die flächensparsame Anbindung des OWP Gode Wind 3 mittels eines einzigen 155-kV-AC-Kabelsystems, allerdings weicht dies von den Standardquerschnitten der bisherigen AC-Anschlüsse der OWP ab, sodass seitens des Übertragungsnetzbetreibers zusätzliche Risiken beachtet werden müssen.
Der Anschluss des OWP Gode Wind 3 sowie der Fläche N-3.7 an das ONAS NOR-3-3 hat mit maximal zwei 155-kV-AC-Seekabelsystemen zu erfolgen. Durch die einmalige Sonderlösung zum Anschluss der OWP Gode Wind 3 mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem ist dies gewährleistet.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit mehrere Maßnahmen. Die Maßnahme M15 umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Emden/Ost sowie der landseitigen Konverterstation. Die übrigen Maßnahmen umfassen die 155-kV-AC-Seekabelsysteme zum Anschluss der Umspannplattformen der OWP.

Im Gebiet N-3 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.716 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem Flächenentwicklungsplan (FEP) über das bereits in Betrieb befindliche ONAS NOR-3-1 (DolWin2) sowie über die sich in Bau befindlichen ONAS NOR-3-3 (DolWin6) und NOR-3-2 (DolWin4).

Der Anschluss des ONAS NOR-3-3 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungs-leistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	900	NI	Emden/Ost	ca. 90	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M121	AC-Anschluss Fläche N-3.8				ca. 10	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M122	AC-Anschluss Fläche N-3.8				ca. 10	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M124	AC-Anschluss OWP Gode Wind 3				ca. 16,5	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
M125	AC-Anschluss Fläche N-3.7				ca. 10	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-3 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplan Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

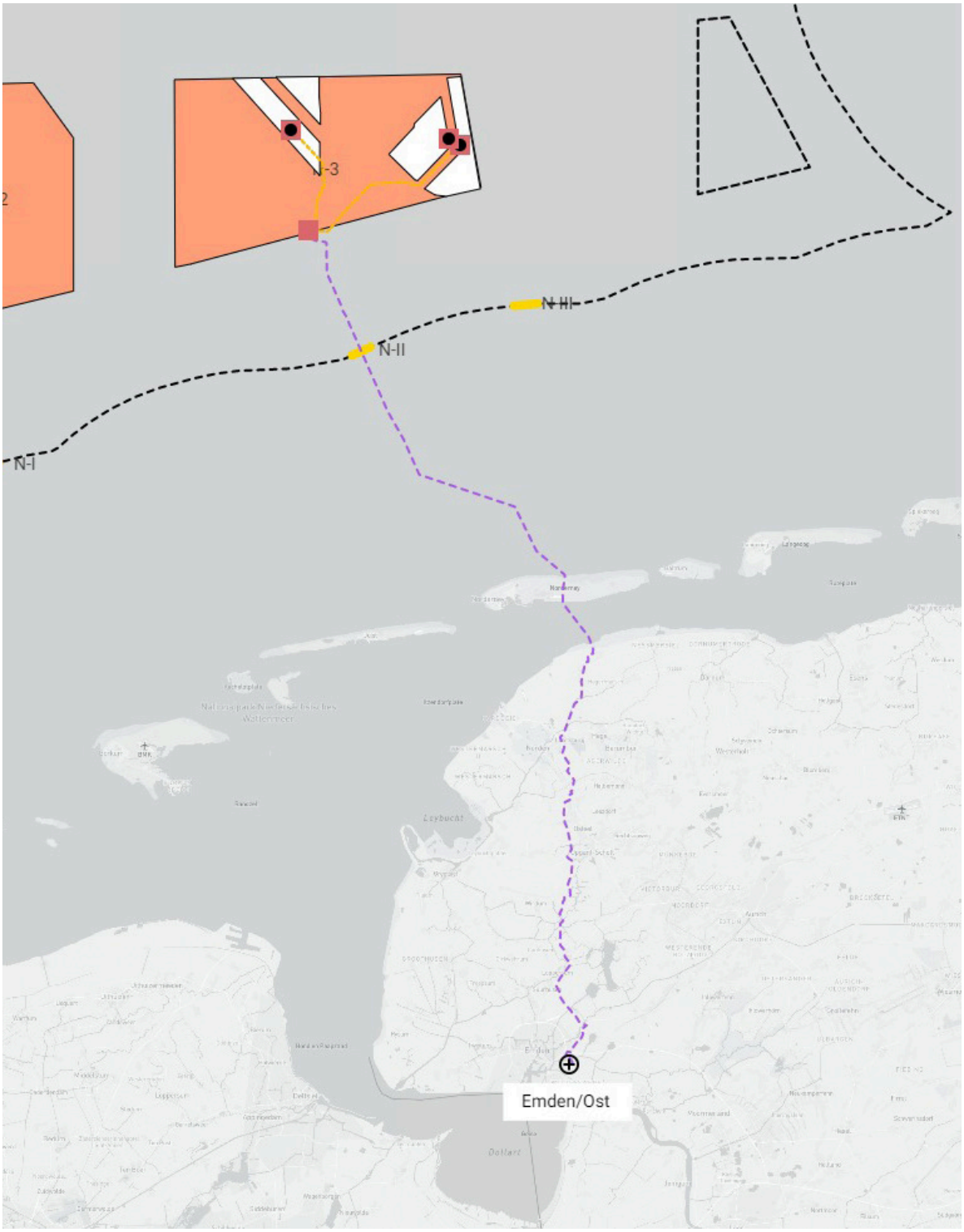
Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung des ONAS NOR-3-3 (DolWin6): 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist bereits abgeschlossen.

Das ONAS wird voraussichtlich im Jahr 2023 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS wird durch die angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-6-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-6-3 (BorWin4) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-6 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hanekenfähr in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Hanekenfähr geführt.

Das ONAS NOR-6-3 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur noch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Hanekenfähr sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion.

In Gebiet N-6 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem FEP durch das geplante ONAS NOR-6-3 (BorWin4) sowie die beiden bereits in Betrieb befindlichen ONAS NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2).

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	900	NI	Hanekenfähr	ca. 278	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-6 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

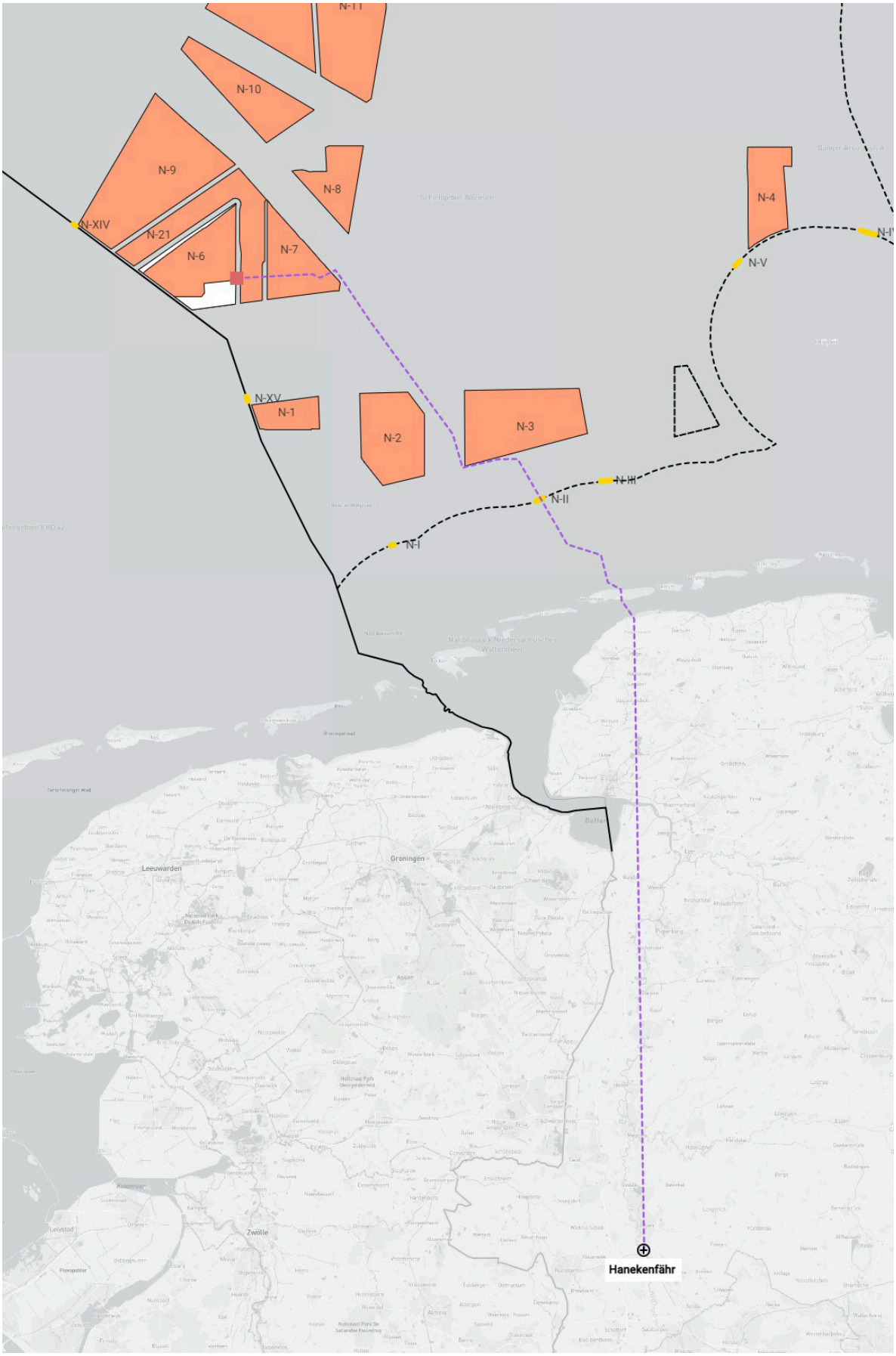
Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung des ONAS NOR-6-3: 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist bereits abgeschlossen.

Das Projekt wird voraussichtlich 2028 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die beiden anzubindenden OWPs vollständig ausgeschöpft. Die Leistung der Flächen N-6.6 und N-6.7 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-6, die durch das ONAS NOR-6-3 angeschlossen werden, wird gemäß FEP im Jahr 2023 ausgeschrieben.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-7-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-7-1 (BorWin5) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-7 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Garrel/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Mit dem Projekt wird der OWP He Dreiht angebunden. Der OWP He Dreiht hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Offshore-Konverterplattform in der Nordsee im Gebiet N-7 (Zone 2) über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Garrel/Ost geführt.

Der Anschluss des OWP He Dreiht an die Offshore-Konverterplattform wird nach Abstimmung mit den OWP-Vorhabenträger abweichend von den Technikgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore mittels des Direktanbindungskonzepts erfolgen. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-AC-Kabelsysteme sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Garrel/Ost sowie der landseitigen Konverterstation. Durch den Entfall der 155-kV-AC-Seekabelsysteme reduzieren sich die Gesamtkosten des ONAS.

Im Gebiet N-7 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.880 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über die sich in Bau befindlichen ONAS NOR-7-1 (BorWin5) und NOR-7-2 (BorWin6).

Der Anschluss des ONAS NOR-7-1 (BorWin5) an den NVP Garrel/Ost steht im Zusammenhang mit dem landseitigen Projekt TTG-P21 Netzverstärkung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	900	NI	Garrel/Ost	ca. 225	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-7 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

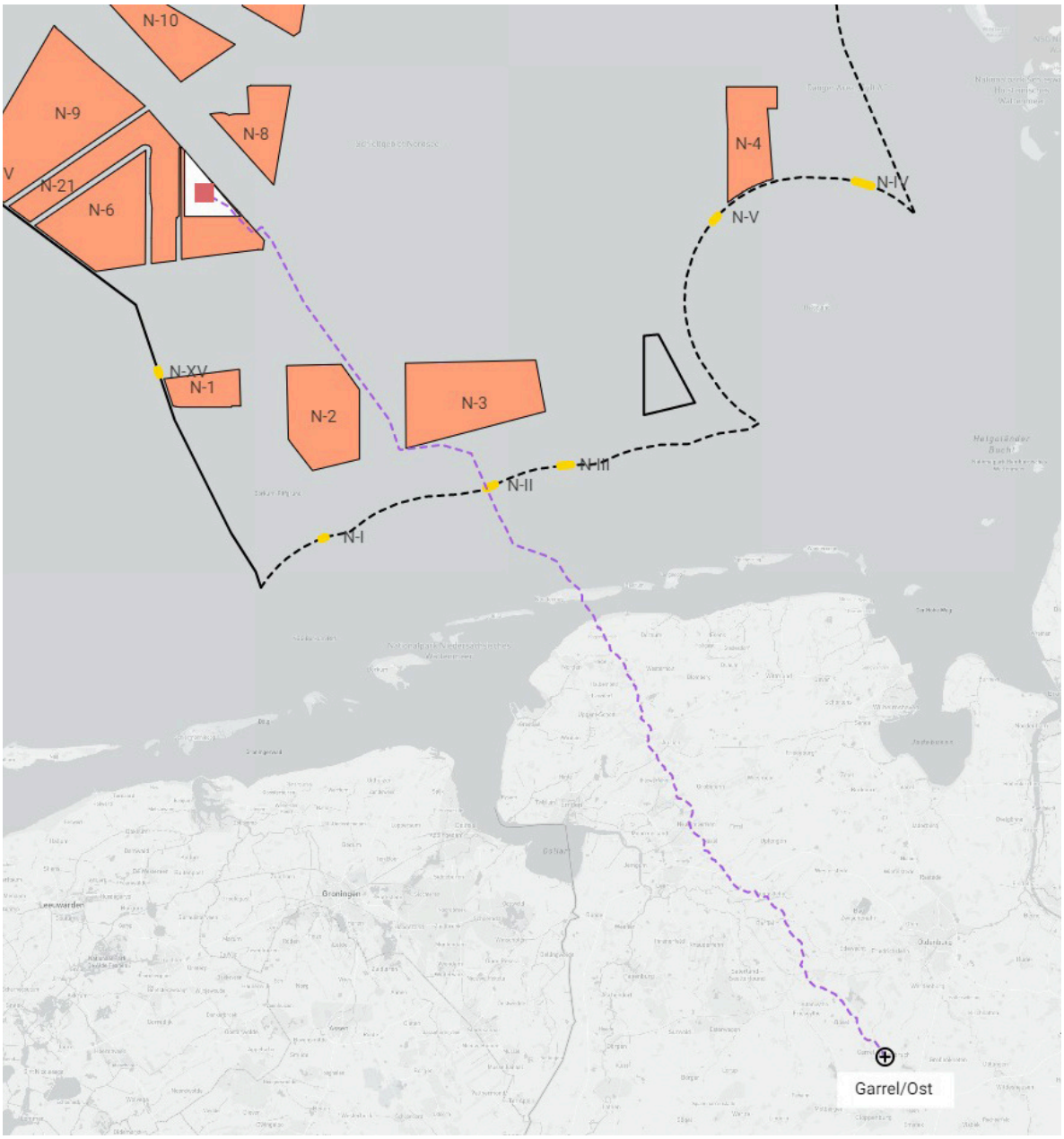
Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung des ONAS NOR-7-1 (BorWin5): 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist bereits abgeschlossen.

Das ONAS wird voraussichtlich im Jahr 2025 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-7-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-7-2 (BorWin6) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-7 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Büttel in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und für eine Übertragungsleistung von 980 MW ausgelegt. Mit dem Projekt wird der OWP Nordlicht I (Fläche N-7.2) angebunden. Die Fläche N-7.2 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2022 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Offshore-Konverterplattform in der Nordsee im Gebiet N-7 (Zone 2) über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Büttel geführt.

Das ONAS NOR-7-2 wird gemäß Flächenentwicklungsplans (FEP) als Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Büttel sowie der landseitigen Konverterstation.

In Gebiet N-7 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.880 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über die sich in Bau befindlichen ONAS NOR-7-1 (BorWin5) und NOR-7-2 (BorWin6).

Der Anschluss des ONAS NOR-7-2 an den NVP Büttel steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbaumaßnahmen P26 Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West sowie DC3 HGÜ-Verbindung von Brunsbüttel nach Großgartach und DC4 HGÜ-Verbindung von Wilster/West nach Bergrheinfeld/West.

M-Nr.	Bezeichnung des Maßnahme	Übertragungsleistung in MW	Bundesländer	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	980	SH	Büttel	ca. 235	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-7 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 980 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau und im Sinne der Eingriffsminimierung unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

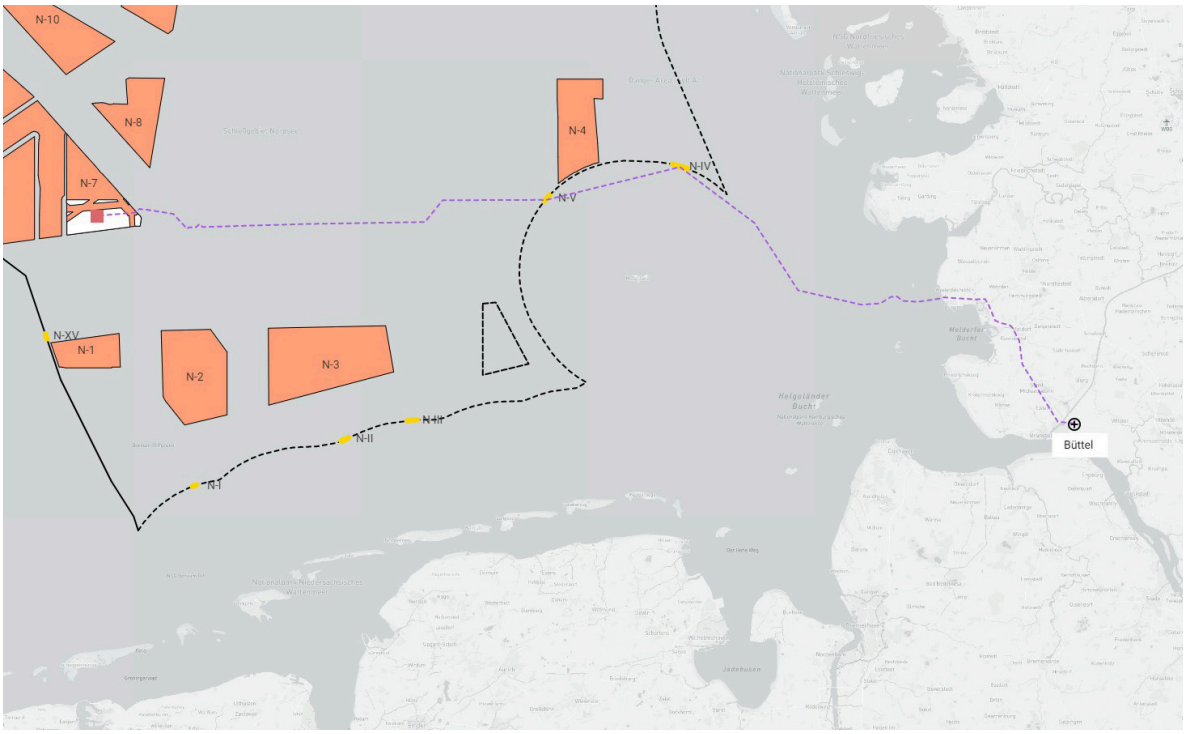
Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung des ONAS NOR-7-2 (BorWin6): 4 – Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau.

Die Projektvergabe ist bereits abgeschlossen.

Das ONAS wird voraussichtlich im Jahr 2027 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität des ONAS wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-2-4: DC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-4 (Ostwind 4)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-2-4 (Ostwind 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-2 (Zone 1) an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: Suchraum Brünzow. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplan (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS OST-2-4 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt.

Im Gebiet O-2 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die ONAS OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Fläche O-2.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet O-2, die durch das ONAS OST-2-4 angeschlossen wird, wird gemäß FEP nicht-zentral voruntersucht und im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Der Anschluss des ONAS OST-2-4 an einen NVP im Suchraum Brünzow steht im Zusammenhang mit der landseitigen Netzausbaumaßnahme P216 Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M74	HGÜ-Verbindung OST-2-4 (Ostwind 4)	MV	ca. 109	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet O-2 auf der Fläche O-2.2 erzeugte Leistung von 1.000 MW abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht nicht nur einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau, sondern ermöglicht zudem perspektivisch auch den effizienten Anschluss von Leistung aus benachbarten ausländischen AWZ oder neuen Gebieten für Windenergie-Offshore im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern. Dadurch ist eine optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden begrenzten Trassenräume, insbesondere im Greifswalder Bodden, möglich.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor O-I sowie der parallelen Führung zu bereits bestehenden AC-ONAS ergibt sich eine Anlandung in der Nähe von Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Brünzow als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS OST-2-4 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

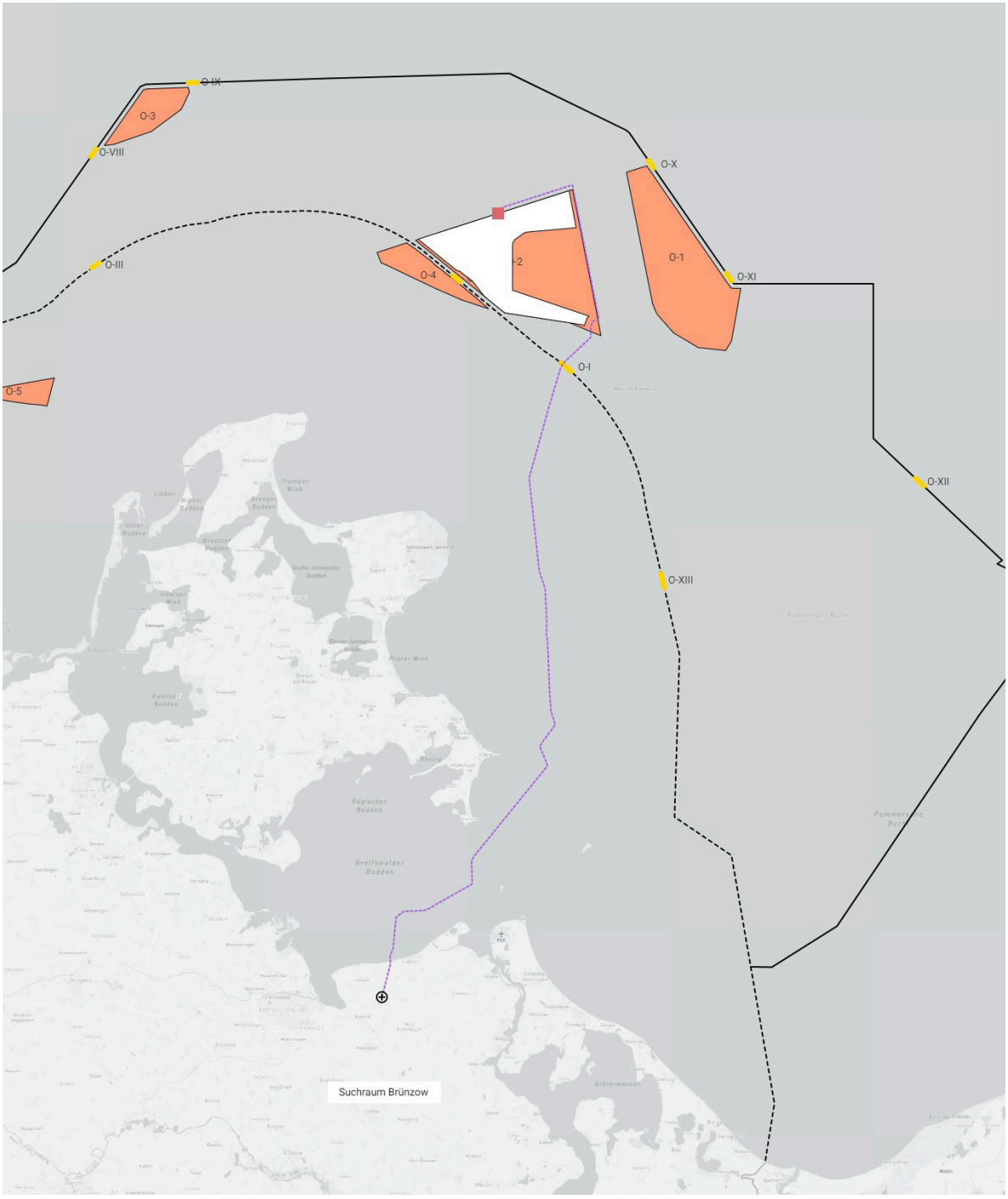
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Umsetzung des ONAS in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 2.000 MW und einer Entfernung von ca. 105 km zur Konverterplattform ist der Raum Lubmin die räumlich nächstgelegene NVP-Alternative. Der Anschluss am NVP Lubmin ist jedoch nicht möglich, da keine freie oder ausbaubare Kapazität am Standort zur Verfügung steht.

Der NVP Lüdershagen bzw. die räumliche Nähe zum NVP kommt für das ONAS in DC-Technologie aufgrund seiner Entfernung von ca. 100 km zwar auch in Betracht, die hierfür notwendige Trassenführung über die Insel Rügen wird jedoch als kritisch bewertet. Darüber hinaus sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, wie z.B. die Verlängerung des Projekts P215 vom Suchraum der Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow nach Lüdershagen und/oder nach Lubmin.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS OST-2-4 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig aufgrund der Gebietsfestlegungen im Raumordnungsplan für die deutsche AWZ 2021 identifiziert und von der BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2030 und dem NVP im Suchraum Brünzow unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende ONAS erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Der Vorbehalt wurde mit dem FEP 2023 durch die Festlegung der potenziellen Flächen aufgehoben.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-x-1: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-1

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüber hinaus gehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattformen noch Trassenführungen der AC-Verbindungen von den Umspannplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms von Mecklenburg-Vorpommern zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) werden exemplarisch zwei Bereiche im Küstenmeer ausgewählt und den nächstgelegenen NVP zugeordnet. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst jeweils ein Punkt im Küstenmeer angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-1 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee an den NVP im Suchraum der Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow wie folgt abgekürzt: Suchraum Gnewitz. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP 2020 für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem oben genannten NVP sowie dem landseitigen Umspannwerk. Hierbei soll das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden.

Es wird angenommen, dass das ONAS OST-x-1 als 132-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden. In Abhängigkeit der kommenden Festlegungen im dann fortgeschriebenen Landesraumentwicklungsprogramm ist ggf. die Anbindungstechnologie und der Suchraum für den NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Flächen wird 250 MW angenommen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M274	AC-Verbindung OST-x-1	MV	ca. 45				vrs. 2036 / Q3 2039	vrs. 2036 / Q3 2039	vrs. 2036 / Q3 2039	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Gnewitz als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS OST-x-1 freie Kapazität zur Verfügung steht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

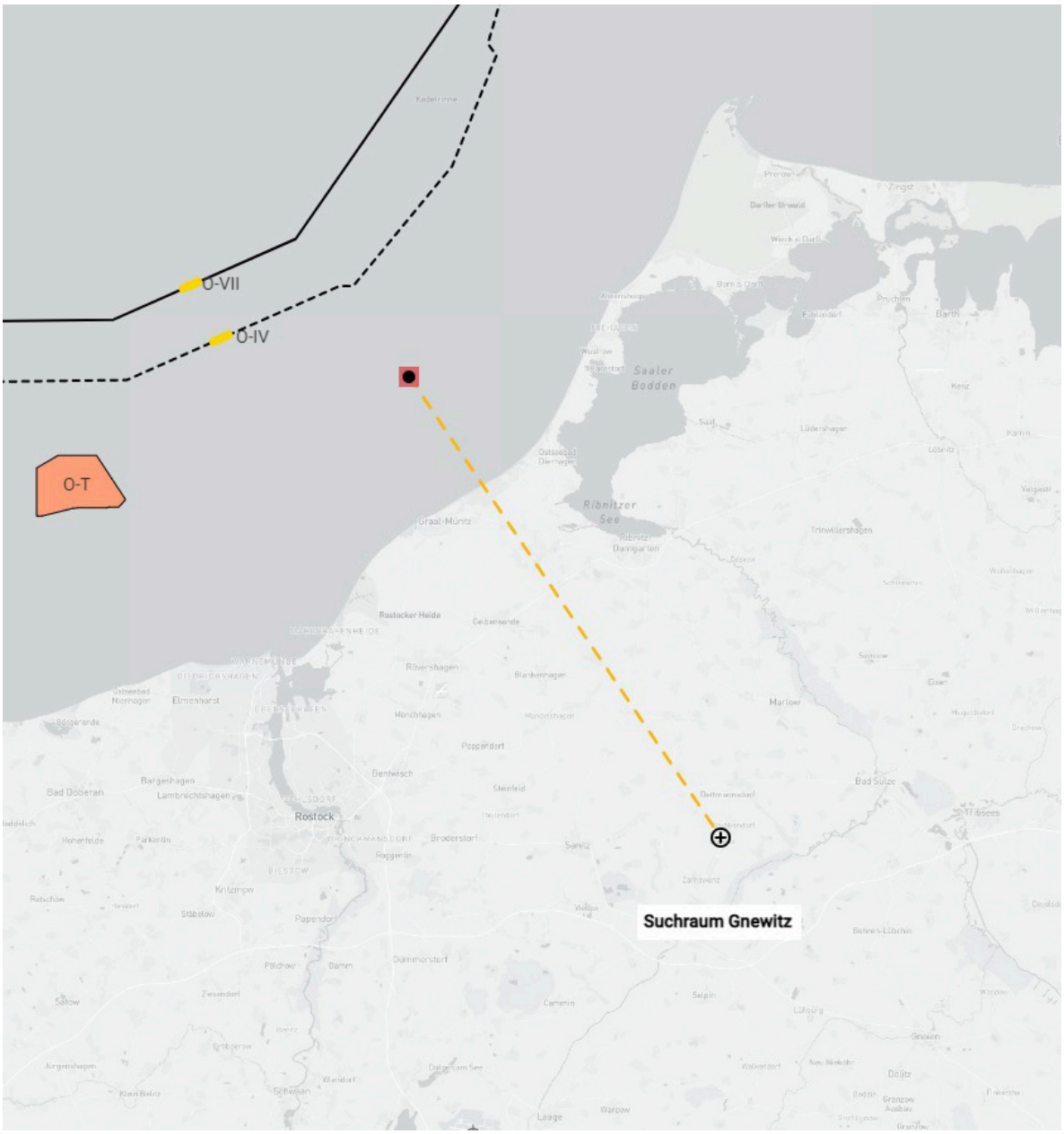
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS OST-x-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-x-2: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-2

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüber hinaus gehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattformen noch Trassenführungen der AC-Verbindungen von den Umspannplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms von Mecklenburg-Vorpommern zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) werden exemplarisch zwei Bereiche im Küstenmeer ausgewählt und den nächstgelegenen NVP zugeordnet. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst jeweils ein Punkt im Küstenmeer angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-2 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee an den NVP im Suchraum der Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow wie folgt abgekürzt: Suchraum Gnewitz. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP 2020 für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem oben genannten NVP sowie dem landseitigen Umspannwerk. Hierbei soll das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden.

Es wird angenommen, dass das ONAS OST-x-2 als 132-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden. In Abhängigkeit der kommenden Festlegungen im dann fortgeschriebenen Landesraumentwicklungsprogramm ist ggf. die Anbindungstechnologie und der Suchraum für den NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Flächen wird 250 MW angenommen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M275	AC-Verbindung OST-x-2	MV	ca. 45				vrs. 2036 / Q3 2039	vrs. 2036 / Q3 2039	vrs. 2036 / Q3 2039	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Gnewitz als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS OST-x-2 freie Kapazität zur Verfügung steht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

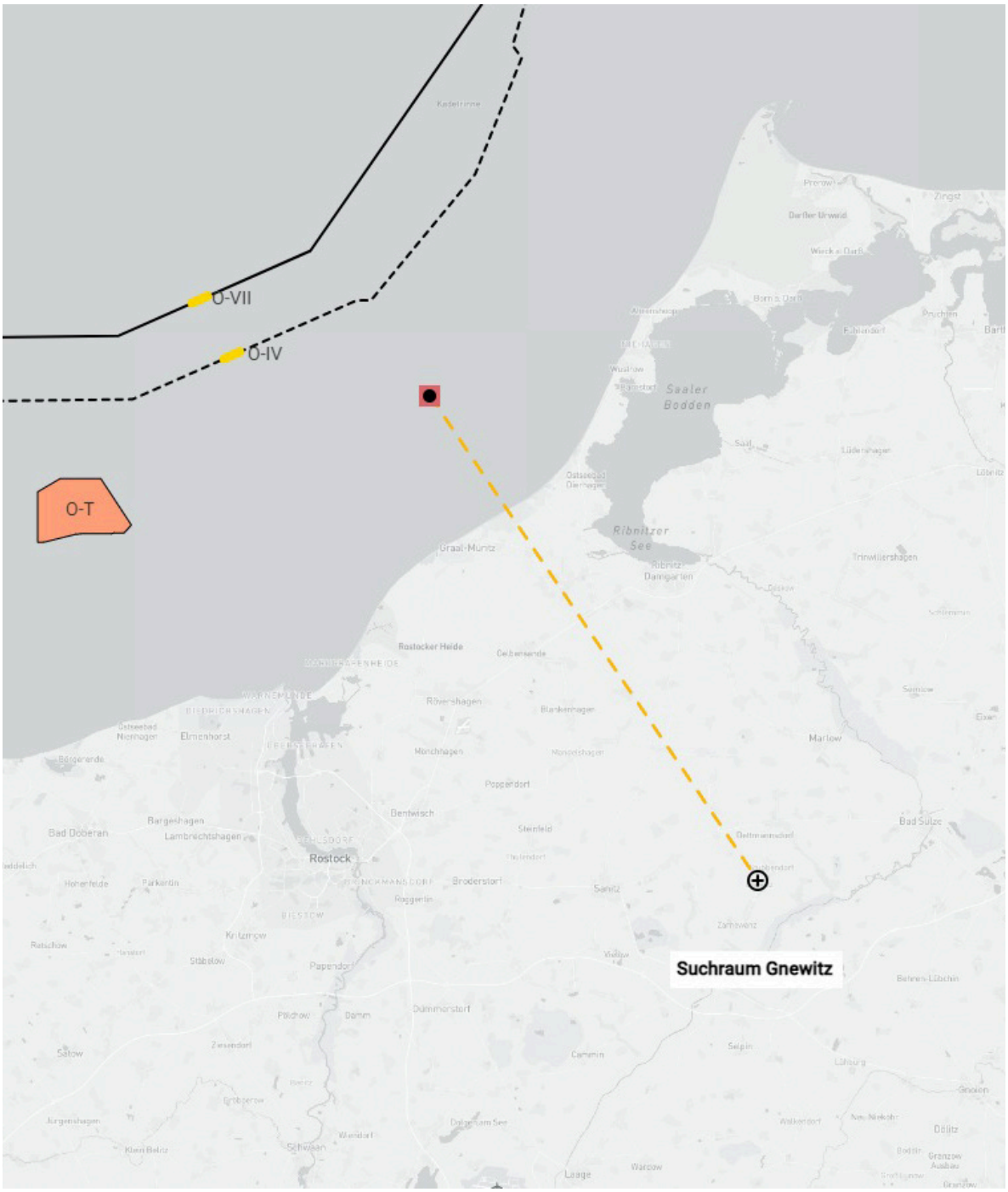
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS OST-x-2 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-x-3: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-3

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüber hinaus gehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattformen noch Trassenführungen der AC-Verbindungen von den Umspannplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms von Mecklenburg-Vorpommern zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) werden exemplarisch zwei Bereiche im Küstenmeer ausgewählt und den nächstgelegenen NVP zugeordnet. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst jeweils ein Punkt im Küstenmeer angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-3 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee an den NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: Suchraum Brünzow. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP 2020 für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem oben genannten NVP sowie dem landseitigen Umspannwerk. Hierbei soll das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden.

Es wird angenommen, dass das ONAS OST-x-3 als 132-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden. In Abhängigkeit der kommenden Festlegungen im dann fortgeschriebenen Landesraumentwicklungsprogramm ist ggf. die Anbindungstechnologie und der Suchraum für den NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Flächen wird 250 MW angenommen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M276	AC-Verbindung OST-x-3	MV	ca. 80				vrs. 2037 / Q3 2040	vrs. 2037 / Q3 2040	vrs. 2037 / Q3 2040	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Brünzow als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

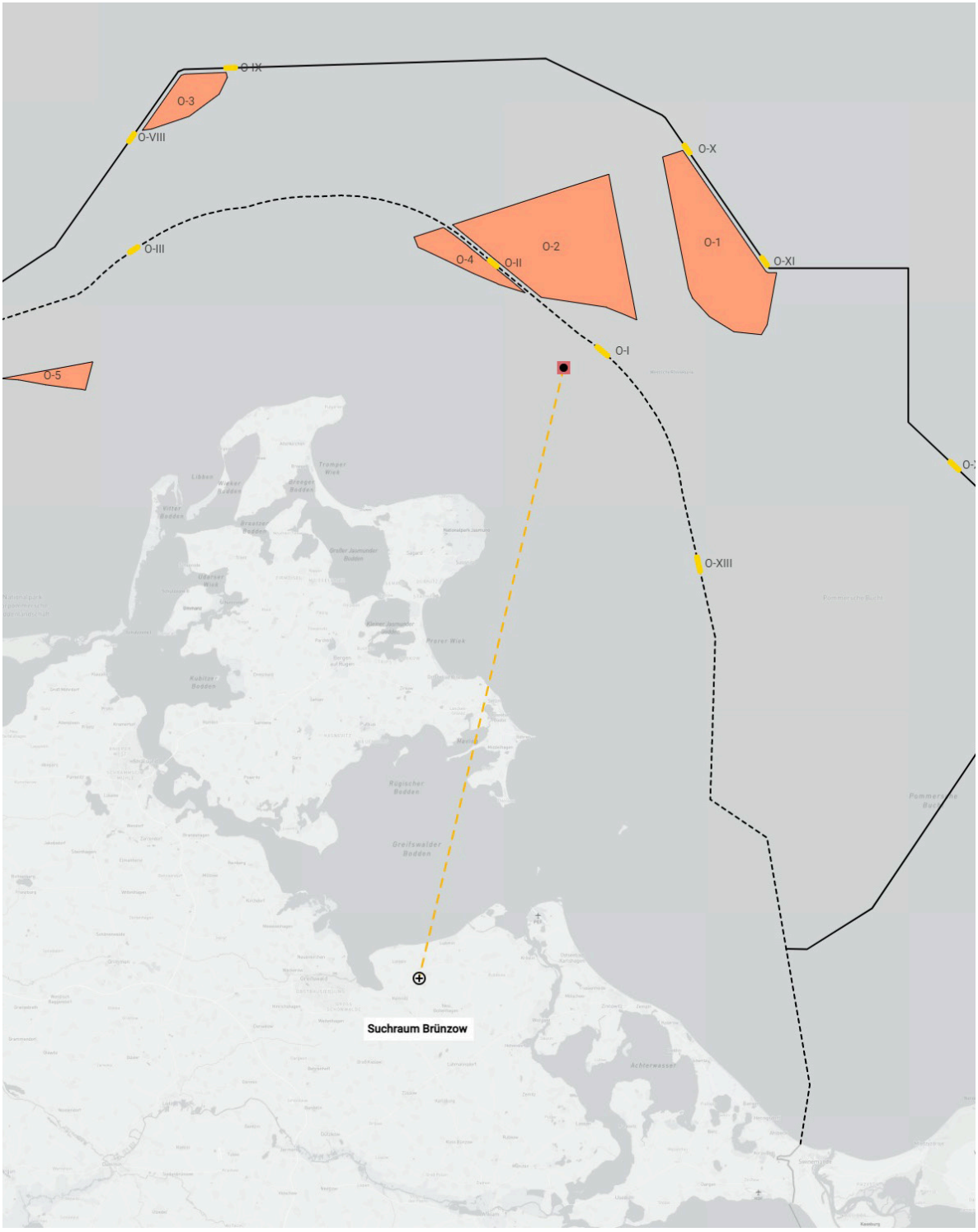
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS OST-x-3 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-x-4: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-4

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüber hinaus gehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattformen noch Trassenführungen der AC-Verbindungen von den Umspannplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms von Mecklenburg-Vorpommern zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) werden exemplarisch zwei Bereiche im Küstenmeer ausgewählt und den nächstgelegenen NVP zugeordnet. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst jeweils ein Punkt im Küstenmeer angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-4 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee an den NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: Suchraum Brünzow. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP 2020 für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem oben genannten NVP sowie dem landseitigen Umspannwerk. Hierbei soll das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden.

Es wird angenommen, dass das ONAS OST-x-4 als 132-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden. In Abhängigkeit der kommenden Festlegungen im dann fortgeschriebenen Landesraumentwicklungsprogramm ist ggf. die Anbindungstechnologie und der Suchraum für den NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Flächen wird 250 MW angenommen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M277	AC-Verbindung OST-x-4	MV	ca. 80				vrs. 2037 / Q3 2040	vrs. 2037 / Q3 2040	vrs. 2037 / Q3 2040	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Brünzow als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

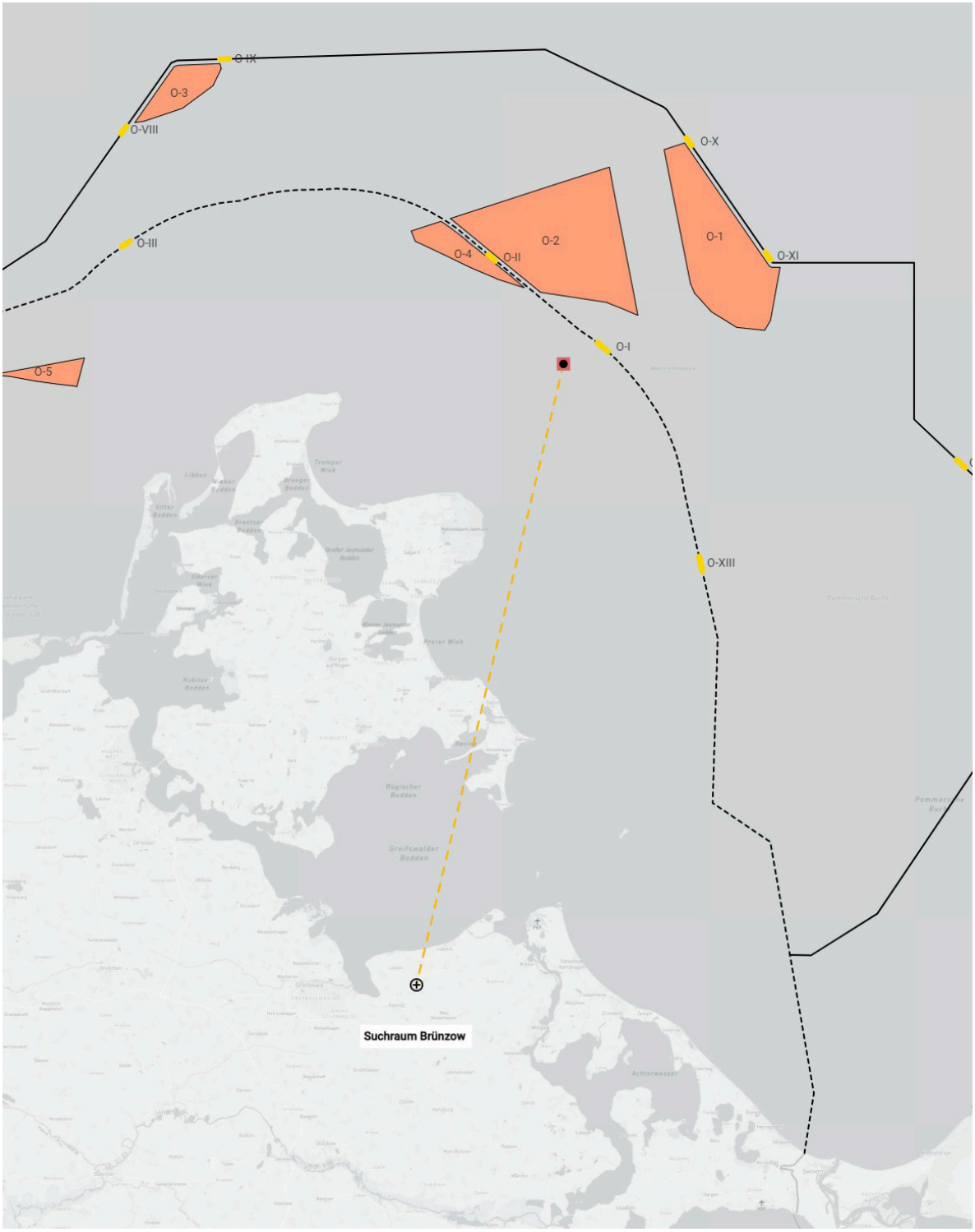
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS OST-x-4 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

OST-T-1: AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-T-1 (Testfeld)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-T-1(Testfeld) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Testfeld (Zone 1) an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/Papendorf/Roggentin/Stadt Rostock in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/Papendorf/Roggentin/Stadt Rostock wie folgt abgekürzt: Suchraum Broderstorf. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2035 (2021) als auch bei der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2037/2045 (2023) das ONAS OST-T-1 für das Testfeld unter den Vorbehalt gestellt, dass das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Testfeldfläche im FEP 2023 festlegt. Die Festlegung ist zwar vom BSH erfolgt, mit einer Übertragungsleistung von 300 MW und einer Inbetriebnahme im Kalenderjahr 2032, aber unter dem neuen Vorbehalt, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern bis zum 30.06.2023 den Bedarf für das Testfeld-ONAS bekannt macht. Mit der Bekanntmachung ist 50Hertz für die Realisierung des ONAS zuständig. Aufgrund des Vorbehaltes wird das Testfeld-ONAS im NEP nur informatorisch genannt und dargestellt.

Das ONAS OST-T-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des Testfeld-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen:

- M85: Offshore-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung)
  Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform im Testfeld, der AC-Verbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem NVP im Suchraum Broderstorf auf einer bereits teilweise raumgeordneten Trasse sowie die Schaltanlage am neuen NVP im Suchraum Broderstorf.
- M586: Leitungsanbindung Schaltanlage im Suchraum Broderstorf
  Die Maßnahme umfasst die Anbindung der 220-kV-Schaltanlage im Suchraum der Gemeinde Papendorf mit einem 220-kV-Doppelstich (wechselseitig umschaltbar) in die 220-kV-Doppelleitung Bentwisch - Güstrow. Vom neu zu errichtenden NVP im Suchraum der Gemeinde Papendorf bis zur Stichanschaltung an die bestehende 220-kV-Leitung wird ein 220-kV-Leitungsneubau in neuem Trassenraum errichtet

oder

- die Maßnahme umfasst die Anbindung der 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Broderstorf mit einer 380-kV-Einfacheinschleifung in eine 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow. Vom neu zu errichtenden NVP im Suchraum Broderstorf bis zur Einfacheinschleifung an eine 380-kV–Leitung wird ein 380-kV-Leitungsneubau in neuem Trassenraum errichtet.

- Im Testfeld wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 180 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das ONAS OST-T-1.
- Der Anschluss des ONAS OST-T-1 an einen NVP im Suchraum Broderstorf steht im Zusammenhang mit der landseitigen Netzausbaumaßnahme P215 Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Suchraum der Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M85	AC-Verbindung OST-T-1	MV	ca. 50							1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M586	Leitungsanbindung Schaltanlage im Suchraum Broderstorf	MV								1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Testfeld erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Eine Reduzierung der Übertragungsleistung auf 180 MW hätte nur geringfügige Auswirkungen auf die Investitionskosten, da zum einen die Anzahl der kostentreibenden Großkomponenten (wie z. B. Transformatoren, Drosseln, Schaltanlagen) in beiden Varianten identisch ist und zum anderen eine Abweichung vom Standard anderer ONAS in der Ostsee bei den Großkomponenten eher zu längeren Beschaffungszeiten führen würde und auch Synergieeffekte in der Beschaffung und Ersatzteilhaltung von anderen ONAS nicht genutzt werden könnten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP 2020 um Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dementsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

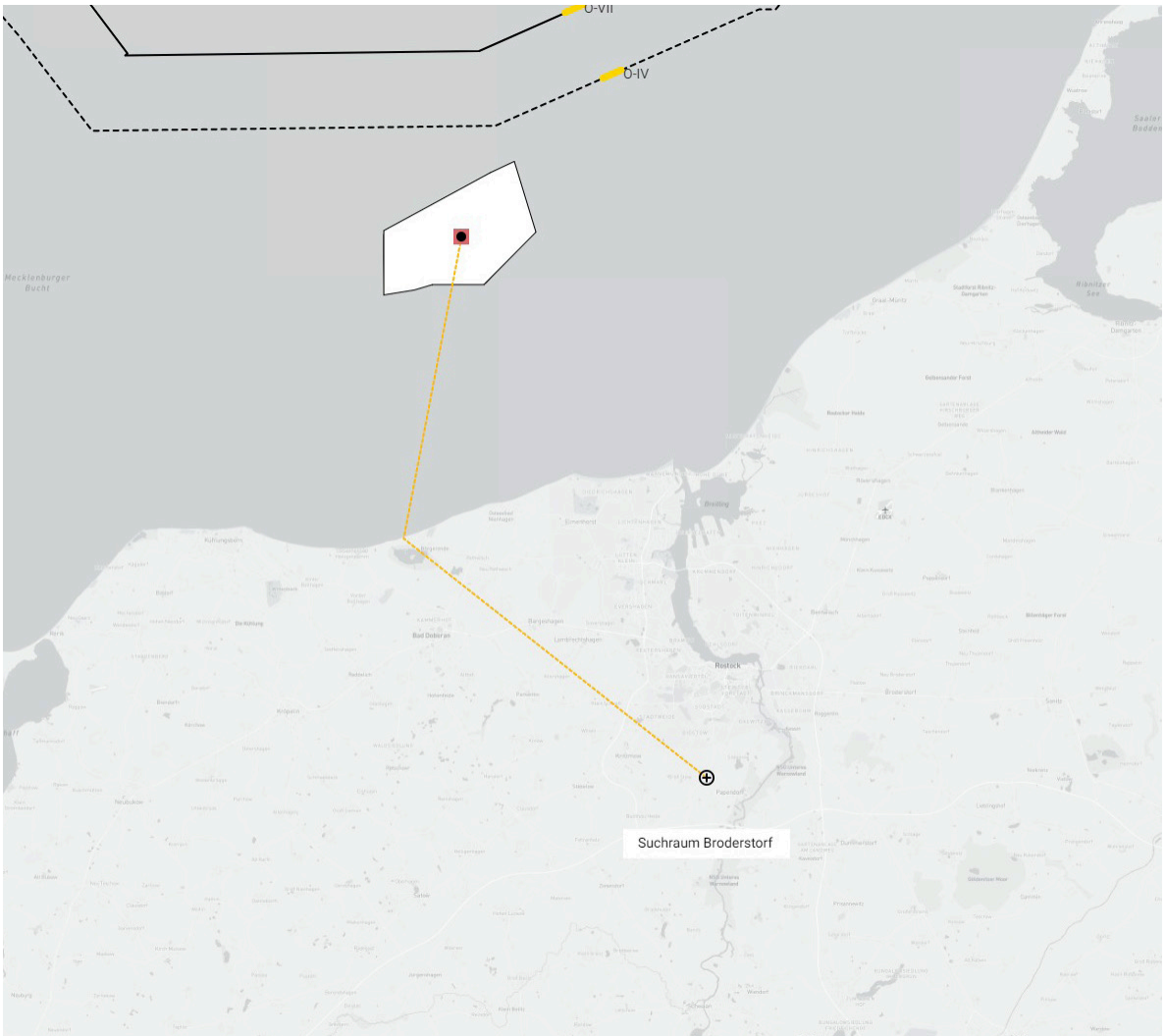
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der neue NVP im Suchraum Broderstorf stellt mit einer Entfernung von ca. 50 km zum Testfeld die geografisch kürzeste Netzanbindung dar. Eine bereits zu Teilen see- und landseitig raumgeordnete Trasse kann hierfür genutzt werden.

In Bezug auf den alternativ möglichen NVP Bentwisch hat eine planerische Ersteinschätzung gezeigt, dass eine Erweiterung des NVP Bentwisch aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – begrenzt ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt OST-T-1 wurde erstmalig im Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (2017) identifiziert. Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA unter Vorbehalt bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-9-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-1 (BalWin1) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wehrendorf in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-9-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Wehrendorf geführt.

In Gebiet N-9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 5.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die drei geplanten ONAS NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-9-3.

Die Fläche N-9.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-1 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2024 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M243	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	NI	ca. 363	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wehrendorf als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wehrendorf als NVP sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen aus der Region nördliches Nordrhein-Westfalen in Richtung der Lastschwerpunkte im Ruhrgebiet notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

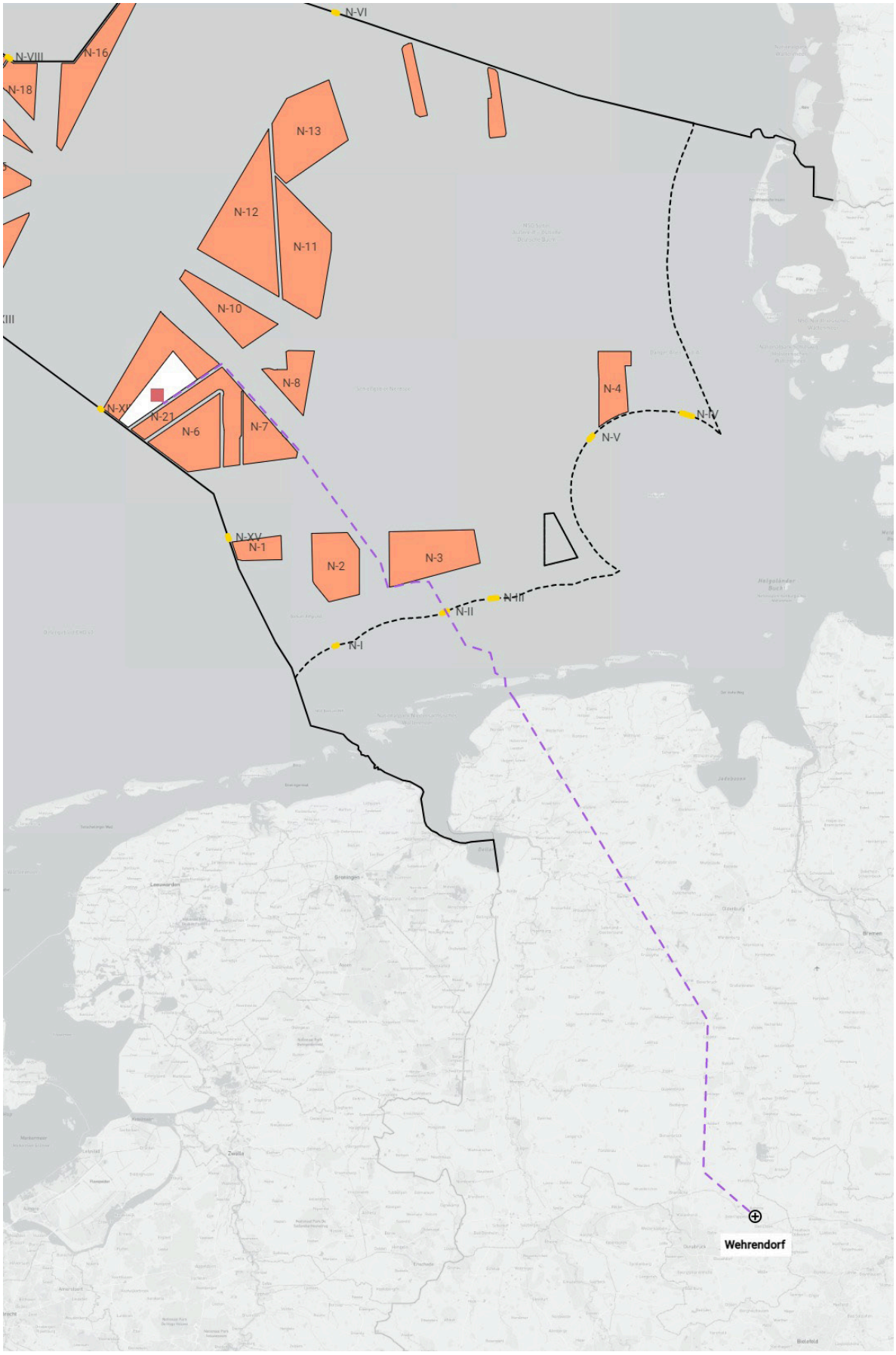
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene NVP, welche nicht bereits für die Anbindung anderer ONAS vorgesehen sind, sind zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse zur Folge. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP Wehrendorf vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das ONAS in die Umspannanlage (UA) Wehrendorf eingebunden. Dieser NVP ist aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) von der BNetzA mit NVP Unterweser unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende ONAS erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig von der BNetzA ohne Vorbehalt mit dem NVP Unterweser bestätigt. Auf Grundlage der Stellungnahme der BNetzA vom 06.04.2022 wurde der NVP im FEP 2023 nach Wehrendorf verschoben, welcher bereits zuvor als NVP für das ONAS NOR-12-1 von der BNetzA bestätigt wurde.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-9-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-2 (BalWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-2 (BalWin3) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wilhelmshaven 2 in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-9-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Wilhelmshaven 2 sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum zum NVP Wilhelmshaven 2 geführt.

In Gebiet N-9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 5.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die drei geplanten ONAS NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-9-3.

Der Anschluss des ONAS NOR-9-2 an den NVP Wilhelmshaven 2 steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P175 M385 Netzausbau zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden bzw. P175 M466 Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven 2 und Conneforde und DC21 HGÜ-Verbindung zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen.

Aufgrund der Vergleichbarkeit der ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-11-2 und NOR-12-1 mit den NVP Unterweser und Wilhelmshaven 2 ist eine zeitgleiche Vergabe im Jahr 2023 innerhalb von Rahmenverträgen für DC-Kabelsysteme und HGÜ-Stationen geplant, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Die Fläche N-9.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-2 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2024 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	NI	ca. 250	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wilhelmshaven 2 als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wilhelmshaven 2 als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Wilhelmshaven 2 über Fedderwarden nach Conneforde notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dementsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die ONAS NOR-9-3 und NOR-12-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage durch einen dritten Anschluss eines ONAS aus.

Der alternative NVP Suchraum Rastede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2029 noch nicht verfügbar.

Der alternative NVP Blockland/neu ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2029 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2030 und einer Führung über den Grenzkorridor N-II und Querung der Insel Norderney bestätigt. Im Rahmen des Fortschreibungsprozesses des FEP 2023 wurde die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2029 vorgezogen und der Trassenverlauf in Richtung Grenzkorridor N-III und Querung der Insel Baltrum geändert.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-9-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-3 (BalWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-3 (BalWin4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-9-3 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Unterweser sowie der landseitigen Konverterstation inklusive eines Anbindungskabels in das 380-kV-AC-Übertragungsnetz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum zum NVP Unterweser geführt.

In Gebiet N-9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 5.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die drei geplanten ONAS NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-9-3.

Der Anschluss des ONAS NOR-9-3 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P22 Netzverstärkung zwischen Conneforde und Unterweser und zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee sowie P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum.

Aufgrund der Vergleichbarkeit der ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-11-2 und NOR-12-1 ist eine zeitgleiche Vergabe im Jahr 2023 innerhalb von Rahmenverträgen für DC-Kabelsysteme und HGÜ-Stationen geplant, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Die Flächen N-9.2 und N-10.2 für Offshore-Windenergie in den Gebieten N-9 und N-10, die durch das ONAS NOR-9-3 angeschlossen werden, werden gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung in den Jahren 2024 und 2025 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-3 (BalWin4)	NI	ca. 265	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten N-9 und N-10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-3 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee und von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore_Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits die ONAS NOR-9-2 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP im Suchraum Ovelgönne/Rastede/Westerstede/Wiefelstede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2029 noch nicht verfügbar.

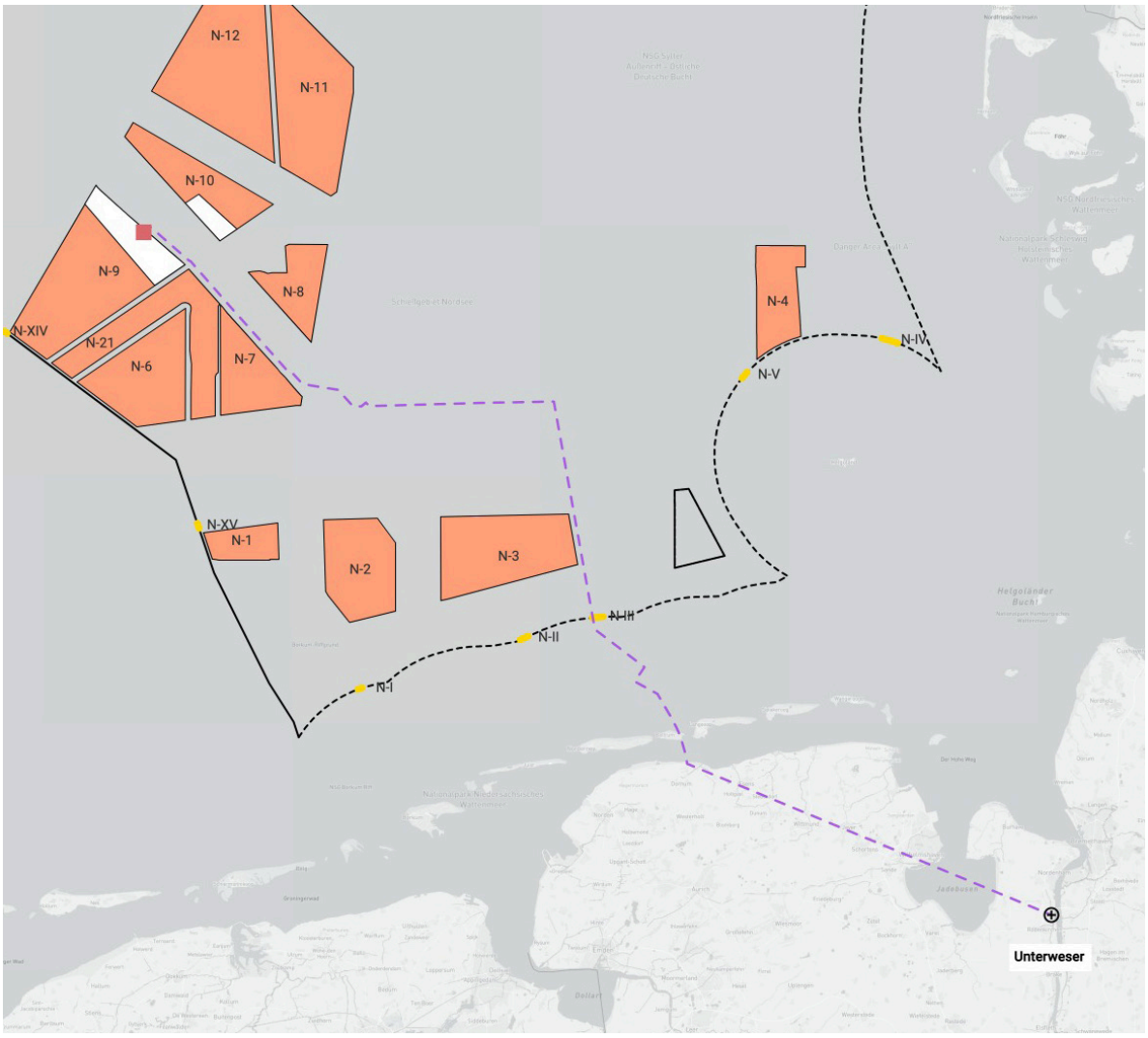
Der alternative NVP Blockland/neu ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2029 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-3 wurde im NEP 2037/2045 aufgrund der erstmaligen Festlegung des ONAS NOR-9-3 im FEP 2023 in Folge der Leistungsverdichtung auf den Flächen in den Gebieten N-9 bis N-13 erstmalig identifiziert.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-10-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-10-1 (BalWin2) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-10 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Westerkappeln in Nordrhein-Westfalen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-10-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Wehrendorf geführt.

In Gebiet N-10 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-10-1 sowie partiell durch das geplante ONAS NOR-9-3.

Die Fläche N-10.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-10, die durch das ONAS NOR-10-1 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2025 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M39	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	NI, NW	ca. 371	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Westerkappeln als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme des ONAS NOR-10-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Zum Erreichen des 30 GW-Offshore-Ausbauziels ist jedoch gemäß Offshore-Vereinbarung vom 03.11.2022 eine vorgezogene Inbetriebnahme des ONAS im Jahr 2030 vorgesehen. Mit Fertigstellung weiterer landseitiger Netzausbaumaßnahmen in Richtung der Lastschwerpunkte im Ruhrgebiet, insbesondere der AC-Maßnahme P402, welche unabhängig des Fertigstellungszeitpunkts des ONAS NOR-10-1 sowie der Wahl von Westerkappeln als NVP erforderlich ist, können die temporär bestehenden Netzengpässe beseitigt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

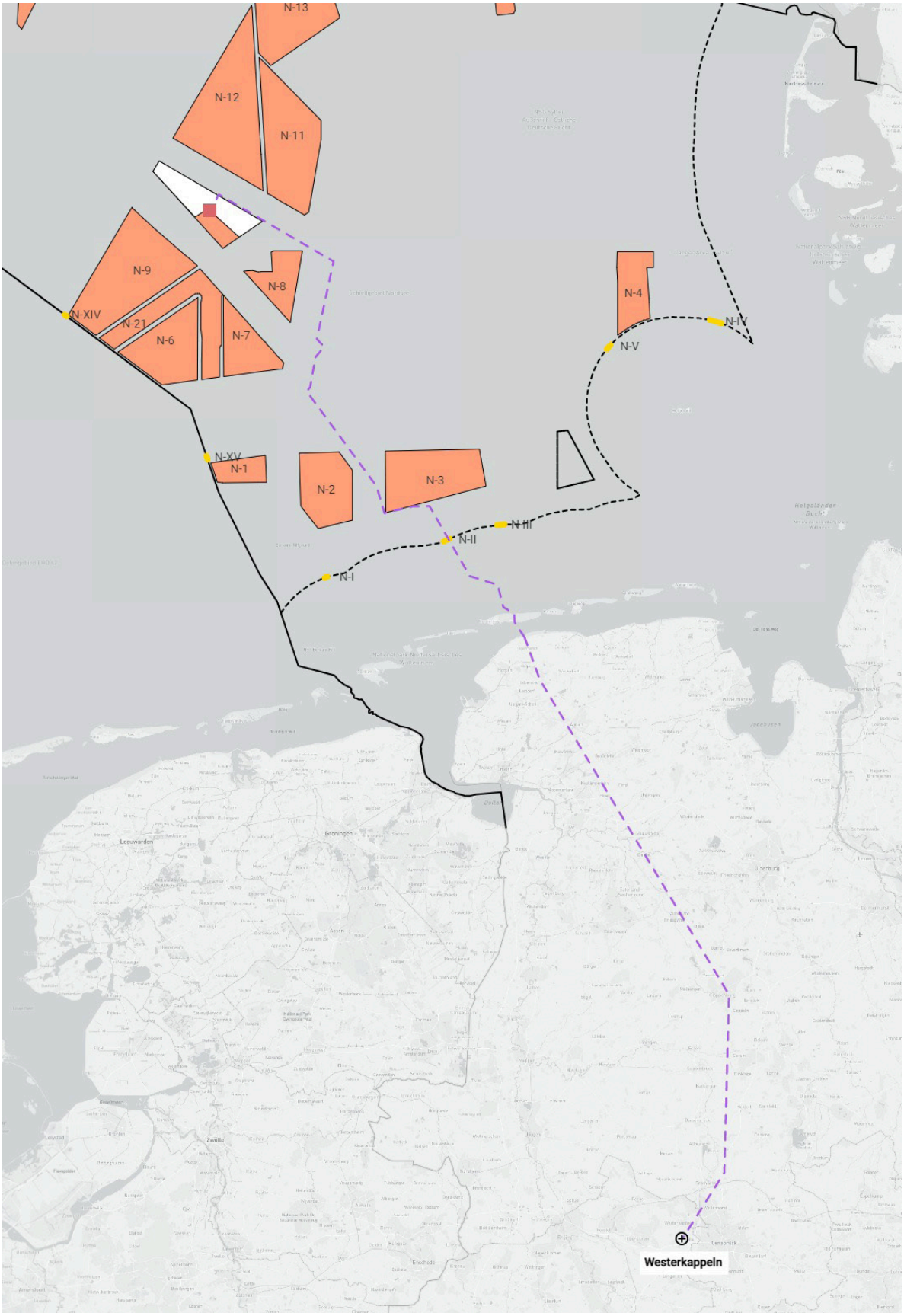
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene NVP, welche nicht bereits für die Anbindung anderer ONAS vorgesehen sind, sind zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das ONAS in die Umspannanlage (UA) Westerkappeln eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-10-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit NVP Unterweser unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende ONAS erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Dieser Vorbehalt wurde aufgehoben und im NEP 2035 (2021) durch die BNetzA mit dem NVP Unterweser bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Westerkappeln verschoben, welcher bereits zuvor als NVP für das ONAS NOR-11-1 von der BNetzA bestätigt wurde.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (©

NOR-11-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-1 (LanWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) NOR-11-1 (LanWin3) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-11 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wörden in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wörden wie folgt abgekürzt: Suchraum Heide. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-11-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Das ONAS NOR-11-1 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Heide. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-11-1, das ONAS NOR-12-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC31 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-11-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-12-2.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Suchraum Heide geführt.

Im Gebiet N-11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die geplanten ONAS NOR-11-1 und NOR-11-2.

Der Anschluss des ONAS NOR-11-1 an den NVP im Suchraum Heide steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbaumaßnahmen P476 Netzausbau zwischen Heide und Pöschendorf sowie DC25 HGÜ-Verbindung Heide/West und Polsum und DC31 HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Heide und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin.

Die Fläche N-11.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-11, die durch das ONAS NOR-11-1 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M233	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	SH	ca. 215	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von 50Hertz befindliche Teil der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide als NVP gewählt, da das ONAS NOR-11-1 Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, bestehend aus den ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 sowie der HGÜ-Verbindung DC31 zum Transport der angeschlossenen Leistung aus Offshore- und Onshore-Windenergie in den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin, ist.

Unabhängig von der Wahl des Suchraums Heide als NVP für ONAS sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen an der Westküste Schleswig-Holsteins.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für den Suchraum Heide bzw. die ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 wurden im NEP 2035 (2021) im Zusammenhang mit der HGÜ-Verbindung DC31 verschiedenste Anbindungskonzepte geprüft. Im Ergebnis zeigte sich die vorgesehene Lösung als Multiterminal-(Hub)-System im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein als technisch-wirtschaftlich optimale Gesamtlösung. Alternative NVP für die ONAS wurden in diesem Zusammenhang ebenfalls geprüft und zugunsten der hier dargestellten Multiterminal-(Hub)-System-Lösung verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-11-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2033 und mit dem NVP Suchraum Westerkappeln bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP in den Suchraum Heide verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2030 vorgezogen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-11-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2 (LanWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-11-2 (LanWin4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-11 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wilhelmshaven2 in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-11-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Wilhelmshaven 2 sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum zum NVP Wilhelmshaven 2 geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-11-2 an den NVP Wilhelmshaven 2 steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P175 M385 Netzausbau zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden bzw. P175 M466 Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven2 und Conneforde sowie dem Projekt DC21 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

In Gebiet N-11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die beiden geplanten ONAS NOR-11-1 und NOR-11-2.

Aufgrund der Vergleichbarkeit der ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-11-2 und NOR-12-1 ist eine zeitgleiche Vergabe im Jahr 2023 innerhalb von Rahmenverträgen für DC-Kabelsysteme und HGÜ-Stationen geplant, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Die Flächen N-11.2 und N-13.1 für Offshore-Windenergie in den Gebieten N-11 und N-13, die durch das ONAS NOR-11-2 angeschlossen werden, werden gemäß FEP nicht zentral voruntersucht (N-11.2) bzw. zentral voruntersucht (N-13.1) und die zu installierende Erzeugungsleistung in den Jahren 2024 und 2026 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M248	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	NI	ca. 225	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten N-11 und N-13 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wilhelmshaven 2 als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-11-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wilhelmshaven 2 als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Wilhelmshaven 2 nach Fedderwarden sowie nach Conneforde notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die ONAS NOR-9-3 und NOR-12-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage durch einen dritten Anschluss eines ONAS aus.

Der alternative NVP Suchraum Ovelgönne/Rastede/Westerstede/Wiefelstede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 bereits für die Anbindung des ONAS NOR-13-1 vorgesehen.

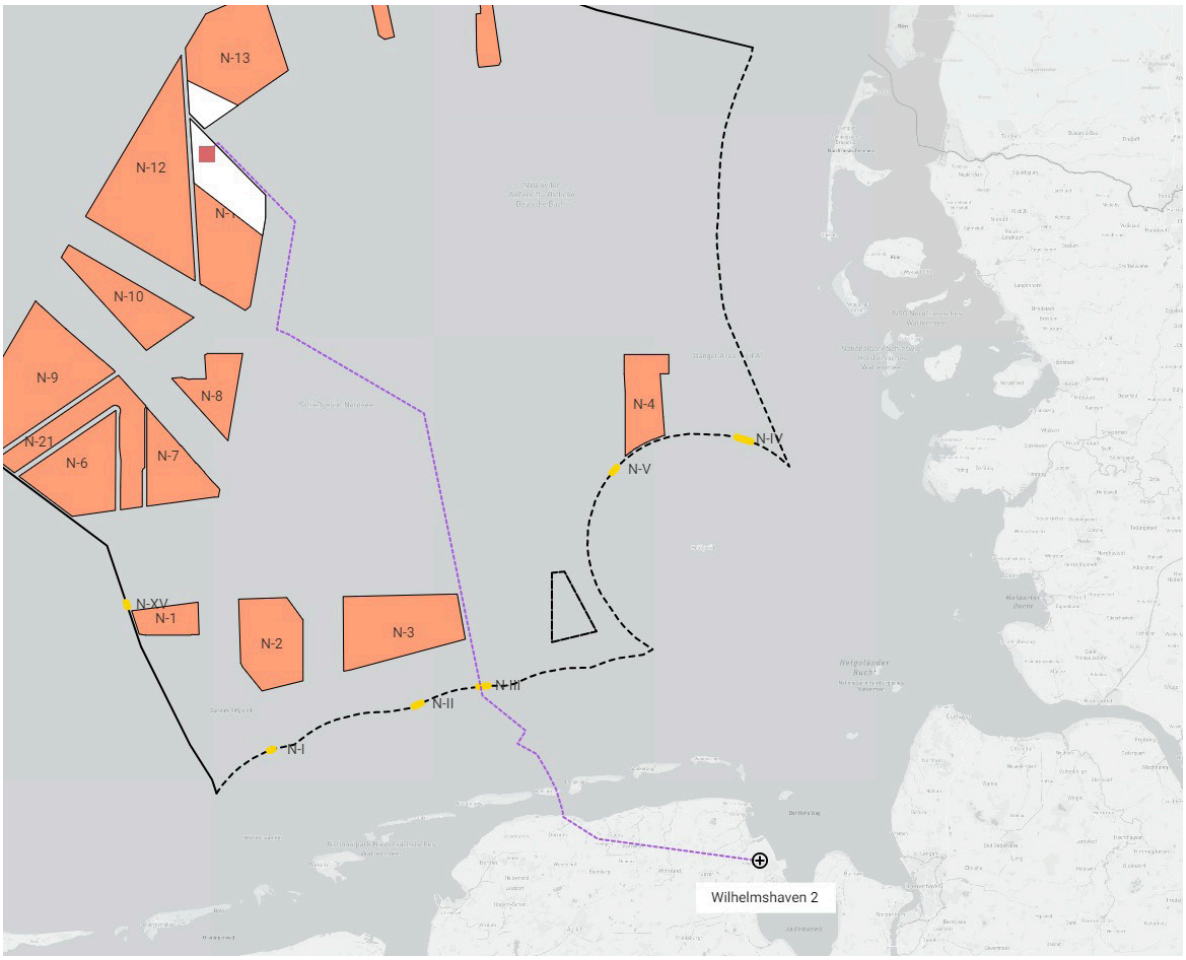
Der alternative NVP Blockland/neu ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-11-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2034 und NVP Suchraum Ovelgönne/Rastede/Westerstede/Wiefelstede bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Wilhelmshaven 2 verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2031 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-12-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-1 (LanWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-12-1 (LanWin1) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-12-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Unterweser sowie der landseitigen Konverterstation inklusive eines Anbindungskabels in das 380-kV-AC-Übertragungsnetz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum zum NVP Unterweser geführt.

In Gebiet N-12 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 5.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die geplanten ONAS NOR-12-1 und NOR-12-2 sowie partiell durch das geplante ONAS NOR-13-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-12-1 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit den landseitigen Projekten P22 Netzverstärkung zwischen Conneforde und Unterweser und zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee sowie P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum.

Aufgrund der Vergleichbarkeit der ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-11-2 und NOR-12-1 ist eine zeitgleiche Vergabe im Jahr 2023 innerhalb von Rahmenverträgen für DC-Kabelsysteme und HGÜ-Stationen geplant, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Die Fläche N-12.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-12, die durch das ONAS NOR-12-1 angeschlossen wird, wird gemäß FEP nicht zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M231	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	NI	ca. 265	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-12-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee und von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven2 in Betracht kommen, an dem bereits die ONAS NOR-9-2 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Suchraum Ovelgönne/Rastede/Westerstede/Wiefelstede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2030 noch nicht verfügbar.

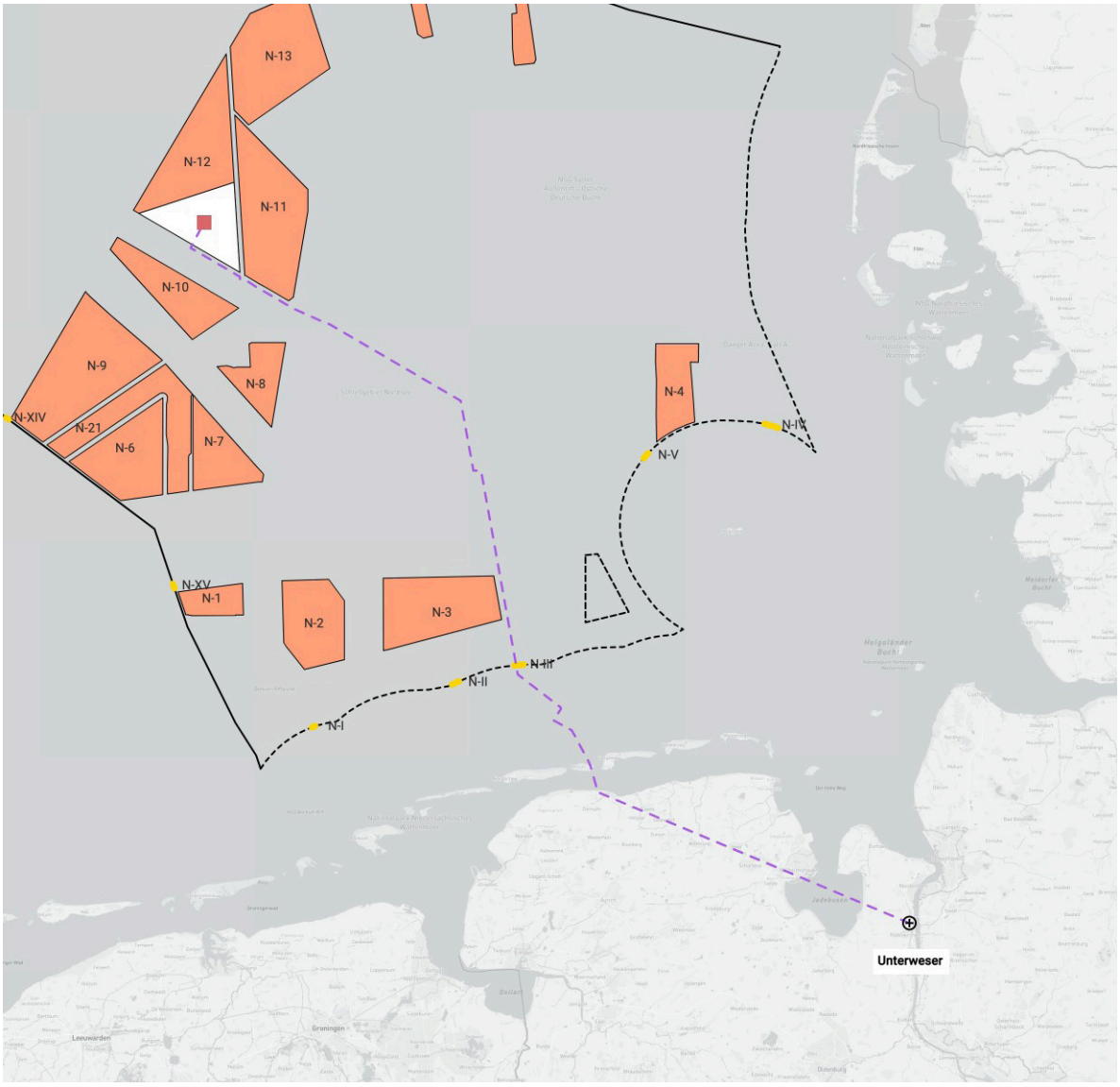
Der alternative NVP Blockland/neu ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2030 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-12-1 wurde im NEP 2035 (2021) durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2031 und NVP Wehrendorf bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Unterweser verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2030 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-12-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-12-2 (LanWin2) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden wie folgt abgekürzt: Suchraum Heide. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-12-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Das ONAS NOR-12-2 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Heide. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-12-2, das ONAS NOR-11-1 sowie die HGÜ-Verbindung DC31 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-12-2 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-12-2.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage sowie der Konverterstation im Suchraum Heide. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Suchraum Heide geführt.

In Gebiet N-12 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 5.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die geplanten ONAS NOR-12-1 und NOR-12-2 sowie partiell durch das ONAS NOR-13-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-12-2 an den NVP Suchraum Heide steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbauprojekten P476 Netzausbau zwischen Heide und Pöschendorf sowie DC25 HGÜ-Verbindung zwischen Heide/West und Polsum und DC31 HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Heide und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin.

Die Fläche N-12.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-12, die durch das ONAS NOR-12-2 angeschlossen wird, wird gemäß FEP nicht zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M249	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	SH	ca. 270	2023 / Q4 2030	2023 / Q4 2030	2023 / Q4 2030	2023 / Q4 2030	2023 / Q4 2030	2023 / Q4 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von TenneT befindliche Teil der 525 kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide als NVP gewählt, da das ONAS NOR-12-2 Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein, bestehend aus den ONAS NOR-12-2 und NOR-11-1 sowie der HGÜ-Verbindung DC31 zum Transport der angeschlossenen Leistung aus Offshore- und Onshore-Windenergie in den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin, ist.

Unabhängig von der Wahl des Suchraums Heide als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen an der Westküste Schleswig-Holsteins notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

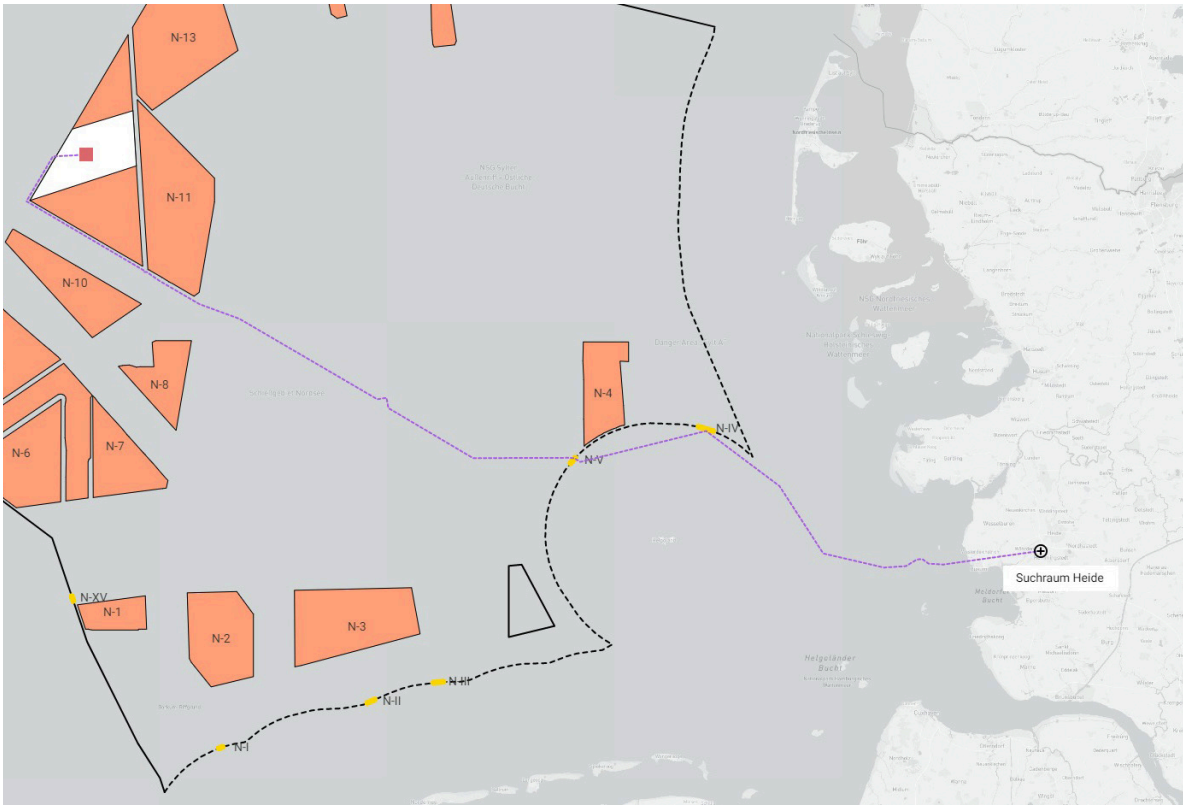
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für den Suchraum Heide bzw. die ONAS NOR-12-2 und NOR-11-1 wurden im NEP 2035 (2021) im Zusammenhang mit der HGÜ-Verbindung DC31 verschiedenste Anbindungskonzepte geprüft. Im Ergebnis zeigte sich die vorgesehene Lösung als Multiterminal-(Hub)-System im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein als technisch-wirtschaftlich optimale Gesamtlösung. Alternative NVP für die ONAS wurden in diesem Zusammenhang ebenfalls geprüft und zu Gunsten der hier dargestellten Multiterminal-(Hub)-System-Lösung verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-12-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und unter Vorbehalt durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2032 und NVP Suchraum Heide bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2030 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-13-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-1 (LanWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) NOR-13-1 (LanWin5) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-13 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede wie folgt abgekürzt: Suchraum Rastede. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-13-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Das ONAS NOR-13-1 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Rastede in Niedersachsen. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-13-1, das im Entwurf des FEP festgelegte ONAS NOR-20-1 sowie die HGÜ-Verbindungen DC34 und DC35. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-13-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Rastede. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Rastede an den NVP erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-13-1.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage im Suchraum Rastede. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum zum Suchraum Rastede geführt werden.

In Gebiet N-13 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 3.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-13-2 sowie partiell durch die geplanten ONAS NOR-11-2 und NOR-13-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-13-1 an den Suchraum Rastede steht im Zusammenhang mit den landseitigen Projekten P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum sowie DC34 HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Rastede und Bürstadt und DC35 HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Rastede und Suchraum Marxheim. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-1 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380 kV-Schaltanlage im Suchraum Rastede erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

Die Flächen N-12.3 und N-13.2 für Offshore-Windenergie in den Gebieten N-12 und N-13, die durch das ONAS NOR-13-1 angeschlossen werden, werden gemäß FEP nicht zentral voruntersucht (N-12.3) bzw. zentral voruntersucht (N-13.2) und die zu installierende Erzeugungsleistung in den Jahren 2024 und 2026 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben..

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M242	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	NI	ca. 290	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-13 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Rastede als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-1 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Im Suchraum Rastede ist darüber hinaus eine Multiterminallösung zusammen mit NOR-20-1 sowie DC34 und DC35 geplant, wodurch ein Abtransport der Offshore-Windenergie in Richtung Süd- und Westdeutschland erfolgt.

Unabhängig von der Wahl des Suchraums Rastede als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits die ONAS NOR-9-2 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die ONAS NOR-9-3 und NOR-12-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation sowie aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage ebenfalls aus.

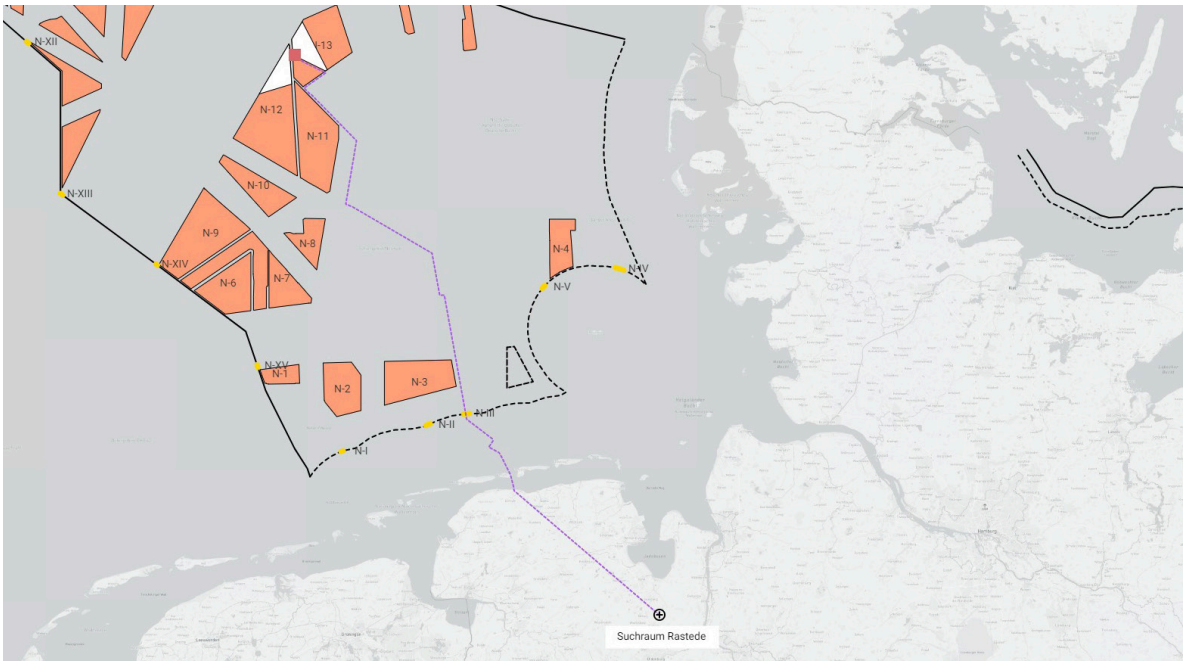
Der alternative NVP Blockland/neu ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-13-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2035 und mit NVP Suchraum Zensenbusch bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP in den Suchraum Rastede verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2031 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-13-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-2 (LanWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-13-2 (LanWin6) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-13 (Zone 3; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft wie folgt abgekürzt: Suchraum Pöschendorf. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-13-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Es ist geplant das ONAS NOR-13-2 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf zu integrieren. Das Multiterminal-(Hub)-Systems umfasst das ONAS NOR-13-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC32 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Voraussetzung ist die Errichtung einer DC-Konverterstation im Suchraum Pöschendorf mit einer Kapazität von 2 GW als Multiterminallösung. Die Anbindung des ONAS NOR-13-2 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Pöschendorf. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-16-2.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Pöschendorf. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP im Suchraum Pöschendorf geführt.

Im Gebiet N-13 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die geplanten ONAS NOR-11-2, NOR-13-1 und NOR-13-2.

Der Anschluss des ONAS NOR-13-2 an den NVP im Suchraum Pöschendorf steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbaumaßnahmen P476 Netzausbau zwischen Heide und Pöschendorf und P478 Netzausbau zwischen Pöschendorf und Alfstedt sowie der DC32 HGÜ-Verbindung zwischen dem Suchraum Pöschendorf und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M262	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin6)	SH	ca. 310	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-13 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von 50Hertz gelegenen Teil der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf als NVP gewählt, da das ONAS NOR-13-2 als Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf geplant ist. Der NVP im Suchraum Pöschendorf wird zudem zukünftig gut in die geplante AC- und DC-Netzinfrastruktur eingebunden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

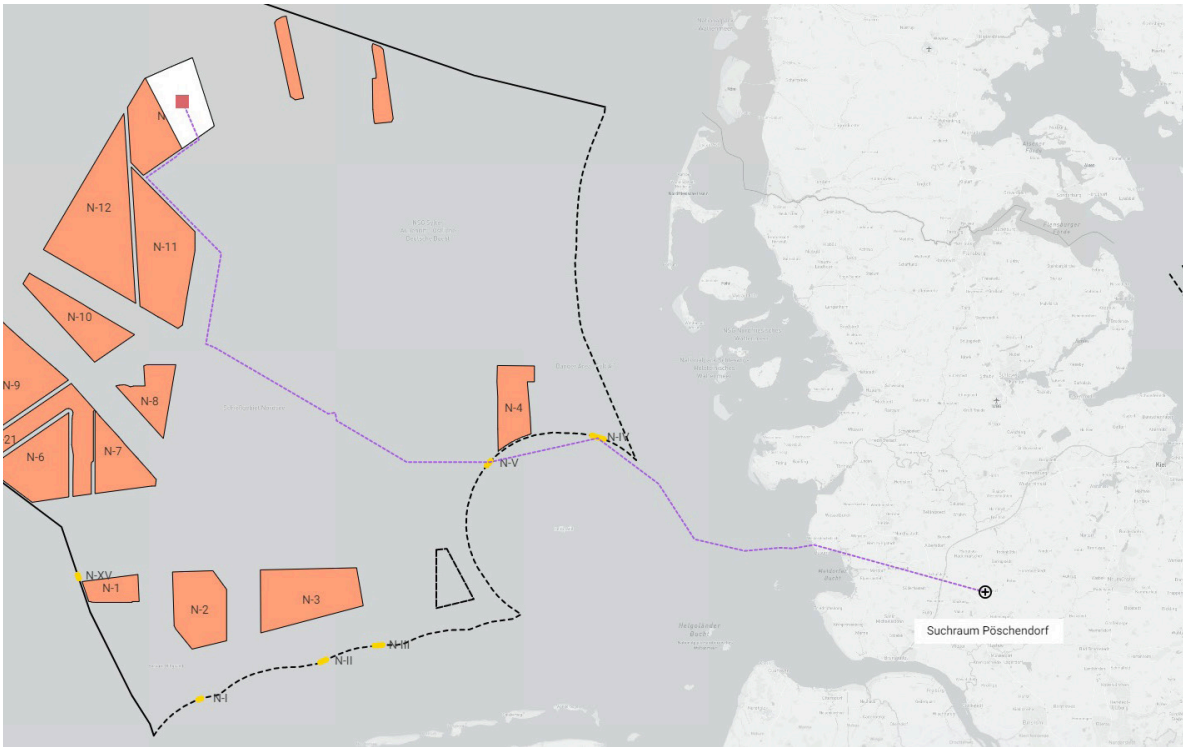
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wiemersdorf in Betracht kommen. Aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse wurde für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-2 der Suchraum Pöschendorf als favorisierter NVP gewählt.

Als weiterer alternativer NVP würde der NVP im Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden (Suchraum Heide) in Betracht kommen. Durch den Anschluss der beiden ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 an diesen NVP ist der Anschluss eines weiteren 2 GW ONAS dort allerdings nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS NOR-13-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig unter dem Projektnamen NOR-13-1 identifiziert und durch die Bundesnetzagentur mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2035 und mit dem NVP Suchraum Zensenbusch bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der Projektname in NOR-13-2 umbenannt. Darüber hinaus wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber das ONAS zum NVP im Suchraum Pöschendorf verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2033 vorgezogen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-14-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-14-1

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-14-1 (Zone 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-14 (Zone 4; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Stadtbezirke Bremen West/Mitte. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadtbezirke Bremen West/Mitte wie folgt abgekürzt: Blockland/neu. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-14-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem NVP Blockland/neu sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Langeoog zum NVP Blockland/neu geführt.

In Gebiet N-14 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-14-1.

Das ONAS NOR-14-1 ist als Teil des „German Offshore Interconnection Clusters" unter den aktuellen Rahmenbedingungen für eine internationale Vernetzung mit den Niederlanden vorgesehen.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-14-1 an den NVP Blockland/neu steht im Zusammenhang mit dem landseitigen Projekt P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M263	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	HB, NI	ca. 390	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2026 / Q3 2032	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-14 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Blockland/neu als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-14-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und eine Zunahme der Last im nachgelagerten Verteilernetz bereits beantragt worden ist. Unabhängig von der Wahl von Blockland/neu als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

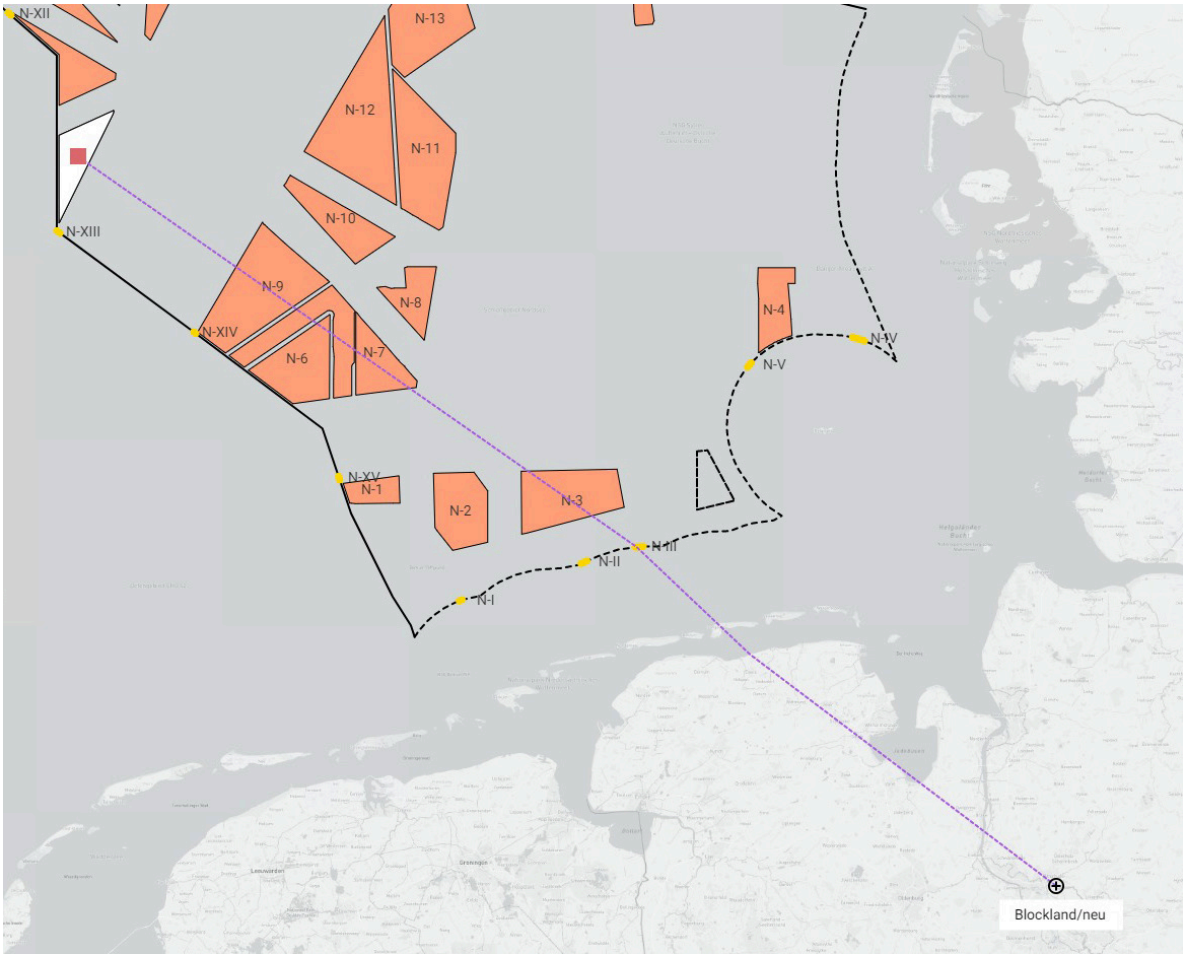
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur ERfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung des ONAS in 2032 sind keine alternativen NVP in Niedersachsen verfügbar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-14-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-15-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-15-1

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-15-1 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-15-1 (Zone 4; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Kusenhorst in Nordrhein-Westfalen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-15-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer und voraussichtlich über die Insel Langeoog zum NVP Kusenhorst geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-15-1 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit den ONAS NOR-17-1, NOR-19-1 und NOR-21-1 („Korridor Offshore“) gebündelt werden.

In Gebiet N-15 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-15-1.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M256	HGÜ-Verbindung NOR-15-1	NI, NW	ca. 550	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-15 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Kusenhorst als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-15-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig ab einem noch zu ermittelnden Bündelungspunkt mit den durch den Grenzkorridor N-III zu führenden ONAS NOR-17-1 und NOR-19-1 sowie dem durch Grenzkorridor N-II zu führenden ONAS NOR-21-1 gebündelt werden und von dort auf einer möglichst langen gemeinsamen Stammstrecke bis zum NVP geführt werden. Durch die geplante Bündelung des Vorhabens soll die Rauminanspruchnahme reduziert und Synergien bei der Umsetzung gehoben werden. Hinsichtlich einer Erweiterung des Korridors von A-Nord wird die Trassensituation, bedingt durch die bereits in diesem Korridor geplanten vier HGÜ-Kabelsysteme, als äußerst schwierig eingeschätzt, sodass sich eine weitere Bündelung/Parallellage an zahlreichen Engstellen nicht verwirklichen ließe. Die Eröffnung eines weiteren Trassenkorridors für ONAS in Richtung Ruhrgebiet/Rheinland ist auch unter Berücksichtigung von bereits im Planungsverfahren befindlichen HGÜ-Systemen, insbesondere Korridor B, notwendig.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rhein-Ruhr-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Kusenhorst ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme großer fossiler Erzeugungskapazitäten und der großindustriellen Dekarbonisierunugsbestrebungen im Umfeld, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-15-1 mit lastnahem NVP Kusenhorst erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

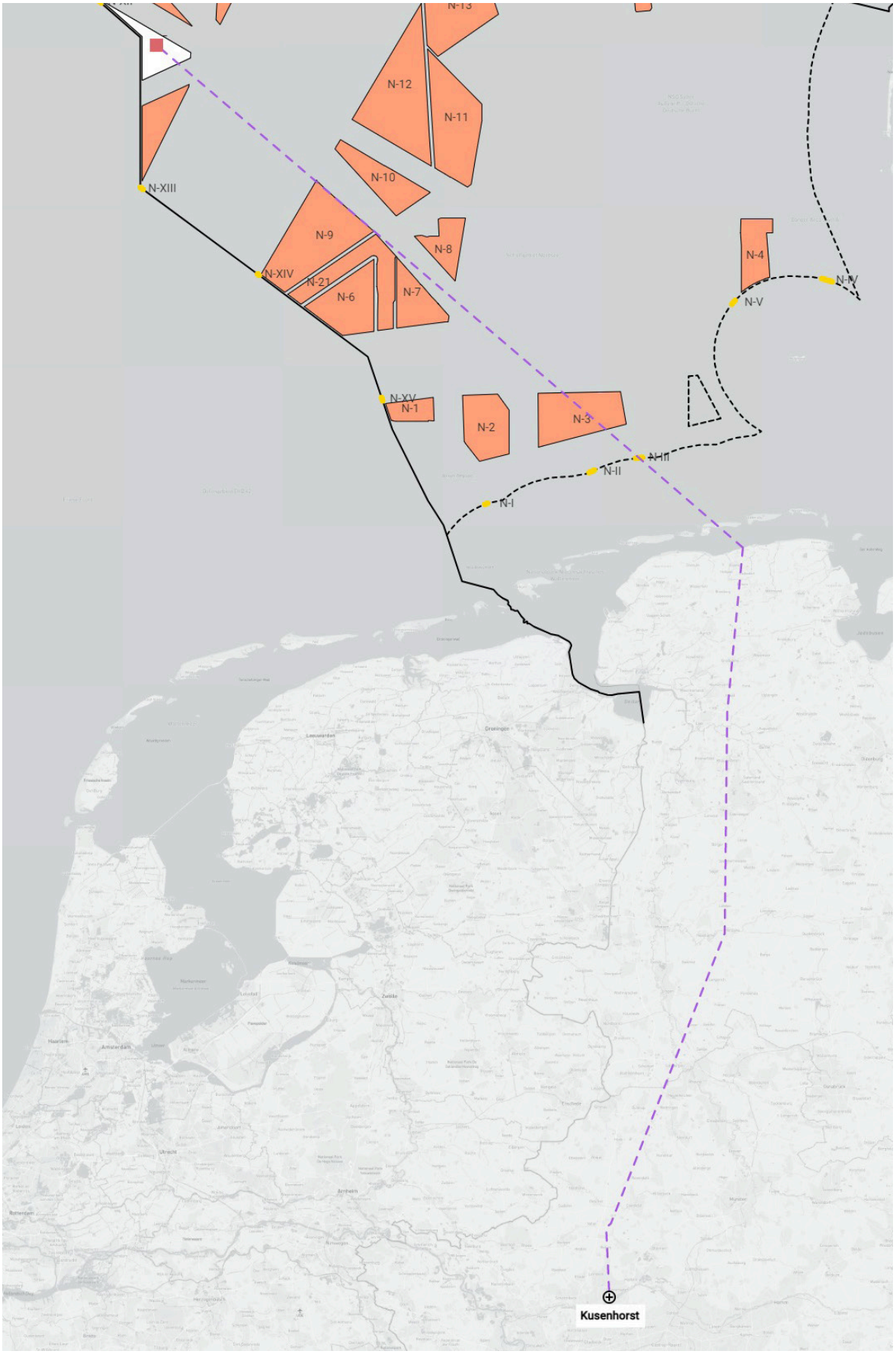
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-15-1 in die Umspannanlage (UA) Kusenhorst im nördlichen Ruhrgebiet eingebunden. Dabei wird gegenwärtig die Erweiterung der UA Kusenhorst ebenso geprüft wie die Errichtung einer Sattellitenstation.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-15-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-16-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-1

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-16-1 (Zone 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-16 (Zone 4; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: Suchraum BBS. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-16-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der DC-Schaltanlage im Suchraum BBS. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP im Suchraum BBS geführt.

Im Gebiet N-16 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die ONAS NOR-16-1 und NOR-16-2.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	SH	ca. 460	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2030 / Q3 2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-16 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der Suchraum BBS als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Schaltanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-16-1 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Es ist die technisch, wirtschaftlich und zeitlich optimalste Gesamtlösung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

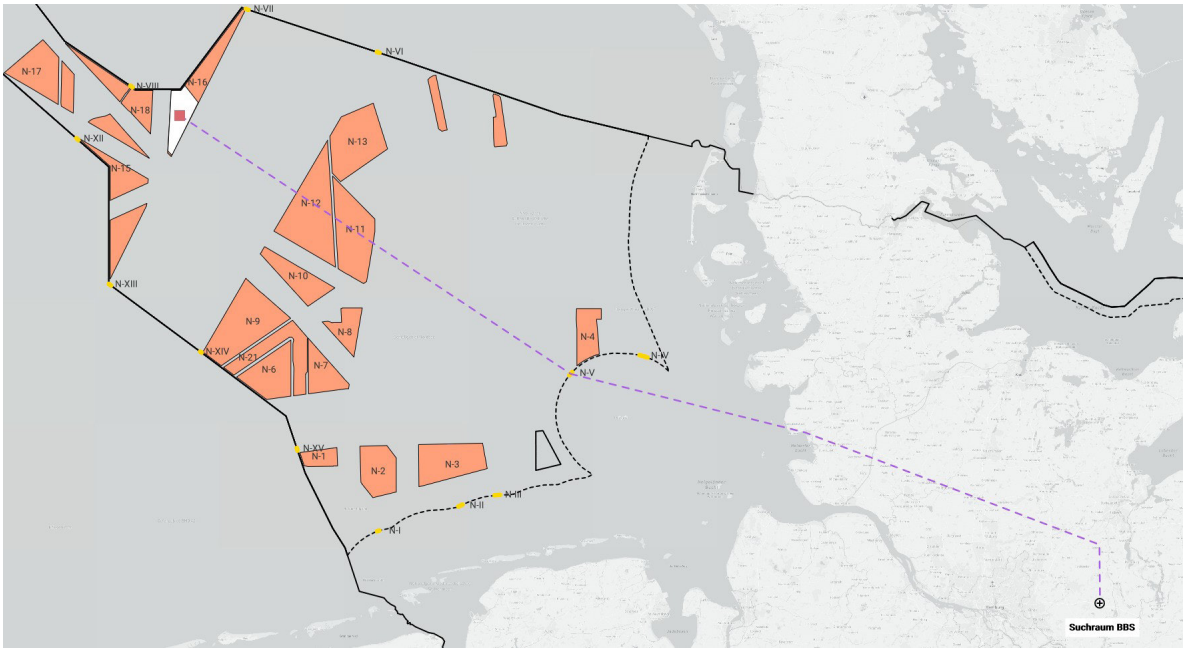
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung würde der NVP Wiemersdorf/Hardebek in Betracht kommen. Allerdings ist der NVP Wiemersdorf/Hardebek für die Anbindung eines anderen ONAS vorgesehen, welches ebenfalls im Jahr 2035 fertiggestellt werden soll.

Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP im Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelsdorf/Wöhrden und im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes ebenfalls nicht möglich, da dort bereits zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von jeweils 2 GW angeschlossen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS NOR-16-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-16-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-2

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-16-2 (Zone 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-16 (Zone 4; gemäß Entwurfs des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft wie folgt abgekürzt: Suchraum Pöschendorf. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-16-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Es ist geplant das ONAS NOR-16-2 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf zu integrieren. Weitere Bestandteile des Multiterminal-(Hub)-Systems sind das ONAS NOR-13-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC32 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Voraussetzung ist die Errichtung einer DC-Konverterstation im Suchraum Pöschendorf mit einer Kapazität von 2 GW als Multiterminal-Lösung. Die Anbindung des ONAS NOR-16-2 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP Suchraum Pöschendorf. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-16-2.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage sowie der Konverterstation am NVP Suchraum Pöschendorf. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Suchraum Pöschendorf geführt.

In Gebiet N-16 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die geplanten ONAS NOR-16-1 und NOR-16-2.

Der Anschluss des ONAS NOR-16-2 an den NVP Suchraum Pöschendorf steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbauprojekten P476 Netzausbau zwischen Heide und Pöschendorf und P478 Netzausbau zwischen Pöschendorf und Alfstedt sowie der DC32 HGÜ-Verbindung zwischen dem Suchraum Pöschendorf und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M264	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	SH	ca. 365	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2028 / Q3 2034	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-16 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von TenneT befindliche Teil der 525 kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf als NVP gewählt, da das ONAS NOR-16-2 als Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf geplant ist. Der NVP Suchraum Pöschendorf wird zudem zukünftig gut in die geplante AC- und DC-Netzinfrastruktur eingebunden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wiemersdorf/Hardebek in Betracht kommen. Aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse wurde für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-16-2 der Suchraum Pöschendorf als favorisierter NVP gewählt.

Als weiterer alternativer NVP würde der NVP Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden (Suchraum Heide) in Betracht kommen. Durch den Anschluss der beiden ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 an diesen NVP ist der Anschluss eines weiteren 2 GW ONAS dort allerdings nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-16-2 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-17-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-17-1

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-17-1 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Gebieten N-17 und N-18 (Zone 4; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-17-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer und voraussichtlich über die Insel Langeoog zum NVP Rommerskirchen geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-17-1 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit den ONAS NOR-15-1, NOR-19-1 und NOR-21-1 („Korridor Offshore“) gebündelt werden.

In Gebiet N-17 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-17-1 sowie partiell durch die beiden geplanten ONAS NOR-17-2 und NOR-20-1.
In Gebiet N-18 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 3.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-17-1 sowie partiell durch das geplante ONAS NOR-18-1.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M246	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	NI, NW	ca. 653	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2029 / Q3 2034	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten N-17 und N-18 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Rommerskirchen als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene 380-kV-Anlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-17-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig ab einem noch zu ermittelnden Bündelungspunkt mit den durch den Grenzkorridor N-III zu führenden ONAS NOR-15-1 und NOR-19-1 sowie dem durch Grenzkorridor N-II zu führenden ONAS NOR-21-1 gebündelt werden und von dort auf einer möglichst langen gemeinsamen Stammstrecke bis zum NVP geführt werden. Durch die geplante Bündelung des Vorhabens soll die Rauminanspruchnahme reduziert und Synergien bei der Umsetzung gehoben werden. Hinsichtlich einer Erweiterung des Korridors von A-Nord wird die Trassensituation, bedingt durch die bereits in diesem Korridor geplanten vier HGÜ-Kabelsysteme, als äußerst schwierig eingeschätzt, sodass sich eine weitere Bündelung/Parallellage an zahlreichen Engstellen nicht verwirklichen ließe. Die Eröffnung eines weiteren Trassenkorridors für ONAS in Richtung Ruhrgebiet/Rheinland ist auch unter Berücksichtigung von bereits im Planungsverfahren befindlichen HGÜ-Systemen, insbesondere Korridor B, notwendig.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Rommerskirchen ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme großer Braunkohleerzeugungskapazitäten, welche heute am Standort Rommerskirchen angeschlossen sind, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung. Die Integration in die Anlage erfolgt durch eine Satellitenstation im Umfeld.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-17-1 mit lastnahem NVP Rommerskirchen erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

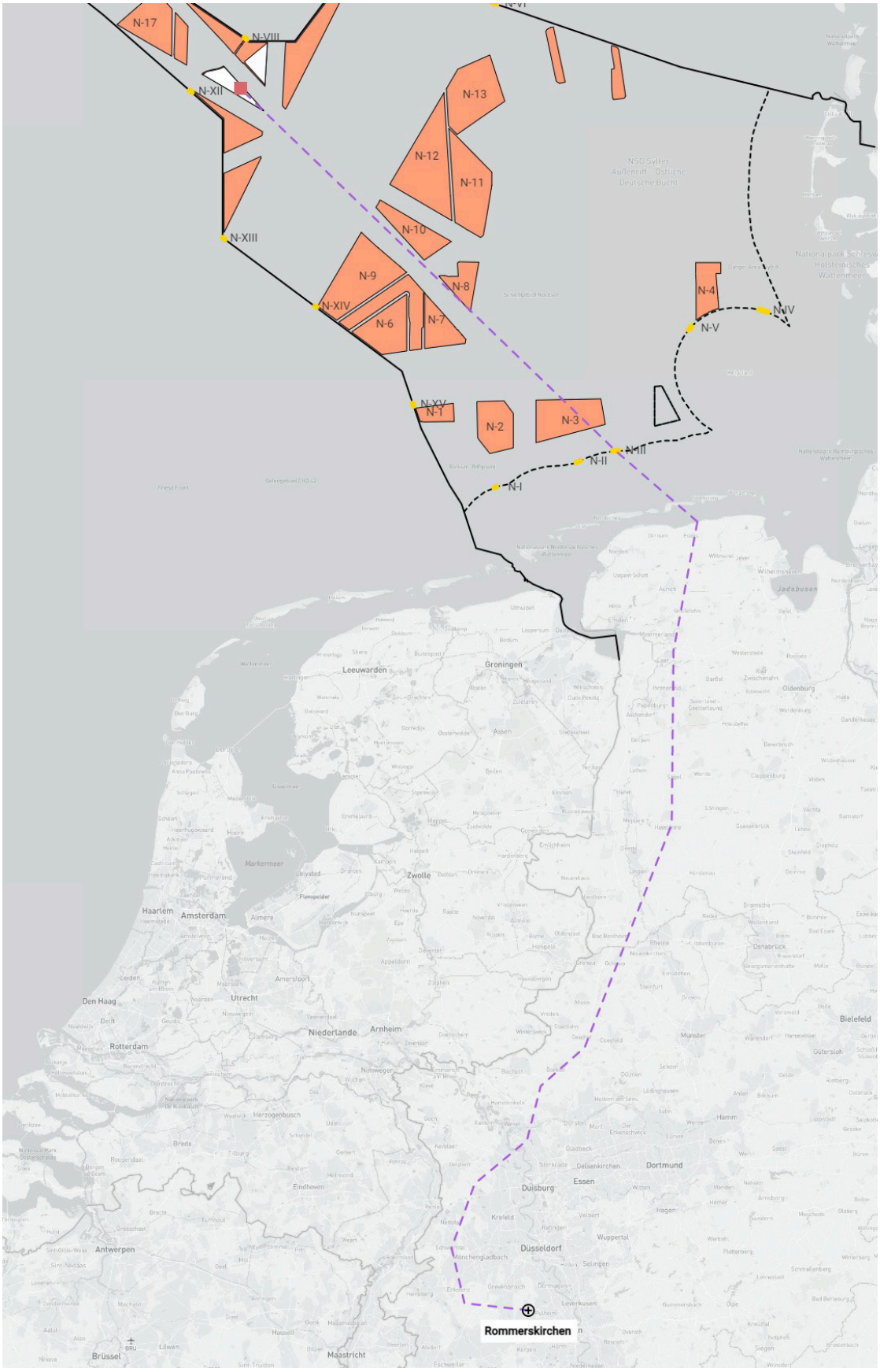
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-17-1 in die Umspannanlage (UA) Rommerskirchen im Rheinischen Revier eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-17-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig unter dem Projektnamen NOR-x-2 identifiziert und unter Vorbehalt durch die BNetzA bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-17-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-17-2

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-17-2 (Zone 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-17 (Zone 4; gemäß Entwurfs des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum wie folgt abgekürzt: Suchraum Nüttermoor. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-17-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Es ist geplant das Netzanbindungssystem NOR-17-2 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Nüttermoor zu integrieren. Weitere Bestandteile des Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Nüttermoor wären das ONAS NOR-x-11 sowie die HGÜ-Verbindung DC40 von Niedersachsen nach Sachsen. Voraussetzung ist die Errichtung einer DC-Konverterstation im Suchraum Nüttermoor mit einer Kapazität von 2 GW als Multiterminal-Lösung. Die Anbindung des ONAS NOR-17-2 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP Suchraum Nüttermoor. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Nüttermoor erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-17-2.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage sowie der Konverterstation am NVP Suchraum Nüttermoor. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Langeoog zum NVP Suchraum Nüttermoor geführt.

In Gebiet N-17 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-17-2 sowie partiell durch die beiden geplanten ONAS NOR-17-1 und NOR-20-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-17-2 an den NVP Suchraum Nüttermoor steht im Zusammenhang mit dem landseitigen Netzausbauprojekt P470 Netzausbau zwischen Emden/Ost, Nüttermoor und Dörpen/West sowie der HGÜ-Verbindung DC40 zwischen dem Suchraum Nüttermoor und Streumen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	NI	ca. 375		vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2034 / Q3 2040	vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-17 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Nüttermoor als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-17-2, gemäß den Planungen zur Errichtung eines Multiterminal-(Hub)-Systems in Verbindung mit der HGÜ-Verbindung DC40 zum Leistungsaustausch zwischen Niedersachsen und Sachsen, freie Kapazität zur Verfügung steht. Aufgrund der vorhandenen Gasinfrastruktur im Raum Nüttermoor besteht zudem die Möglichkeit der perspektivischen Anbindung an ein Wasserstoffnetz. Entsprechende Planungen im Raum Nüttermoor für Elektrolyse-Anlagen im Gigawatt-Bereich bestehen bereits.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Aufgrund der räumlichen Nähe der Plattformstandorte der ONAS NOR-17-2, NOR-18-1 und NOR-20-1, der räumlichen Zusammenhänge der von diesen ONAS anzuschließenden Offshore-Flächen in den Gebieten N-17, N-18 und N-20 und möglichen Trassen für Verbindungen zwischen Plattformen im Entwurf des FEP besteht die Möglichkeit die ONAS NOR-17-2, NOR-18-1 und NOR-20-1 zu einem sog. Offshore-Hub zu bündeln. Dies eröffnet unter anderem die Möglichkeit der Planung eines Offshore-Hubs mit einer gemeinsamen Gründungsstruktur für alle drei ONAS. Insgesamt könnten Synergie-Effekte in der Projektumsetzung besser genutzt werden, so dass eine zeitliche Beschleunigung der Fertigstellung aller drei genannten ONAS bereits vor dem Jahr 2039 möglich wäre. Auch eine direkte nationale Vernetzung dieser ONAS über den Offshore-Hub wäre denkbar.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

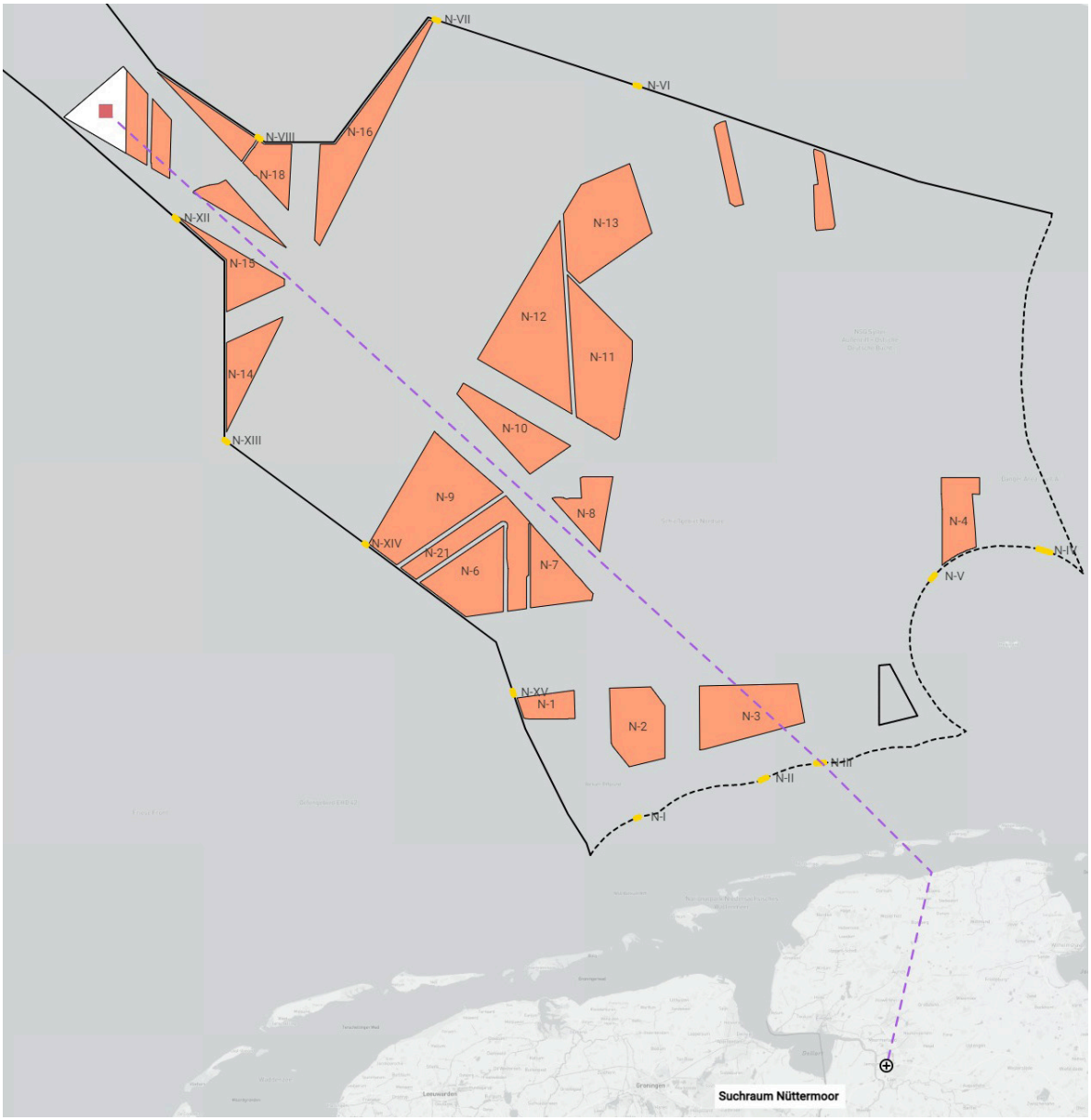
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an die NVP Emden/Ost oder Dörpen/West. An den genannten NVP sind allerdings bereits mehrere ONAS angeschlossen. Bis zur Außerbetriebnahme von ONAS an den genannten NVP mit einer kumulierten Übertragungsleistung von circa 2.000 MW würde der zusätzliche Anschluss eines 2 GW ONAS das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist an den genannten NVP räumlich nicht möglich.

Als alternativer NVP würde eine Anbindung an das Multiterminal-(Hub)-System im Suchraum Rastede in Betracht kommen. Zwingende Voraussetzung für den Anschluss eines zweiten DC-Netzanbindungssystems im Suchraum Rastede ist die Fertigstellung der HGÜ-Verbindung DC34.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-17-2 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-18-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-18-1

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-18-1 (Zone 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-18 (Zone 4; gemäß Entwurfs des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wiemersdorf/Hardebek in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-18-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem NVP Wiemersdorf/Hardebek sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Wiemersdorf/Hardebek geführt.

In Gebiet N-18 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-18-1 sowie partiell durch das geplante ONAS NOR-17-1.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M266	HGÜ-Verbindung NOR-18-1	SH	ca. 400		vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2032 / Q3 2038	vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2035	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-18 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird Wiemersdorf/Hardebek als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-18-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Zudem zeichnet sich der NVP Wiemersdorf/Hardebek durch eine gute Flächenverfügbarkeit für den Bau einer Konverterstation für den Anschluss eines ONAS aus. Der NVP Wiemersdorf/Hardebek bietet zudem mittelfristig ein Potential für die langfristige Errichtung von Elektrolyse-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Aufgrund der räumlichen Nähe der Plattformstandorte der ONAS NOR-17-2, NOR-18-1 und NOR-20-1, der räumlichen Zusammenhänge der von diesen ONAS anzuschließenden Offshore-Flächen in den Gebieten N-17, N-18 und N-20 und möglichen Trassen für Verbindungen zwischen Plattformen im Entwurf des FEP besteht die Möglichkeit die ONAS NOR-17-2, NOR-18-1 und NOR-20-1 zu einem sog. Offshore-Hub zu bündeln. Dies eröffnet unter anderem die Möglichkeit der Planung eines Offshore-Hubs mit einer gemeinsamen Gründungsstruktur für alle drei ONAS. Insgesamt könnten Synergie-Effekte in der Projektumsetzung besser genutzt werden, so dass eine zeitliche Beschleunigung der Fertigstellung aller drei genannten ONAS bereits vor dem Jahr 2039 möglich wäre. Auch eine direkte nationale Vernetzung dieser ONAS über den Offshore-Hub wäre denkbar.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur ERfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

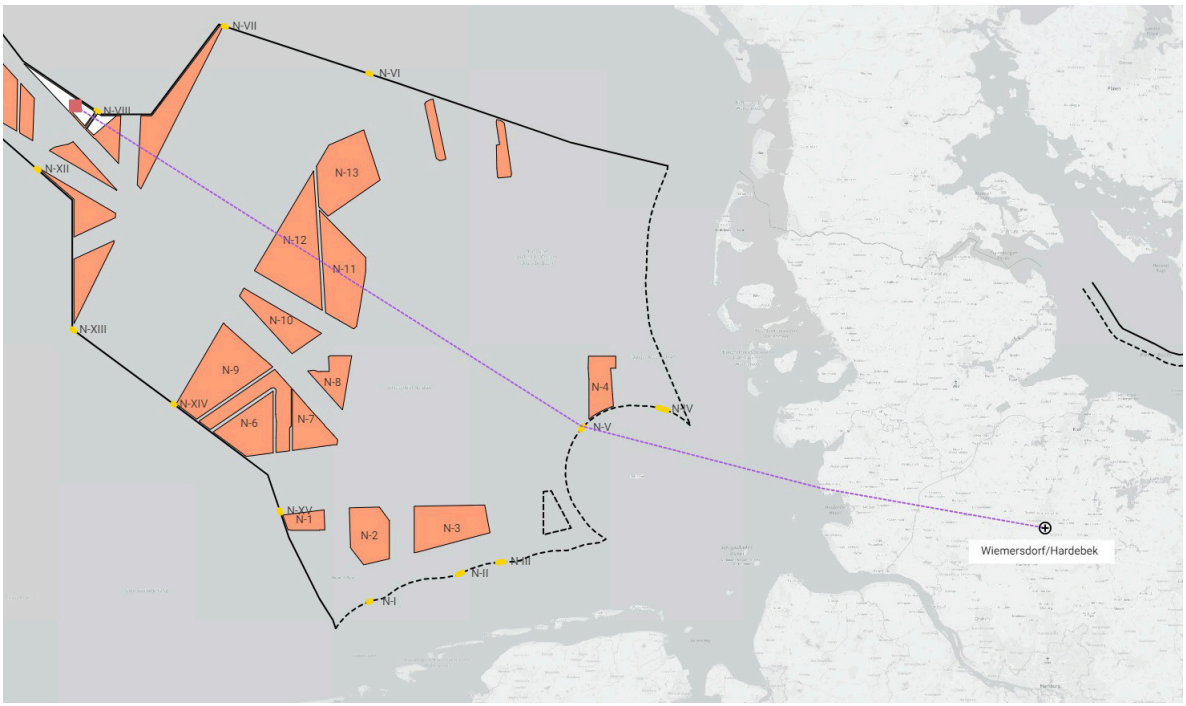
Als alternativer NVP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung würde der NVP im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land in Betracht kommen. Allerdings ist das Umspannwerk im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land für die Anbindung eines ONAS vorgesehen, welches ebenfalls im Jahr 2035 fertiggestellt werden soll.

Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP im Suchraum Heide und im Suchraum Pöschendorf ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes ebenfalls nicht möglich, da dort bereits jeweils zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von je 2 GW angeschlossen werden.

Der alternative NVP Ulzburg erscheint nach initialer Prüfung der Flächenverfügbarkeit für die Errichtung einer Konverterstation weniger geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-18-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-19-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-1

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-19-1 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-19 (Zone 5; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Oberzier in Nordrhein-Westfalen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-19-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer und voraussichtlich über die Insel Langeoog zum NVP Oberzier geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-19-1 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit den ONAS NOR-15-1, NOR-17-1 und NOR-21-1 („Korridor Offshore“) gebündelt werden.

In Gebiet N-19 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 6.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die drei geplanten ONAS NOR-19-1, NOR-19-2 und NOR-19-3.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	NI, NW	ca. 807	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2031 / Q3 2036	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-19 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Oberzier als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene 380-kV-Anlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-19-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig ab einem noch zu ermittelnden Bündelungspunkt mit den durch den Grenzkorridor N-III zu führenden ONAS NOR-15-1 und NOR-17-1 sowie dem durch Grenzkorridor N-II zu führenden ONAS NOR-21-1 gebündelt werden und von dort auf einer möglichst langen gemeinsamen Stammstrecke bis zum NVP geführt werden. Durch die geplante Bündelung des Vorhabens soll die Rauminanspruchnahme reduziert und Synergien bei der Umsetzung gehoben werden. Hinsichtlich einer Erweiterung des Korridors von A-Nord wird die Trassensituation, bedingt durch die bereits in diesem Korridor geplanten vier HGÜ-Kabelsysteme, als äußerst schwierig eingeschätzt, sodass sich eine weitere Bündelung/Parallellage an zahlreichen Engstellen nicht verwirklichen ließe. Die Eröffnung eines weiteren Trassenkorridors für ONAS in Richtung Ruhrgebiet/Rheinland ist auch unter Berücksichtigung von bereits im Planungsverfahren befindlichen HGÜ-Systemen, insbesondere Korridor B, notwendig.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Oberzier ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme des Braunkohlekraftwerks Weisweiler, welches heute am Standort Oberzier angeschlossen ist und bis 2029 vom Netz geht, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung. Die Integration in die Anlage erfolgt durch eine Satellitenstation im Umfeld.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-19-1 mit lastnahem NVP Oberzier erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

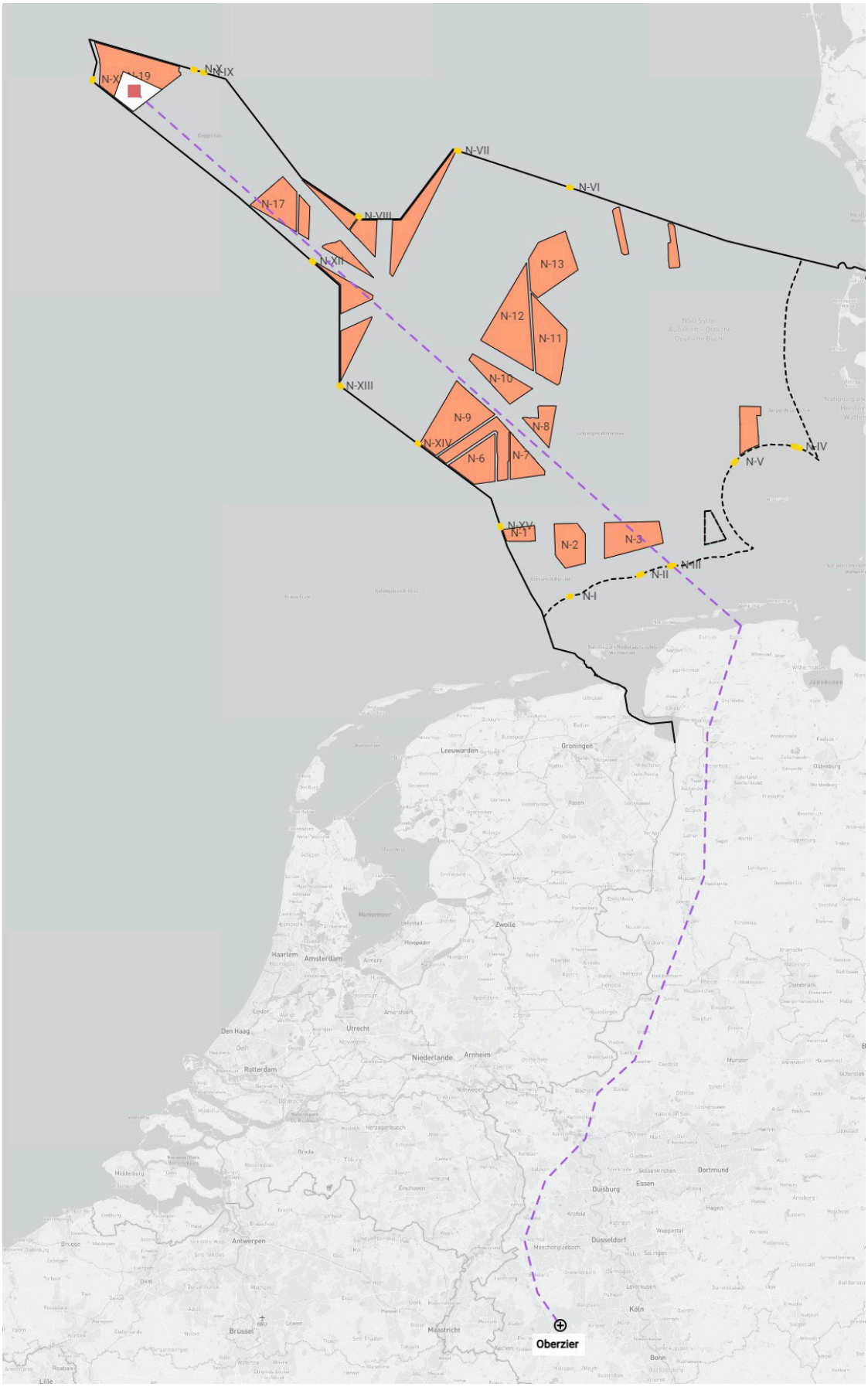
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-19-1 in die Umspannanlage (UA) Oberzier im Rheinischen Revier eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-19-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig unter dem Projektnamen NOR-x-4 identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die BNetzA bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-19-2: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-2

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-19-2 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-19 (Zone 5; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Suchraum Ried, der sich über die Stadt Bürstadt sowie die Gemeinden Biblis und Groß-Rohrheim in Hessen erstreckt. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-19-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer und voraussichtlich über die Insel Langeoog sowie landseitig durch den Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zum NVP Suchraum Ried geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Projekt NOR-19-2 gemeinsam mit den Maßnahmen DC34 und DC35 sowie dem Offshore-Anbindungssystem NOR-19-3 in einem gemeinsamen Korridor (Rhein-Main-Link) ab Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede gebündelt umgesetzt werden. Für NOR-19-2 wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

In Gebiet N-19 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 6.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die drei geplanten ONAS NOR-19-2, NOR-19-1 und NOR-19-3.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M258	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	HE, NI, NW	ca. 953		vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2035 / Q3 2040	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2032 / Q3 2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-19 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Ried als NVP gewählt, weil es der nächstgelegene NVP ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-19-2 freie Kapazität zur Verfügung steht und der nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rhein-Main-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Der NVP Suchraum Ried ist aufgrund der im Untersuchungsraum gelegenen Flächen des in der Vergangenheit stillgelegten Kernkraftwerks Biblis sowie der guten regionalen Vernetzung in die Räume Frankfurt und Mannheim mit hoher Last durch industrielle Großverbraucher aus elektrotechnischer Sicht besonders gut geeignet.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-19-2 mit lastnahem NVP Suchraum Ried erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

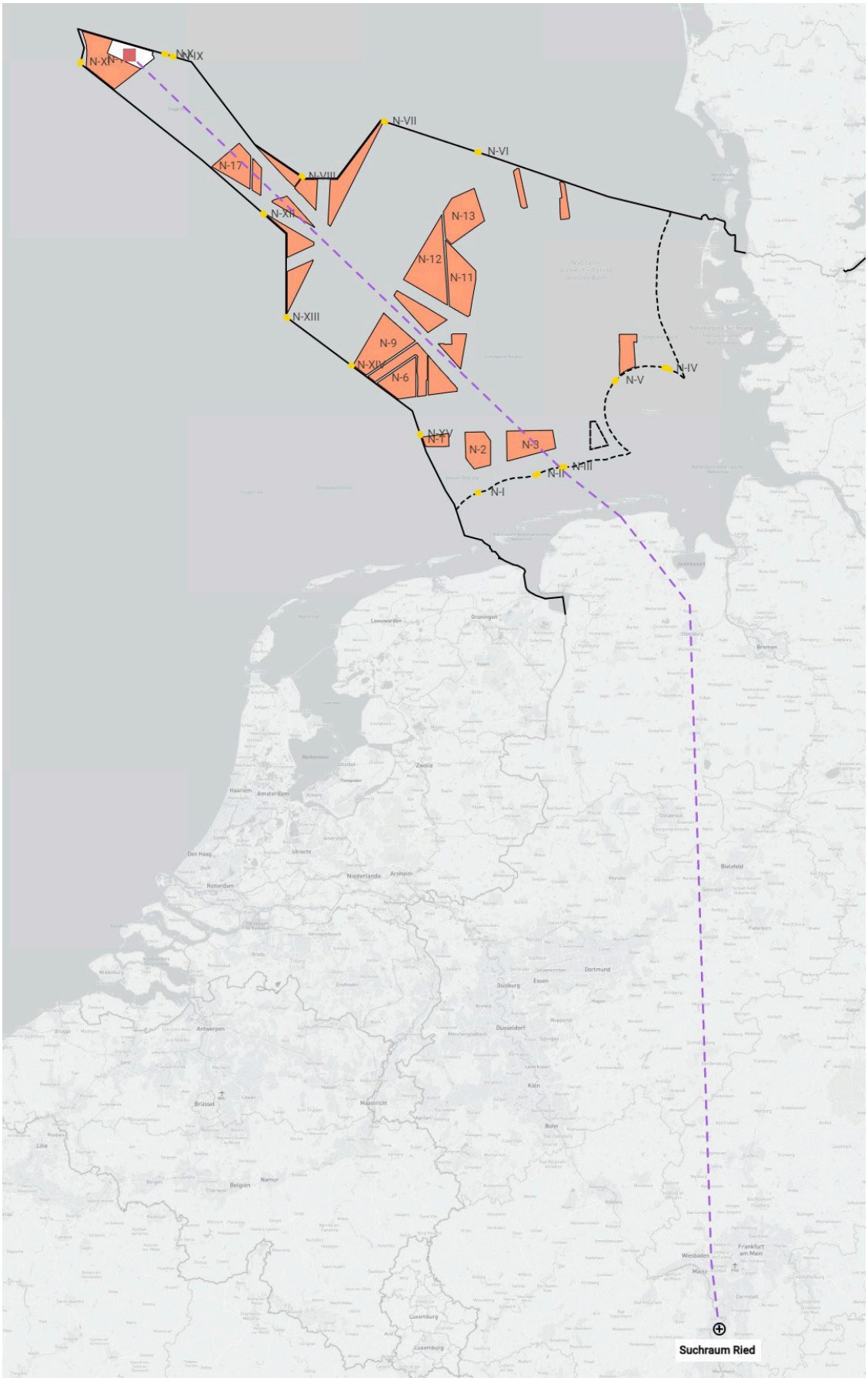
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-19-2 in die neu zu errichtende Umspannanlage (UA) im Suchraum Ried im Rhein-Main Gebiet eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-19-2 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-19-3: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-3

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-19-3 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-19 (Zone 5; gemäß Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Kriftel in Hessen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-19-3 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer und voraussichtlich über die Insel Langeoog sowie landseitig durch den Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zum NVP Kriftel geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Projekt NOR-19-3 gemeinsam mit den Maßnahmen DC34 und DC35 sowie dem Offshore-Anbindungssystem NOR-19-2 in einem gemeinsamen Korridor (Rhein-Main-Link) ab Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede gebündelt umgesetzt werden. Für NOR-19-3 wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

In Gebiet N-19 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 6.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die drei geplanten ONAS NOR-19-3, NOR-19-1 und NOR-19-2.

Das ONAS NOR-19-3 ist als Teil des „German Offshore Interconnection Clusters" unter den aktuellen Rahmenbedingungen für eine internationale Vernetzung mit Dänemark vorgesehen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M257	HGÜ-Verbindung NOR-19-3	HE, NI, NW	ca. 918		vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2033 / Q3 2038	vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2031 / Q4 2036	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-19 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Kriftel als NVP gewählt, weil es der nächstgelegene NVP ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-19-3 freie Kapazität zur Verfügung steht und der nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rhein-Main-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von Netzanbindungssystemen kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Kriftel ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-19-3 mit lastnahem NVP Kriftel erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

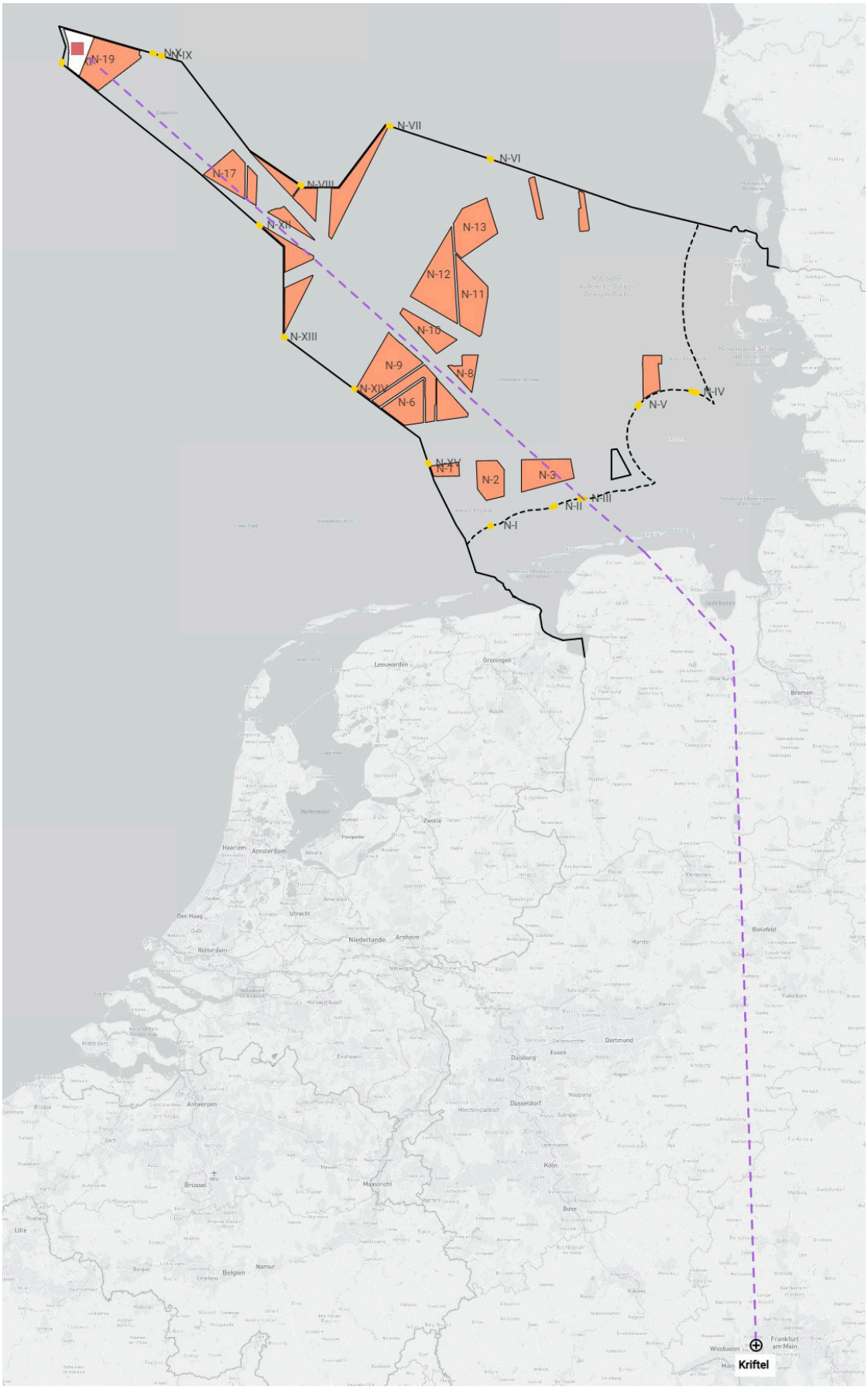
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-19-3 in die Umspannanlage (UA) Kriftel im Rhein-Maingebiet eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-19-3 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-20-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-20-1

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel Projekts Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-20-1 (Zone 4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-20 (Zone 4; gemäß Entwurfs des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede wie folgt abgekürzt: Suchraum Rastede. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-20-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Das ONAS NOR-20-1 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Rastede in Niedersachsen. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-13-1, das im Entwurf des FEP festgelegte ONAS NOR-20-1 sowie die HGÜ-Verbindungen DC34 und DC35. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-20-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Rastede.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage im Suchraum Rastede. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Langeoog zum Suchraum Rastede geführt werden.

In Gebiet N-17 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-17-2 sowie partiell durch die beiden geplanten ONAS NOR-17-1 und NOR-20-1. In Gebiet N-20 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-20-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-20-1 an den Suchraum Rastede steht im Zusammenhang mit den landseitigen Projekten P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum sowie DC34 HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Rastede und Bürstadt und DC35 HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Rastede und Suchraum Marxheim.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M250	HGÜ-Verbindung NOR-20-1	NI	ca. 375				vrs. 2035 / Q3 2041	vrs. 2033 / Q3 2039	vrs. 2033 / Q3 2039	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten N-17 und N-20 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung in Niedersachsen. Es wird der Suchraum Rastede als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-20-1 aufgrund vorhandener Planungen freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Im Suchraum Rastede ist darüber hinaus ein Multiterminal-(Hub)-System mit NOR-13-1 sowie DC34 und DC35 geplant, wodurch ein Abtransport der Offshore-Windenergie in Richtung Süd- und Westdeutschland erfolgen sollen, welche bereits im NEP 2035 (2021) bestätigt worden ist. Unabhängig von der Wahl des NVP Suchraum Rastede sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Aufgrund der räumlichen Nähe der Plattformstandorte der ONAS NOR-17-2, NOR-18-1 und NOR-20-1, der räumlichen Zusammenhänge der von diesen ONAS anzuschließenden Offshore-Flächen in den Gebieten N-17, N-18 und N-20 und möglichen Trassen für Verbindungen zwischen Plattformen im Entwurf des FEP besteht die Möglichkeit die ONAS NOR-17-2, NOR-18-1 und NOR-20-1 zu einem sog. Offshore-Hub zu bündeln. Dies eröffnet unter anderem die Möglichkeit der Planung eines Offshore-Hubs mit einer gemeinsamen Gründungsstruktur für alle drei ONAS. Insgesamt könnten Synergie-Effekte in der Projektumsetzung besser genutzt werden, so dass eine zeitliche Beschleunigung der Fertigstellung aller drei genannten ONAS bereits vor dem Jahr 2039 möglich wäre. Auch eine direkte nationale Vernetzung dieser ONAS über den Offshore-Hub wäre denkbar.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

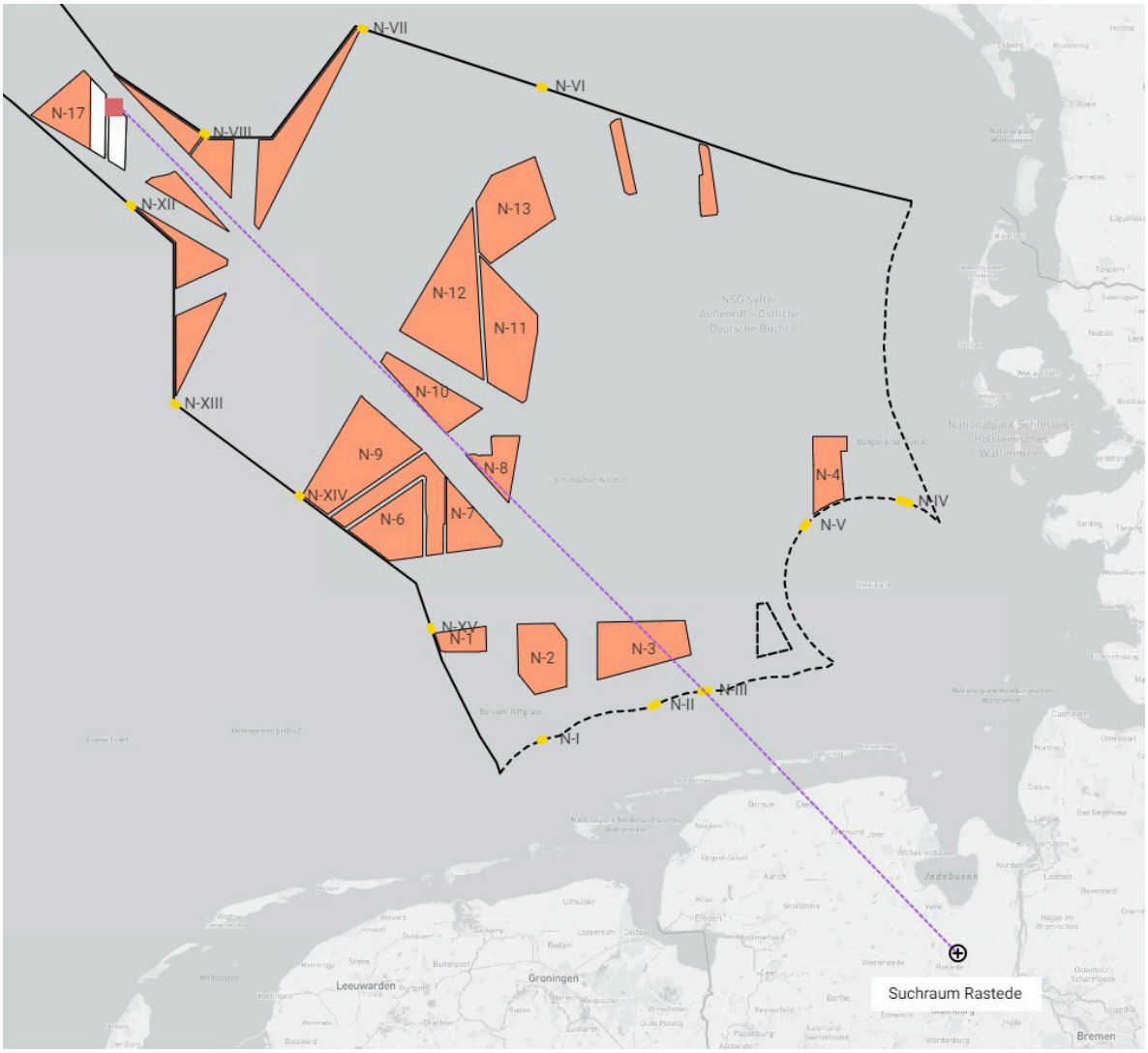
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde der NVP Suchraum Nüttermoor in Betracht kommen, an dem bereits das ONAS NOR-17-2 als Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems vorgesehen ist, sofern das ONAS NOR-x-11 nicht wie geplant ebenfalls an den NVP Suchraum Nüttermoor zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossen wird.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an die NVP Emden/Ost oder Dörpen/West. An den genannten NVP sind allerdings bereits mehrere ONAS angeschlossen. Bis zur Außerbetriebnahme von ONAS an den genannten NVP mit einer kumulierten Übertragungsleistung von circa 2.000 MW würde der zusätzliche Anschluss eines 2 GW ONAS das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist an den genannten NVP räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-20-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert. Der NVP Suchraum Rastede wurde im NEP 2035 (2021) von der BNetzA für die ONAS NOR-x-1 und NOR-x-5 mit einer geplanten Fertigstellung in 2035 bzw. 2039 bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-21-1: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-21-1 (BorWin7)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-21-1 (BorWin7) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-21 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Niederrhein in Nordrhein-Westfalen. Die Netzanbindung wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Das ONAS NOR-21-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP im Suchraum Zensenbusch sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Niederrhein geführt. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-21-1 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit den ONAS NOR-15-1, NOR-17-1 und NOR-19-1 („Korridor Offshore“) gebündelt werden.

In Gebiet N-21 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das geplante ONAS NOR-21-1.

Die der Fläche N-21.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-21, die durch das ONAS NOR-21-1 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2027 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M254	HGÜ-Verbindung NOR-21-1 (BorWin7)	NI, NW	ca. 454	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032	2027 / Q3 2032	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032	2027 / Q3 2032	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-21 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Niederrhein als NVP gewählt, weil es der nächstgelegene NVP ist, in dessen unmittelbarer Nähe zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-21-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und der nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig ab einem noch zu ermittelnden Bündelungspunkt mit den durch den Grenzkorridor N-III zu führenden ONAS NOR-15-1, NOR-17-1 und NOR-19-1 gebündelt werden und von dort auf einer möglichst langen gemeinsamen Stammstrecke bis zum NVP geführt werden. Durch die geplante Bündelung des Vorhabens soll die Rauminanspruchnahme reduziert und Synergien bei der Umsetzung gehoben werden. Hinsichtlich einer Erweiterung des Korridors von A-Nord wird die Trassensituation, bedingt durch die bereits in diesem Korridor geplanten vier HGÜ-Kabelsysteme, als äußerst schwierig eingeschätzt, sodass sich eine weitere Bündelung/Parallellage an zahlreichen Engstellen nicht verwirklichen ließe. Die Eröffnung eines weiteren Trassenkorridors für ONAS in Richtung Ruhrgebiet/Rheinland ist auch unter Berücksichtigung von bereits im Planungsverfahren befindlichen HGÜ-Systemen, insbesondere Korridor B, notwendig.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen im Rhein-Ruhr-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Der NVP Niederrhein ist aufgrund der sukzessiven Stilllegung fossiler Kraftwerkskapazitäten, der großindustriellen Dekarbonsierungsbestrebungen im regionalen Umfeld sowie einer guten Integration in das umliegende Übertragungsnetz besonders gut geeignet.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-21-1 mit lastnahem NVP Niederrhein erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

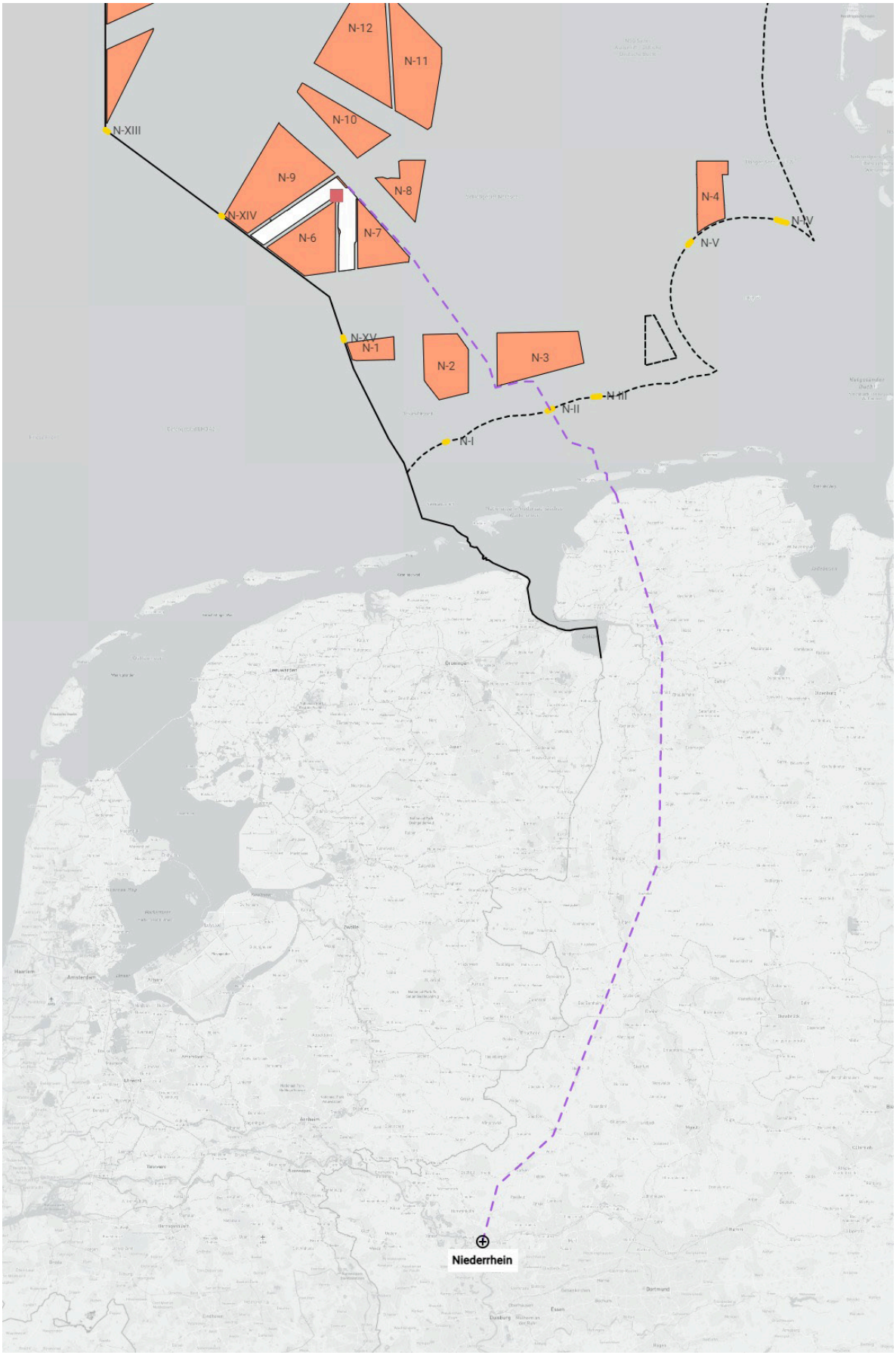
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Gemäß Bestätigung des NEP 2035 (2021) vom 14.01.2022 wurde das ONAS am Standort Zensenbusch eingebunden. Die Realisierbarkeit dieses NVP ist jedoch mangels Grundstücksverfügbarkeit nicht gegeben. Als NVP wird deshalb die ebenfalls im Suchraum Zensenbusch gemäß NEP 2035 (2021) gelegene Umspannanlage (UA) Niederrhein gewählt. Für die landseitige Konverterstation wird gegenwärtig die Erweiterung der UA Niederrhein ebenso geprüft wie die Errichtung einer Satellitenstation. Der Einfluss der geringfügigen regionalen Verschiebung des NVP innerhalb des im NEP 2035 (2021) angegebenen Suchraums auf den überregionalen Leistungsfluss ist vernachlässigbar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-21-1 mit der Maßnahmennummer M254 wurde im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert. Der NVP Zensenbusch wurde jedoch bereits im Rahmen des NEP 2035 (2021) als NVP für das ONAS NOR-13-1 mit der Maßnahmennummer M43 bestätigt. Im Zuge der Fortschreibung des FEP 2023 wurde das ONAS NOR-13-1 dem NVP Rastede zugewiesen, sodass am NVP Niederrhein im zuvor betrachteten Suchraum Zensenbusch erneut Kapazitäten zum Anschluss der Fläche N-21.1 durch das ONAS NOR-21-1 zur Verfügung stehen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-6: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-6

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und FEP-Entwurf vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß des Raumordnungsplans für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüber hinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen oder Hessen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in den Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen.

Ziel des ONAS NOR-x-6 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: Suchraum BBS. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum genannten NVP geführt werden.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-6 als 132-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie wird voraussichtlich 2.000 MW betragen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M268	HGÜ-Verbindung NOR-x-6	SH	ca. 450				vrs. 2034 / Q3 2039	vrs. 2033 / Q3 2038	vrs. 2033 / Q3 2038	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der Suchraum BBS als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Schaltanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-x-6 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Es ist die technisch, wirtschaftlich und zeitlich optimalste Gesamtlösung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Für ONAS mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2029 ist gemäß FEP die Standardisierung der Übertragungsleistung auf 2 GW vorgesehen.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

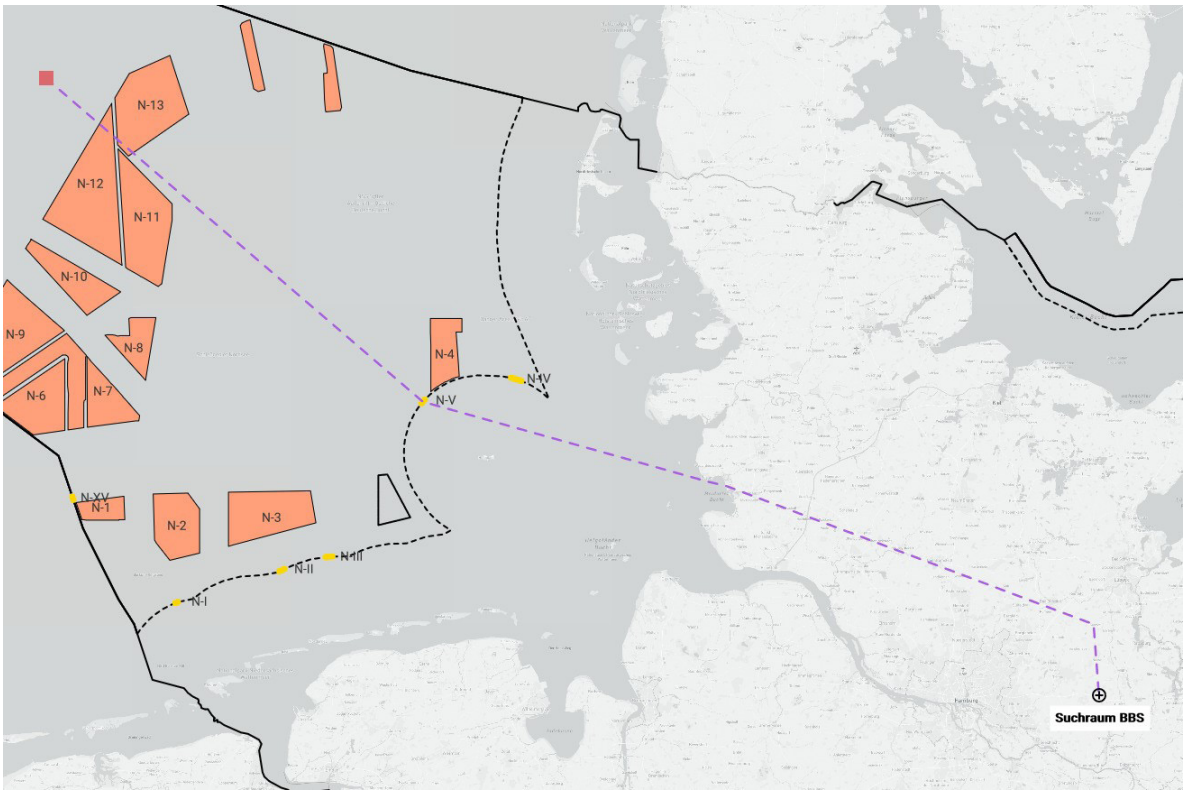
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP im Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelsdorf/Wöhrden und im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes nicht möglich, da dort bereits zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von jeweils 2 GW angeschlossen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS NOR-x-6 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-7: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-7

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in den Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen, da die ÜNB nach aktuellem Kenntnisstand davon ausgehen, dass sich dort der weitere Offshore-Ausbau konzentrieren wird.

Ziel des ONAS NOR-x-7 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP Lippe in Nordrhein-Westfalen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-7 als Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ entweder über den Grenzkorridor N-III oder über einen neuen, noch zu bestimmenden Grenzkorridor voraussichtlich durch das Niedersächsische Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Projekt NOR-x-7 gebündelt umgesetzt werden.

Die zu erwartenden installierten Erzeugungsleistungen durch Offshore-Windenergie wird voraussichtlich 2.000 MW betragen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M259	HGÜ-Verbindung NOR-x-7	NI, NW	ca. 558				vrs. 2037 / Q3 2042	vrs. 2035 / Q3 2040	vrs. 2035 / Q3 2040	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III oder einen neuen, noch zu erschließenden Grenzkorridor ergibt sich eine wahrscheinliche Anlandung an der niedersächsischen Küste. Es wird Lippe in Nordrhein-Westfalen als NVP gewählt, weil in dessen unmittelbarer Nähe zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-x-7 freie Kapazität zur Verfügung steht und der nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig gebündelt umgesetzt werden. Da für das ONAS NOR-x-7 noch kein Anlandungspunkt ermittelt ist, ist weiterführend auch noch keine konkrete Bündelungsoption ersichtlich. Allerdings wird seitens Amprion eine weitestmögliche Bündelung mit den Vorhaben Nr. 48/49 des BBPlG (Korridor B) angestrebt. Aufgrund des noch unbekannten Anlandungspunktes von NOR-x-7 und des ausgedehnten Planungshorizonts bis zur geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2040 können hierzu zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2023) noch keine genaueren Angaben gemacht werden.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Der NVP Lippe ist aufgrund der guten regionalen Vernetzung aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet. Zudem ist ebenfalls eine gute Integration des ONAS in die Anlage gegeben.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-x-7 mit lastnahem NVP Lippe erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

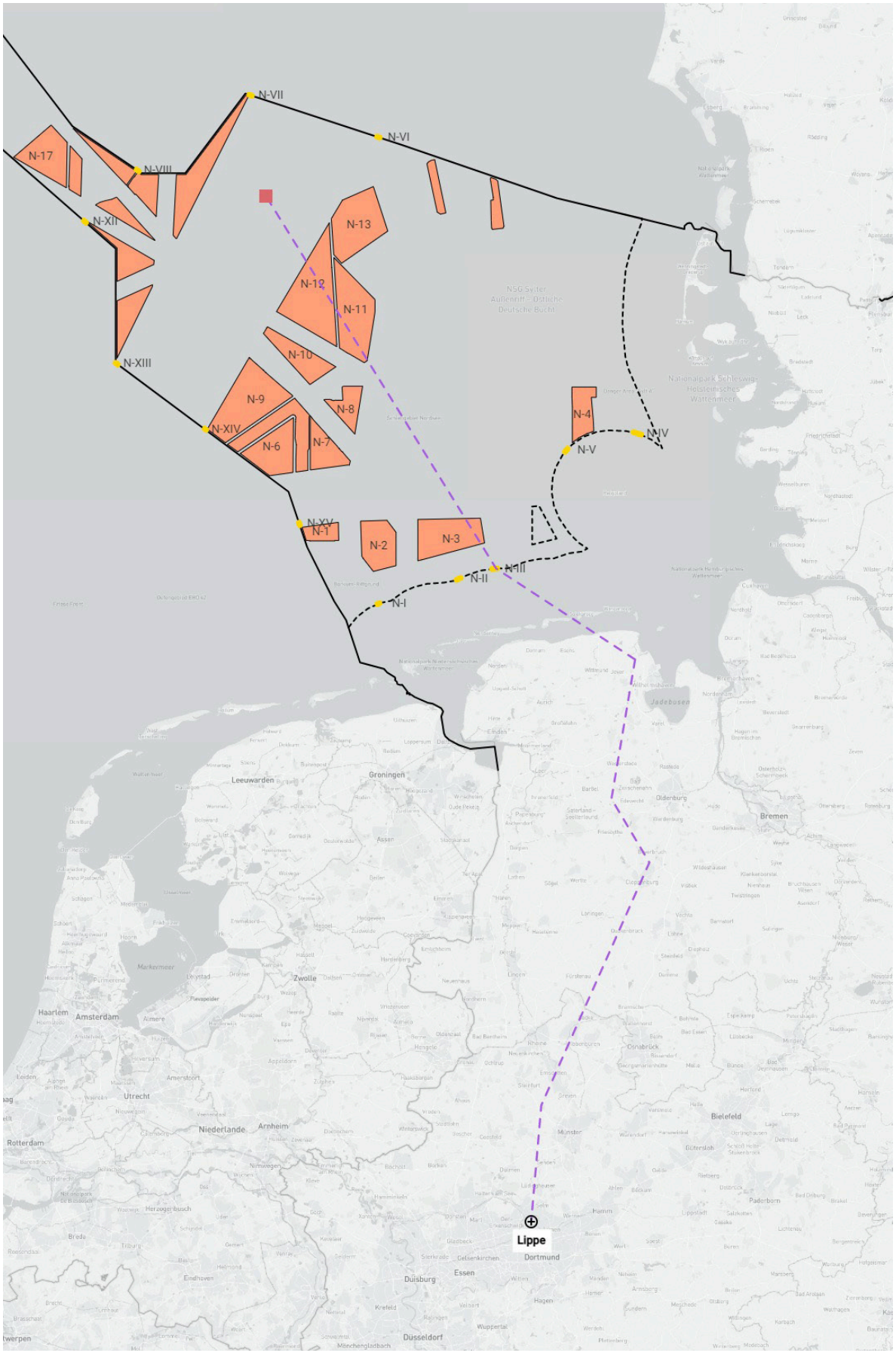
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-x-7 in die Umspannanlage (UA) Lippe im nördlichen Ruhgebiet eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-x-7 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-8: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-8

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und FEP-Entwurf vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß des Raumordnungsplans für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen oder Hessen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen.

Ziel des ONAS NOR-x-8 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP im Suchraum der Gemeinden Brunsbüttel/Büttel/St. Margarethen/Brokdorf in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brunsbüttel/Büttel/St. Margarethen/Brokdorf wie folgt abgekürzt: Suchraum Brunsbüttel. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-8 als 132-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie wird voraussichtlich 2.000 MW betragen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M269	HGÜ-Verbindung NOR-x-8	SH	ca. 315				vrs. 2037 / Q3 2042	vrs. 2036 / Q3 2041	vrs. 2036 / Q3 2041	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der Suchraum Brunsbüttel als NVP gewählt, weil in der Gemeinde Brunsbüttel die nächstgelegene Schaltanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-x-8 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Aufgrund der unbekannten Kabelführung und dem noch unbekannten Konverterstandort wird aber auch die Neuerrichtung einer Schaltanlage im Suchraum Brunsbüttel geprüft, um die technisch, wirtschaftlich und zeitlich optimale Gesamtlösung zu erreichen.

Es wird der Suchraum Brunsbüttel als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Schaltanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-x-8 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Vor der Inbetriebnahme des ONAS NOR-x-8 wird die bestehende Schaltanlage altersbedingt und vor dem Hintergrund steigender Kurzschlussströme umgebaut. Aufgrund der Platzverhältnisse am bestehenden Standort wird auch die Anbindung in einer neu zu errichtenden Schaltanlage im genannten Suchraum geprüft, um die technisch, wirtschaftlich und zeitlich optimale Gesamtlösung zu erreichen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Für ONAS mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2029 ist gemäß FEP die Standardisierung der Übertragungsleistung auf 2 GW vorgesehen.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

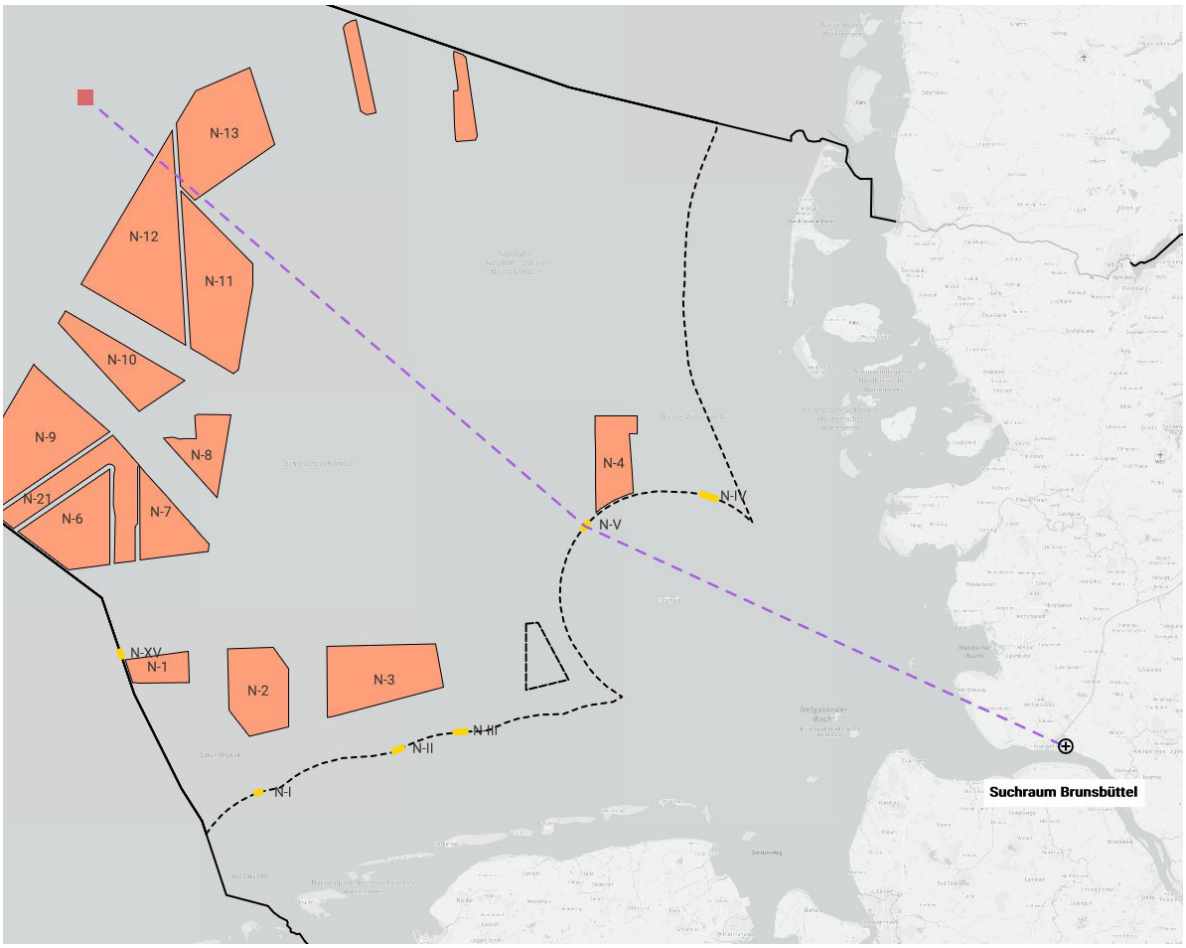
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP im Suchraum der Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelsdorf/Wöhrden und im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Looft ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes nicht möglich, da dort bereits zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von jeweils 2 GW angeschlossen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ONAS NOR-x-8 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-9: DC-Offshore- Netzanbindungssystem NOR-x-9

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und FEP-Entwurf vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß des Raumordnungsplans für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlangen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für Offshore-Windenergie zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Gebiete für Offshore-Windenergie in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche weitere ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen oder Hessen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in den Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen.

Ziel des ONAS NOR-x-9 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP Samtgemeinde Sottrum in Niedersachsen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-9 gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem NVP Samtgemeinde Sottrum sowie der landseitigen Konverterstation. Es wird angenommen, dass das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum NVP Samtgemeinde Sottrum geführt wird.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M270	HGÜ-Verbindung NOR-x-9	NI	ca. 420				vrs. 2037 / Q3 2043	vrs. 2036 / Q3 2042	vrs. 2036 / Q3 2042	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die agenommene Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung in Niedersachsen. Es wird Samtgemeinde Sottrum als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-9 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

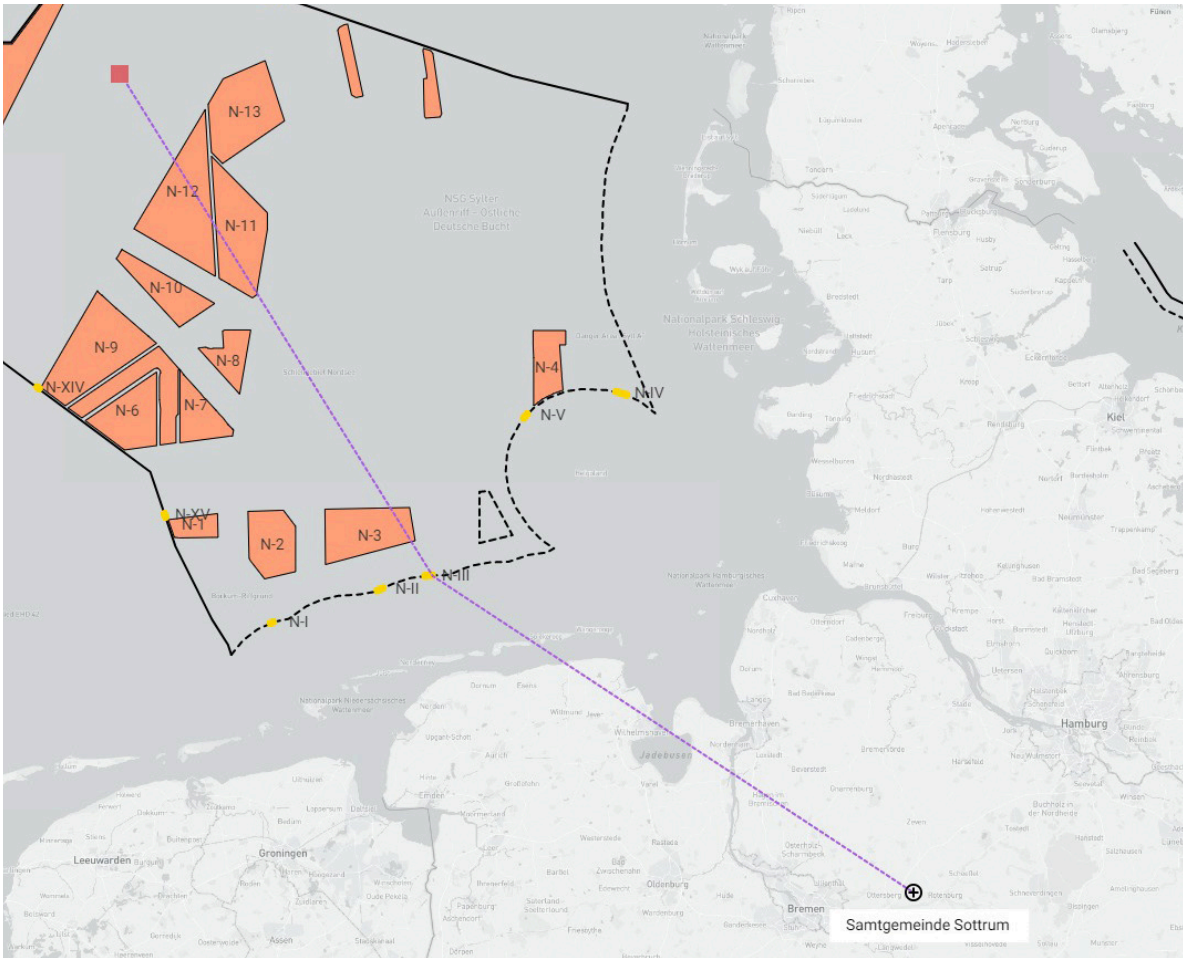
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Ein Anschluss an den räumlich alternativen NVP Blockland/neu ist netztechnisch nicht sinnvoll.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-x-9 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-10: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-10

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in den Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen, da die ÜNB nach aktuellem Kenntnisstand davon ausgehen, dass sich dort der weitere Offshore-Ausbau konzentrieren wird.

Ziel des ONAS NOR-x-10 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-10 als Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ entweder über den Grenzkorridor N-III oder über einen neuen, noch zu bestimmenden Grenzkorridor voraussichtlich durch das Niedersächsische Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Projekt NOR-x-10 gemeinsam mit den ONAS NOR-17-1, NOR-19-1 und NOR-x-12 im südlichen Abschnitt des „Korridors Offshore“ gebündelt umgesetzt werden.

Die zu erwartenden installierten Erzeugungsleistungen durch Offshore-Windenergie wird voraussichtlich 2.000 MW betragen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M260	HGÜ-Verbindung NOR-x-10	NI, NW	ca. 658				vrs. 2039 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2043	vrs. 2038 / Q3 2043	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III oder einen neuen, noch zu erschließenden Korridor ergibt sich eine wahrscheinliche Anlandung an der niedersächsischen Küste. Es wird Rommerskrichen in NRW als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-x-10 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird und das nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig im südlichen Abschnitt des Korridors „Offshore“, jedenfalls nach Absprung der ONAS NOR-15-1 und NOR-21-1, mit den ONAS NOR-17-1, NOR-19-1 und NOR-x-12 gebündelt umgesetzt werden. Diese Bündelungslösung soll insbesondere auch die Rheinquerung der vier ONAS umfassen. Da für das ONAS NOR-x-10 zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2023) noch kein Anlandungspunkt ermittelt ist, lässt sich für den nördlichen Abschnitt noch keine konkrete Bündelungsoption aufzeigen. Sobald sich dieser Anlandungspunkt konkretisiert, wird nach Möglichkeit eine Bündelung mit den verschiedenen bereits vorgesehenen Erdkabelsystemen, welche aus Norddeutschland bis nach Nordrhein-Westfalen verlaufen, verfolgt. Als Bündelungspotenziale kommen somit der nördliche Bereich von A-Nord, der „Korridor Offshore“ oder Korridor B in Betracht.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Der NVP Rommerskrichen ist aufgrund der sukzessiven Stilllegung hoher Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2030 und der guten Einbindung in das bestehende Übertragungsnetz besonders gut geeignet. Die im Umfeld der Umspannanlage vorhandenen Kraftwerksgelände eignen sich zudem grundsätzlich für eine Nachnutzung als Standort der landseitigen Konverterstation. Die Integration in die Anlage erfolgt durch eine Satellitenstation im Umfeld.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-x-10 mit lastnahem NVP Rommerskichen erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

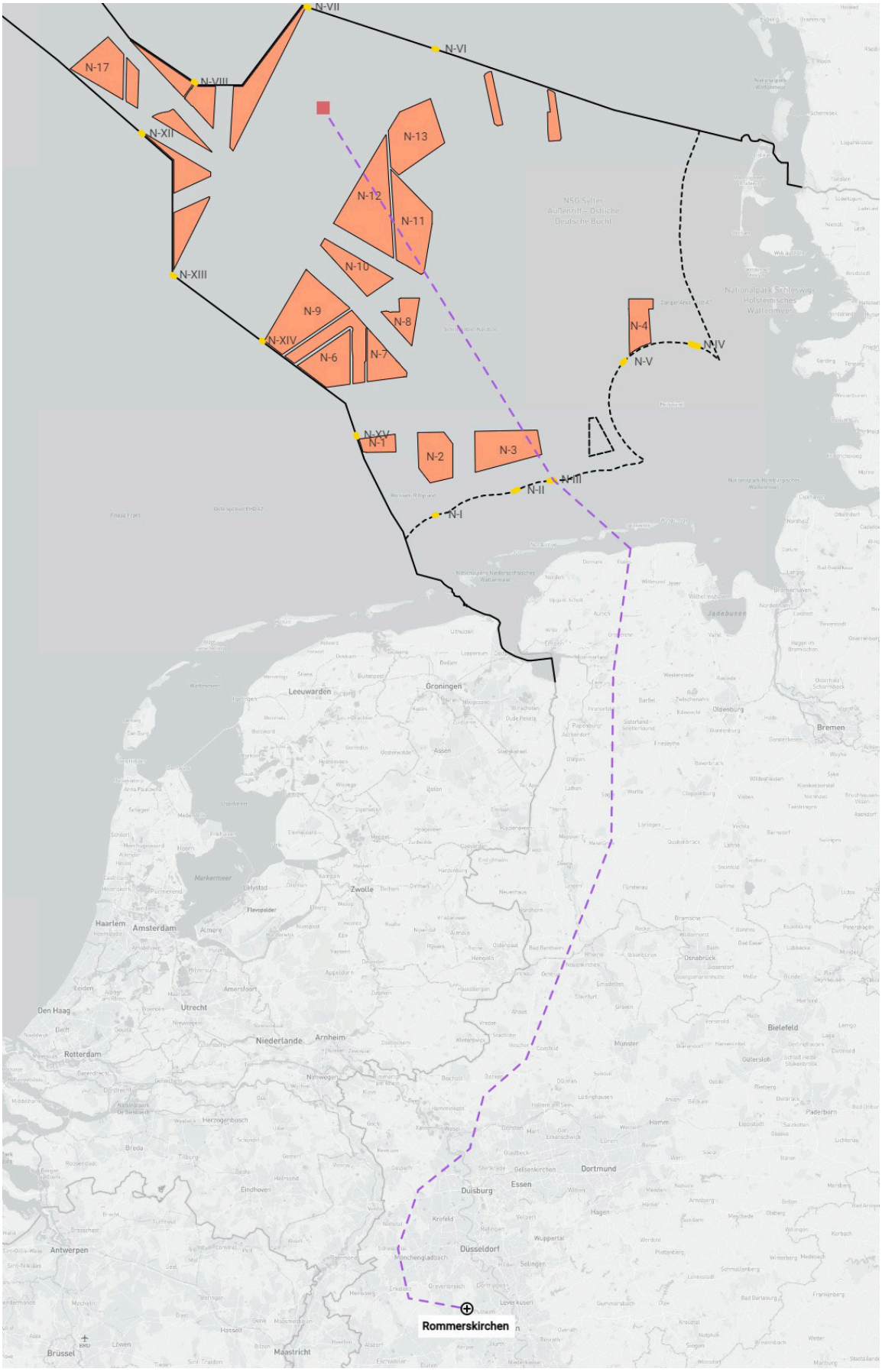
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-x-10 in die Umspannanlage (UA) Rommerskirchen im Rheinischen Revier eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-x-10 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-11: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-11

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und FEP-Entwurf vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß des Raumordnungsplans für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für Offshore-Windenergie zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Gebiete für Offshore-Windenergie in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche weitere ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen oder Hessen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in den Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-x-11 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP im Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum wie folgt abgekürzt: Suchraum Nüttermoor. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-11 gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. ONAS mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Es ist geplant das ONAS NOR-x-11 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Nüttermoor zu integrieren. Weitere Bestandteile des Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Nüttermoor wären das ONAS NOR-17-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC40 von Niedersachsen nach Sachsen. Die Anbindung des ONAS NOR-x-11 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP Suchraum Nüttermoor.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage am NVP Suchraum Nüttermoor. Es wird angenommen, dass das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum NVP Suchraum Nüttermoor geführt wird.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M271	HGÜ-Verbindung NOR-x-11	NI	ca. 325				vrs. 2038 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2044	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die angenommene Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung in Niedersachsen. Es wird der Suchraum Nüttermoor als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-17-2, gemäß den Planungen zur Errichtung eines Multiterminal-(Hub)-Systems in Verbindung mit der HGÜ-Verbindung DC40 zum Leistungsaustausch zwischen Niedersachsen und Sachsen, freie Kapazität zur Verfügung steht. Aufgrund der vorhandenen Gasinfrastruktur im Raum Nüttermoor besteht zudem die Möglichkeit der perspektivischen Anbindung an ein Wasserstoffnetz. Entsprechende Planungen im Raum Nüttermoor für Elektrolyse-Anlagen im Gigawatt-Bereich bestehen bereits.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

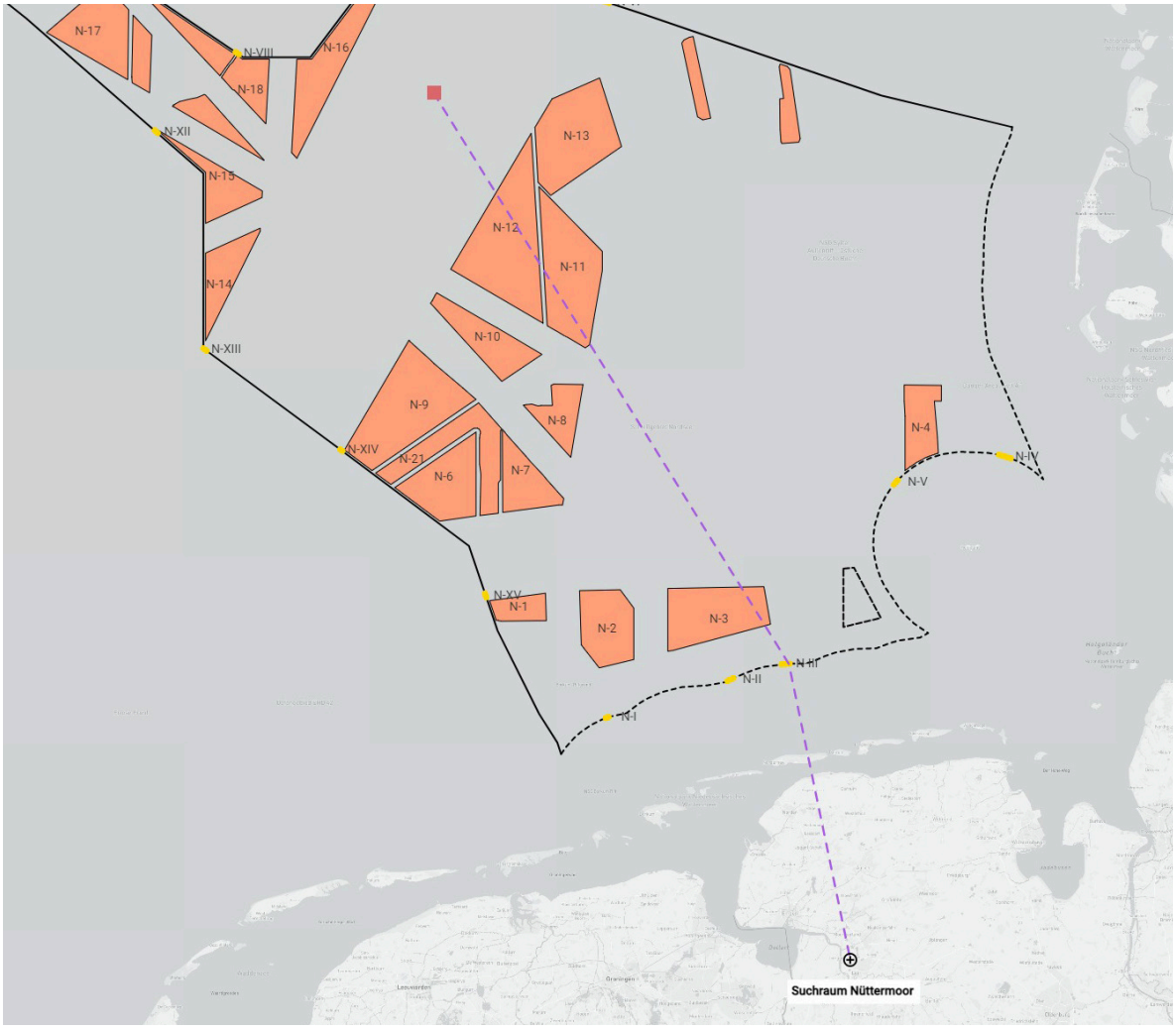
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an die NVP Emden/Ost oder Dörpen/West. An den genannten NVP sind allerdings bereits mehrere ONAS angeschlossen. Bis zur Außerbetriebnahme von ONAS an den genannten NVP mit einer kumulierten Übertragungsleistung von circa 2.000 MW würde der zusätzliche Anschluss eines 2 GW ONAS das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist an den genannten NVP räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-x-11 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-x-12: DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-12

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) und Entwurf des FEP vom 01.07.2022 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie sowie über die Festlegungen gemäß dem Raumordnungsplan für die AWZ von 2021 hinaus. Die definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen eine installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlangen von bis zu 60,5 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Konverterplattformen noch Trassenführungen der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) für diese ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über die Zonen 3, 4 und 5 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete in der AWZ voraussichtlich gedeckt wird. Exemplarisch eignen sich hierfür Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sowie des Naturschutzgebiets Doggerbank. Diese sind in Prüfung und in einer Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ sowie des FEP festzulegen.

Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche ONAS aus den Zonen 3, 4 und 5 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen zunächst über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, da insbesondere für die Querung des Küstenmeers bei Führung über die Grenzkorridore N-III und N-V weitere räumliche Potenziale identifiziert und zuvor raumplanerisch festgestellt werden müssen. Die Suchräume können mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in den Zonen 3, 4 und 5 konkretisiert werden. Zur Bestimmung der Trassenlänge wird zunächst ein zentraler Punkt in der Schifffahrtsroute SN10 angenommen, da die ÜNB nach aktuellem Kenntnisstand davon ausgehen, dass sich dort der weitere Offshore-Ausbau konzentrieren wird.

Ziel des ONAS NOR-x-12 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee an den NVP Sechtem in Nordrhein-Westfalen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindung mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt wird.

Es wird angenommen, dass das ONAS NOR-x-12 als Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. ONAS mit Inbetriebnahme ab einschließlich 2032 sollen gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 132-kV-Spannungsebene umgesetzt werden. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP befinden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des gesamten Projekts, bedingt durch das Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ entweder über den Grenzkorridor N-III oder über einen neuen noch zu bestimmenden Grenzkorridor voraussichtlich durch das Niedersächsische Küstenmeer zum genannten NVP geführt werden. Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Projekt NOR-x-12 gemeinsam mit den ONAS NOR-17-1, NOR-19-1 und NOR-x-10 im südlichen Abschnitt des „Korridors Offshore“ gebündelt umgesetzt werden.

Die zu erwartenden installierten Erzeugungsleistungen durch Offshore-Windenergie wird voraussichtlich 2.000 MW betragen.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M261	HGÜ-Verbindung NOR-x-12	NI, NW	ca. 684				vrs. 2040 / Q3 2045	vrs. 2040 / Q3 2045	vrs. 2040 / Q3 2045	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III oder einen neuen noch zu erschließenden Korridor ergibt sich eine wahrscheinliche Anlandung an der niedersächsischen Küste. Es wird Sechtem in NRW als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-12 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird und das nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Das Vorhaben soll landseitig im südlichen Abschnitt des Korridors „Offshore“, jedenfalls nach Absprung der ONAS NOR-15-1 und NOR-21-1, mit den ONAS NOR-17-1, NOR-19-1 und NOR-x-10 gebündelt umgesetzt werden. Diese Bündelungslösung soll insbesondere auch die Rheinquerung der vier ONAS umfassen. Da für das ONAS NOR-x-12 zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2023) noch kein Anlandungspunkt ermittelt ist, lässt sich für den nördlichen Abschnitt noch keine konkrete Bündelungsoption aufzeigen. Sobald sich dieser Anlandungspunkt konkretisiert, wird nach Möglichkeit eine Bündelung mit den verschiedenen bereits vorgesehenen Erdkabelsystemen, welche aus Norddeutschland bis nach Nordrhein-Westfalen verlaufen, verfolgt. Als Bündelungspotenziale kommen somit der nördliche Bereich von A-Nord, der „Korridor Offshore“ oder Korridor B in Betracht.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer Kohlekraftwerke in der Region. Der lastnahe Anschluss von ONAS kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen. Sechtem ist als NVP geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Die Integration in die Anlage erfolgt durch eine Satellitenstation im Umfeld.

Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-x-12 mit lastnahem NVP Sechtem erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch gewährleistet, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem entsprechend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2037 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie auch nach 2037 fortgesetzt wird.

Prüfung nach NOVA

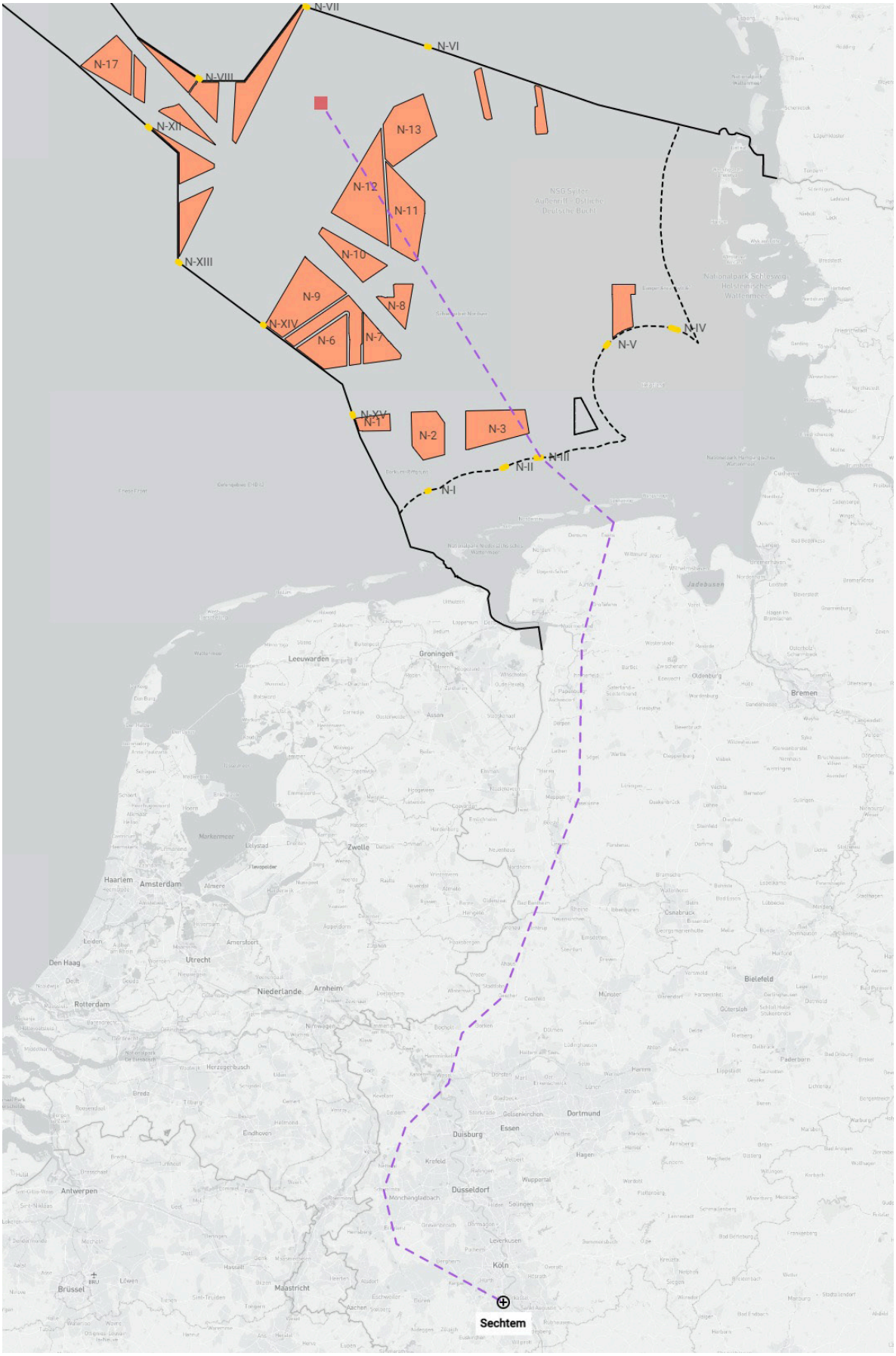
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-x-12 in die Umspannanlage (UA) Sechtem im Rheinischen Revier eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-x-12 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

NOR-OV-1: DC-Offshore-Vernetzung NOR-OV-1

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz,Amprion,TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen. Das Projekt umfasst zwei Seekabelverbindungen zwischen den Konverterplattformen der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) NOR-15-1 und NOR-16-1 sowie NOR-17-1 und NOR-18-1. Die zwei Seekabelverbindungen des Projekts NOR-OV-1 werden mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und sind jeweils für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Auf den Offshore-Konverterplattformen der ONAS sollen gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) Anschlussmöglichkeiten und J-Tubes für zusätzliche HGÜ-Verbindungen vorgehalten werden, die zur Realisierung einer seeseitigen Vernetzung notwendig sind.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen:

- M272: Offshore-Vernetzung NOR-15-1 mit NOR-16-1
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Seekabelverbindung mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW zwischen der Offshore-Konverterplattform des ONAS NOR-15-1 mit landseitigem Netzverknüpfungspunkt (NVP) Kusenhorst und der Offshore-Konverterplattform des ONAS NOR-16-1 mit dem NVP der neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land (kurz: Suchraum BBS) vorgesehen (Offshore-Netzausbau). Dazu sind die 2-GW-Offshore-Konverter der ONAS jeweils als Multi-Terminal-Lösung (MT-Lösung) zu errichten.
- M273: Offshore-Vernetzung NOR-17-1 mit NOR-18-1
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Seekabelverbindung mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW zwischen der Offshore-Konverterplattform des ONAS NOR-17-1 mit landseitigem NVP Rommerskirchen und der Offshore-Konverterplattform des ONAS NOR-18-1 mit landseitigem NVP Wiemersdorf/Hardebek vorgesehen (Offshore-Netzausbau). Dazu sind die 2-GW-Offshore-Konverter der ONAS jeweils als MT-Lösung zu errichten.

M-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge in km	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)						Umsetzungsstand
				A 2037	B2037	C2037	A 2045	B 2045	C 2045	
M272	Offshore-Vernetzung NOR-15-1 mit NOR-16-1		ca. 48	ab 2034 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037	ab 2034 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037	0: Noch keine Aktivität
M273	Offshore-Vernetzung NOR-17-1 mit NOR-18-1		ca. 26		ab 2034 / bis 2037	ab 2034 / bis 2037	ab 2035 / bis 2038	ab 2034 / bis 2037	ab 2034 / bis 2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Durch die hohe installierte Leistung an Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie an Onshore-Windenergieanlagen wird für 2037 eine erhöhte, weiträumig zu überbrückende Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Transportbedarfs wird durch die Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 gedeckt, die eine seeseitige Verbindung der küstennahen Region in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen schafft.

Durch die Umsetzung in steuerbarer und verlustarmer HGÜ-Technologie kann die Fahrweise der vernetzten ONAS der Netzsituation entsprechend angepasst werden. Bei einer Einspeisung von Offshore-Windenergie unterhalb der installierten Leistung der vernetzten Offshore-Windenergieanlagen kann die Erzeugung der vernetzten ONAS gezielt zu den NVP mit den aktuell höchsten Lastbedarfen geleitet werden. Bei einer geringen Einspeisung von Offshore-Windenergie können zusätzliche Lastflüsse aus dem landseitigen AC-Netz über das MT-System umgeleitet werden. In beiden Fällen kann dadurch das AC-Netz zwischen den NVP weiträumig entlastet werden. Es werden sowohl Nord-Süd als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht.

Mit der Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen effektiv und flexibelerhöht, sodass Energie gezielt und verlustarm in die Lastzentren transportiert werden kann. Damit kann der landseitige HGÜ-Netzausbau wirksam ergänzt werden. Diese Ergänzung bildet ein neues Instrument der Netzplanung, um landseitigen Netzausbau zu reduzieren.

Die geplante Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 ist eine effiziente netztechnische Ergänzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des Wegfalls von gesicherter Erzeugungskapazität zum Nettoenergieimporteur wird. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport. Als zusätzlicher Nutzen einer nationalen Offshore-Vernetzung ist zudem die erhöhte Redundanz zu nennen. Konkret kann im Fehlerfall eines ONAS die Offshore-Windenergie - in Abhängigkeit der vorliegenden Einspeisung - vollständig oder zumindest teilweise über die Offshore-Vernetzung sowie über das noch in Betrieb befindliche ONAS an Land geführt werden.

Für die weiträumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch und wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung der Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 bestünden weitreichende Netzengpässe zwischen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen, wodurch es zu Einspeiseeinschränkungen Erneuerbarer Energien und zu einer Erhöhung des Redispatchbedarfs kommen würde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die identifizierten Maßnahmen sind abhängig von der Flächenplanung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone gemäß FEP und den sich daraus ergebenden Distanzen zwischen den Offshore-Konverterplattformen. Im Kontext der Netzanalysen ist eine netzwirksamere Planungsalternative identifiziert worden. Die Vernetzung des ONAS NOR-17-1 mit NVP Rommerskirchen mit dem ONAS NOR-16-1 mit NVP im Suchraum BBS sowie des ONAS NOR-19-1 mit NVP Oberzier mit dem ONAS NOR-18-1 mit NVP Wiemersdorf/ Hardebek besitzt eine höhere redispatchsenkende Wirkung, ist allerdings aufgrund der angenommenen Distanzen auf See gemäß Entwurf des FEP vom 01.07.2022 teurer. Da die konkreten durch die ONAS anzubindenden Flächen für Offshore-Windenergie in der Zone 4, der Schifffahrtroute SN10 und Zone 5 gemäß FEP 2023 zum aktuellen Zeitpunkt unklar sind, könnten sich die Seedistanzen zwischen den ONAS noch ändern. Bei geringeren seeseitigen Distanzen könnte sich diese Variante der Offshore-Vernetzung NOR-OV-1 als effizienter darstellen. Die Flächenkulisse ist allgemein wichtig für die Planung und technische Realisierung der Offshore-Vernetzung. So müssen nach aktuellem Stand der Technik zur technischen Auslegung der MT-Systeme, z. B. die räumlichen Dimensionen eines MT-Systems, weitestgehend bekannt sein.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz bereitzustellen. Die seeseitige DC-Verbindung stellt für diesen Fall die nachhaltigste Lösung dar. Durch den seeseitigen DC-Netzausbau von 74 km kann landseitig ein Bereich von ca. 400 km und 300 km (Luftdistanzen zwischen den NVP der vernetzten ONAS) entlastet werden. Mit anderen Maßnahmen kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck einer großräumigen Übertragung von Leistung nicht mit gleicher Effizienz hinsichtlich der Kosten und des Raumbedarfs erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP in HGÜ-Technologie um. Für ONAS mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2029 ist gemäß FEP die Standardisierung der Übertragungsleistung auf 2 GW und die Möglichkeit zur Verbindung zwischen den Anlagen vorgesehen. Für die Verbindung zwischen den Anlagen müssen die Systeme als MT-Lösung errichtet werden.

Als Gesamtplanalternative wäre ein landseitige HGÜ-Verbindung zwischen den Netzregionen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen denkbar. Allerdings ist diese mit einem erheblich größeren landseitigen Raumbedarf und entsprechenden Kosten verbunden.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Die Ergebnisnetze der Szenarien A 2037 und C 2037 werden im 2. Entwurf untersucht.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-OV-1 wurde im NEP 2037/2045 erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)