

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019), zweiter Entwurf



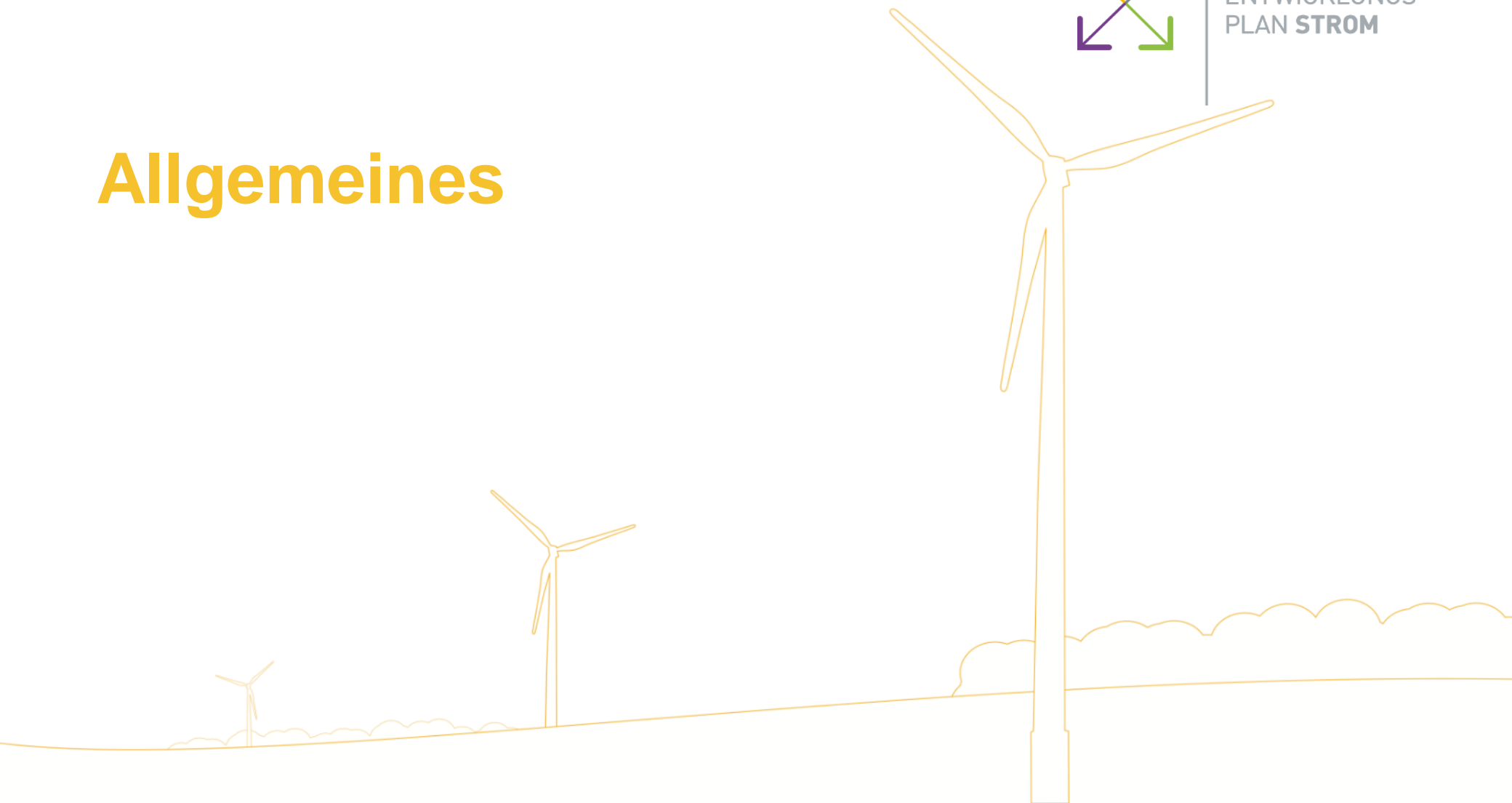
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Allgemeines



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Der Netzentwicklungsplan ...



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

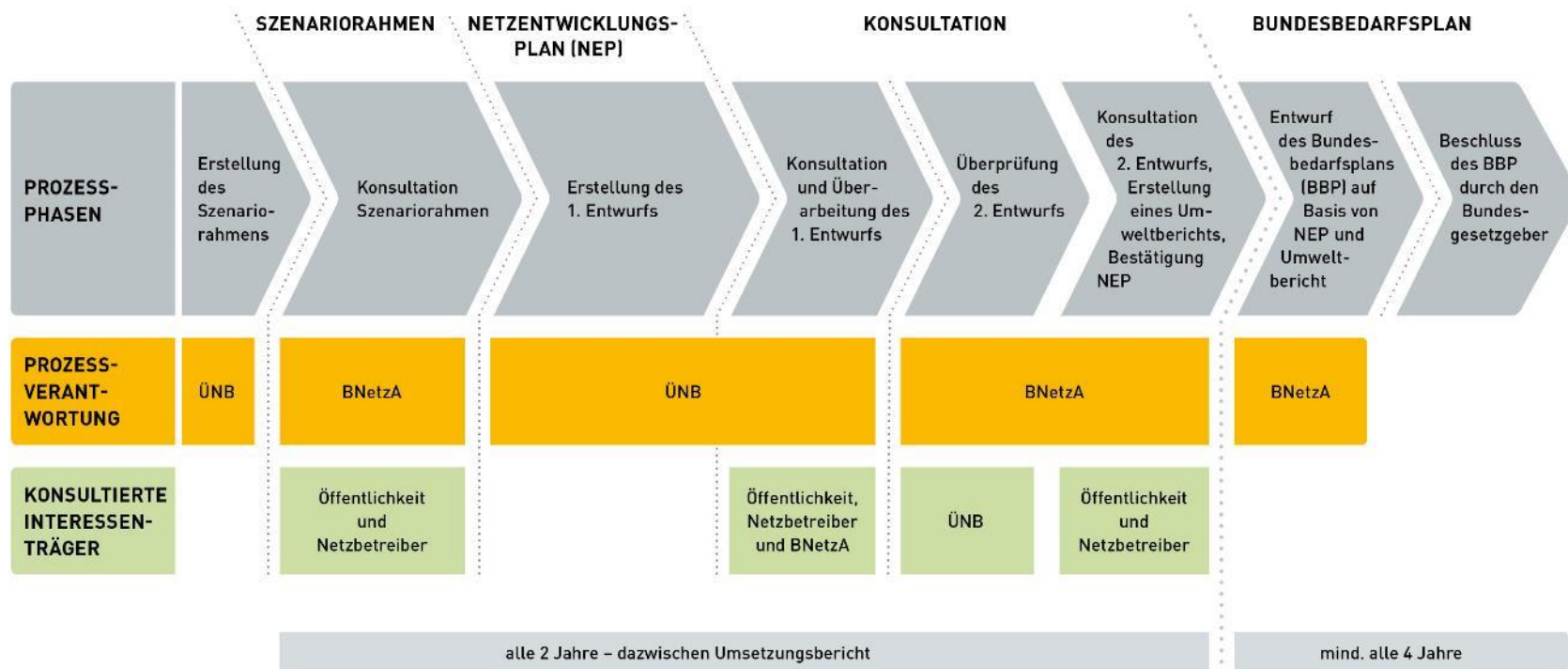
- ... ist der Netzentwicklungsplan für ein **Übertragungsnetz an Land**.
- ... bildet gemeinsam mit dem FEP und Raumordnungsplänen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk für **Offshore-Netzanbindungen**.
- ... berücksichtigt die **Integration erneuerbarer Energien** und die **Entwicklung des europäischen Strommarkts**.
- ... beschreibt Maßnahmen, die den **gesetzlichen Anforderungen** und den **zugrunde gelegten Szenarien** gerecht werden.
- ... zeigt den **Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten** (zwei Netzknoten) – und **keine konkreten Trassenkorridore oder -verläufe**.
- ... zeigt Maßnahmen mit Priorität auf **Netzoptimierung** und **-verstärkung** vor **-ausbau**.
- ... zeigt den Ausbau des **380-kV-Drehstromnetzes** und der **Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ)** für den Übertragungsbedarf Nord-Süd.
- ... zeigt **keine zukünftigen Kraftwerksstandorte** und Standorte für EE-Anlagen, auch keine bevorzugten.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Der Prozess der Erstellung



Abbildung 2: Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Zeitplan – wo stehen wir?



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

NEP und O-NEP 2030, Version 2017

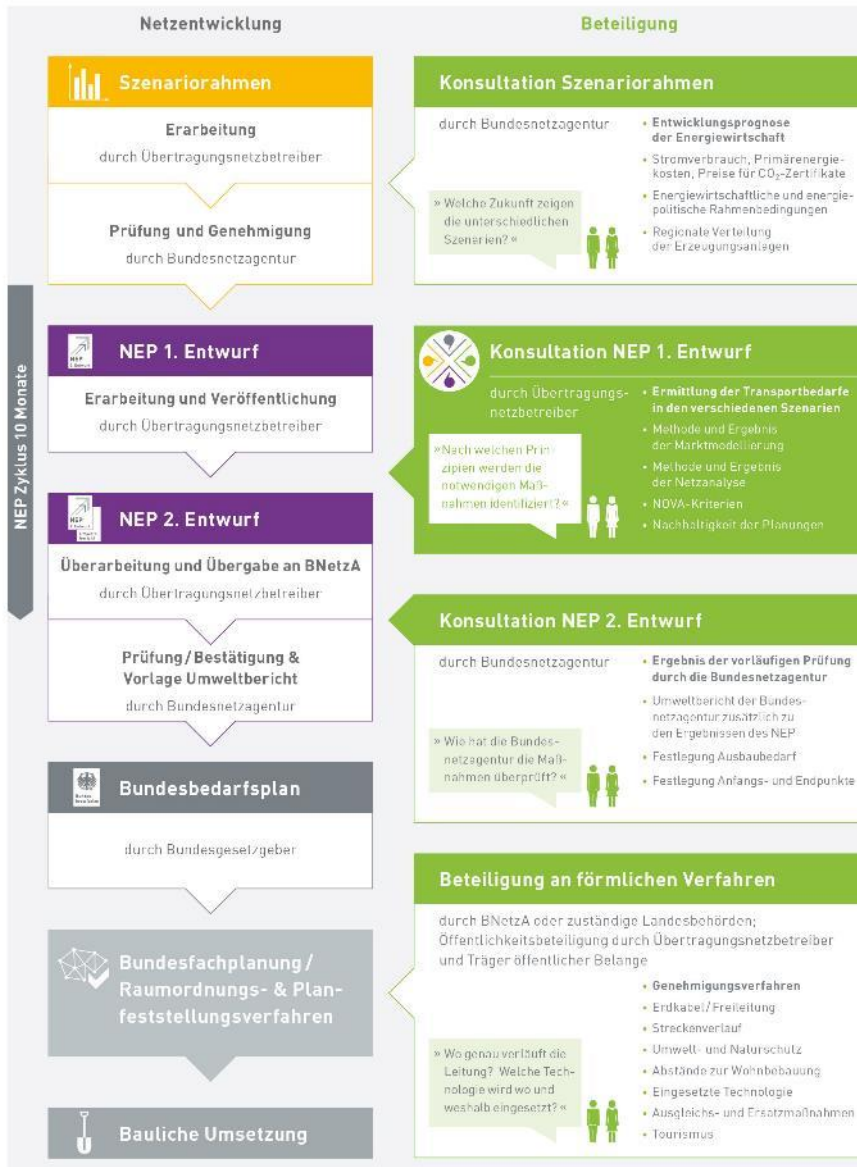
- 22.12.2017 – Bestätigung des NEP
- 22.12.2017 – Bestätigung des O-NEP

NEP 2030, Version 2019

- 10.01.2018 – Übergabe Szenariorahmen-Entwurf von ÜNB an BNetzA
- 15.06.2018 – Genehmigung des Szenariorahmens (10-Monats-Frist beginnt)
- 04.02.2019 – Veröffentlichung erster Entwurf
- 04.02. bis 04.03.2019 – Konsultation erster Entwurf ÜNB
- 15.04.2019 – Veröffentlichung zweiter Entwurf und Übergabe an BNetzA
- anschließend Prüfung und Konsultation durch die BNetzA
- bis Ende 2019: Bestätigung durch BNetzA („Soll“-Frist lt. EnWG)



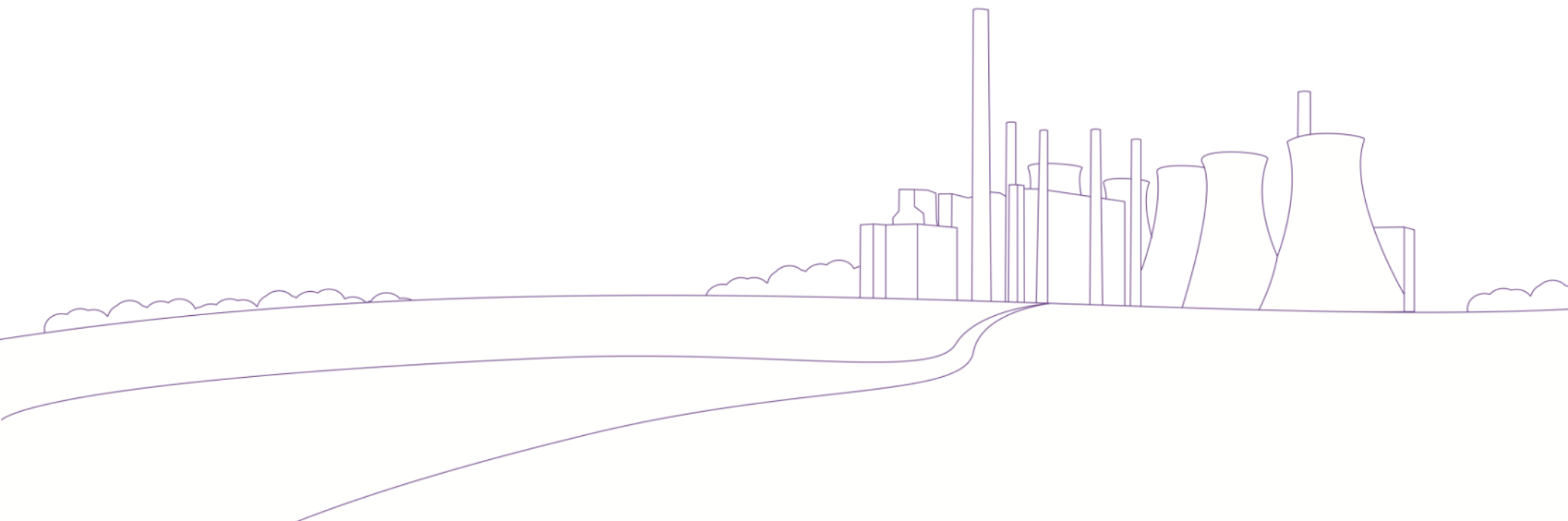
Netzentwicklungsplan 2030 (2019) Übersicht Konsultationsprozess





NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2019)



Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2019)

Überblick



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Der erste Entwurf des NEP 2030 (2019) wurde am **04.02.2019** veröffentlicht und stand in der Zeit vom **04.02. bis zum 04.03.2019** zur Konsultation.
- Die ÜNB erreichten insgesamt **906 Stellungnahmen**.
- Zum **NEP 2030 (2019)** wurden **763 Stellungnahmen** durch **Privatpersonen** eingereicht. **143 Stellungnahmen** kamen von **Institutionen**.
- Alle **elektronisch eingegangenen Stellungnahmen**, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, wurden unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2030-2019> veröffentlicht.
- Eine individuelle Bestätigung und Beantwortung der Stellungnahmen erfolgt nicht.



Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2019)

Einarbeitung der Konsultationsergebnisse



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Die ÜNB haben die eingegangenen Stellungnahmen inhaltlich überprüft und den Netzentwicklungsplan 2030 (2019) auf dieser Basis überarbeitet.
- Im NEP wurden vor den relevanten Kapiteln **vorgeschaltete Kästen** mit den wesentlichen Änderungen sowie Aspekten aus der Konsultation eingebaut.
- Änderungen zum ersten Entwurf in den Kapiteln sind jeweils durch ***kursive Schrift*** kenntlich gemacht.
- Eine zusammenfassende Auseinandersetzung mit den Konsultationsbeiträgen erfolgt darüber hinaus in einem **eigenen Konsultationskapitel** (Kapitel 7).

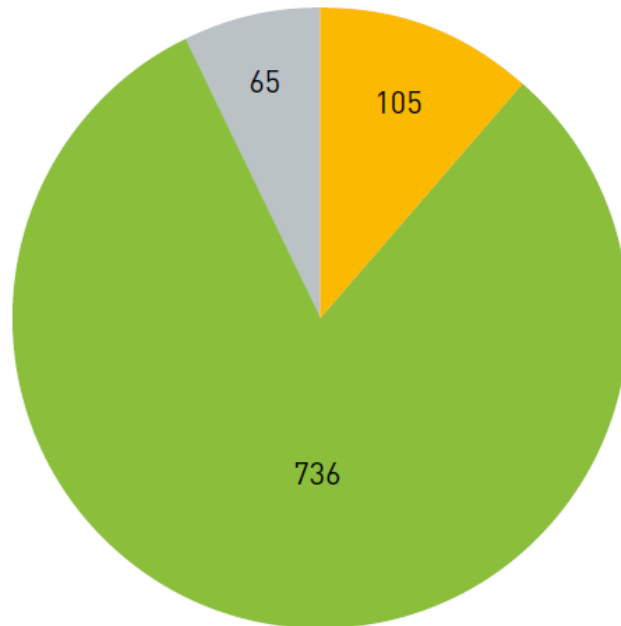





Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2019)

Stellungnahmen nach Übermittlungswegen



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



-  Konsultationsmaske (105)
-  per E-Mail (736)
-  per Post (65)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2019)

Aufteilung nach Absendern



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Absender	Anzahl der Stellungnahmen
Privatpersonen	763
Kommunen	69
Bürgerinitiativen	22
Bund/Länder	15
Energieunternehmen	12
Verbände	11
Umwelt- / Naturschutzverbände	7
Sonstige	4
Unternehmen	2
Wissenschaft und Forschung	1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Vergleich zum NEP 2030 (2017) mit 2.133 Stellungnahmen ist die **Gesamtzahl an Konsultationsbeiträgen** zum NEP 2030 (2019) um rund **57 % zurückgegangen**.

Der Rückgang der Stellungnahmen betrifft nahezu alle Absender / Stakeholder-Gruppen.

Die Zahl der Serienbriefe hat ebenfalls deutlich abgenommen.



Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2017)

Themenschwerpunkte NEP



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Grundsätzliche Anmerkungen zu in den Szenarien getroffenen **Eingangsgrößen**, z. B. zur Berücksichtigung des **Paris-Abkommens zum Klimaschutz** und den Empfehlungen der **Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung** zum Kohleausstieg.
- Ergebnisse der **Marktsimulation** und die **Erfordernisse der Netzentwicklung** incl. **Berücksichtigung von Innovationen**
- Regionale Betroffenheit von Netzentwicklungsprojekten, insbesondere
 - zwischen Mecklar und Bergrheinfeld/West (P43/P43mod),
 - zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld (P44/P44mod) und
 - zwischen Raitersaich, Ludersheim und Altheim (P53)
- sowie die drei großen HGÜ-Verbindungen
 - von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (DC2),
 - von Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg (DC3/DC4)
 - und von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5 mit der Erweiterung DC20)

Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2019)

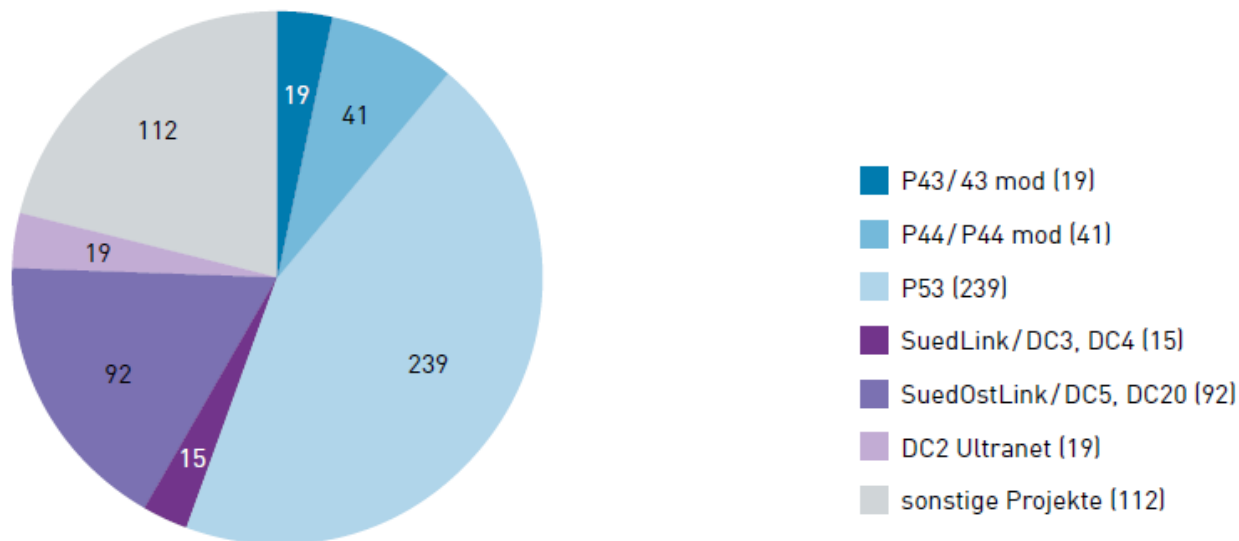
Stellungnahmen zu konkreten Projekten



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen von Privatpersonen bezieht sich auf **konkrete Projekte**.

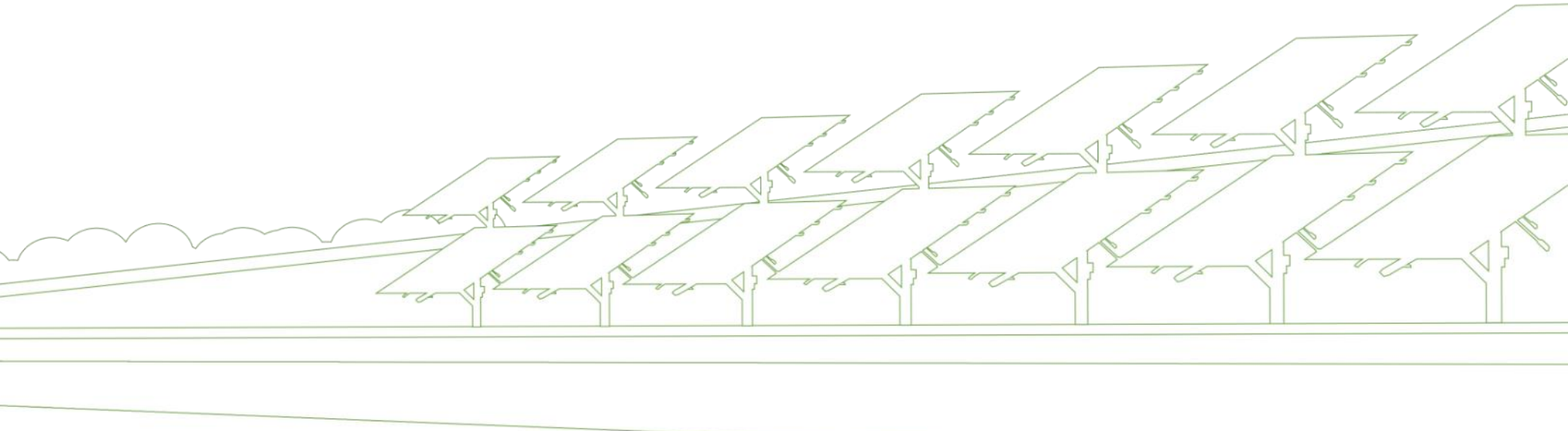
Die Konzentration der Beiträge auf einige sehr konkrete Projekte hat zur Folge, dass mit rund **680 Stellungnahmen** etwa **75 %** aller Einsendungen aus der Regelzone von TenneT kamen, die meisten davon wiederum erneut aus Bayern.





NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Szenariorahmen



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Wesentliche Elemente des genehmigten Szenariorahmens vom 15.06.2018



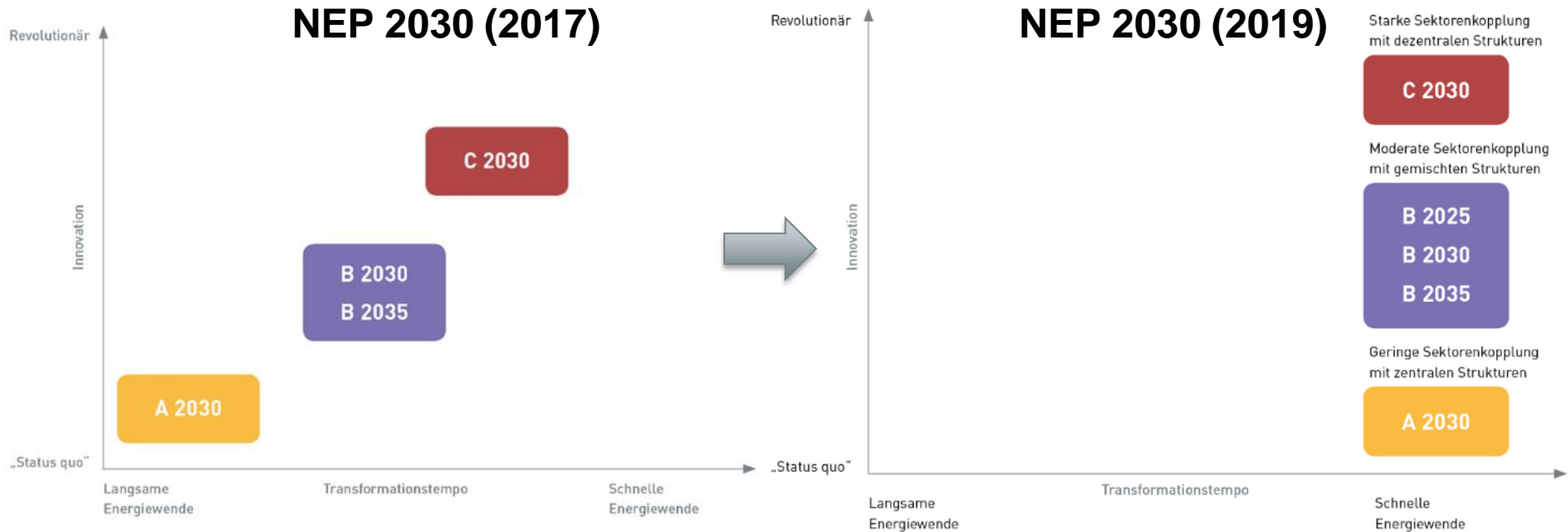
- Berücksichtigung EE-Ausbauziel aus Koalitionsvertrag 03/2018: **65% EE in 2030**
- Berücksichtigung **flow-based market coupling** und Mindestvorgaben zu **grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten** analog zur EU-Diskussion
- **Kosten-Nutzen-Analyse** (CBA) zusätzlicher **Interkonnektoren** → 2. Entwurf
- Explizite CO₂-Vorgaben für Kraftwerkssektor in allen Szenarien gemäß **Klimaschutzplan 2050** – abgestimmt mit UBA (ggf. mittels nationalem CO₂-Aufpreis)
- **Spitzenkappung** von max. 3 % der Jahresenergie bei Onshore-Windenergie und Photovoltaik in allen Szenarien als Element der **Netzplanung**
- Ehrgeizige Annahmen zu **Sektorkopplung** (E-Mobilität, Wärmepumpen), **Flexibilitäten** (PtX, DSM) und **Speichern** (dezentral und zentral) – ansteigend von A nach C 2030 → **NEP auf der Höhe der Zeit der Diskussion**
- Berechnung von insgesamt **fünf Szenarien**:
 - Kurzfrist-Szenario B 2025: Ad-hoc-Maßnahmen / Redispatch-Vermeidung
 - Zielszenarien A 2030, B 2030, C 2030
 - Langfristszenario B 2035: Prüfung der Nachhaltigkeit der Maßnahmen

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Einordnung der Szenarien



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



→ Die Szenarien unterscheiden sich nicht mehr beim Transformationstempo, sondern nur noch bei der Innovation (Durchdringung mit Sektorkopplung, Flexibilitäten und Speichern) sowie beim Zubau der einzelnen EE-Technogien

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Konventionelle Erzeugungskapazitäten



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Installiert (GW)	Referenz 2017	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,4	9,3	9,0	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	13,5	9,8	8,1	8,1
Erdgas	29,6	32,5	32,8	35,2	33,4	36,9
Öl	4,4	1,3	1,3	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung*1	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe konv. Erzeugung*2	103,5	74,4	74,7	73,2	69,1	72,8

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Regenerative Erzeugungskapazitäten



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Installiert (GW)	Referenz 2017	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Wind onshore	50,5	70,5	74,3	81,5	85,5	90,8
Wind offshore	5,4	10,8	20,0	17,0	17,0	23,2
Photovoltaik	42,4	73,3	72,9	91,3	104,5	97,4
Biomasse	7,6	7,3	6,0	6,0	6,0	4,6
Wasserkraft* ³	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung* ⁴	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	112,8	168,8	180,1	202,7	219,9	222,9

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Übersicht über die Szenarien



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

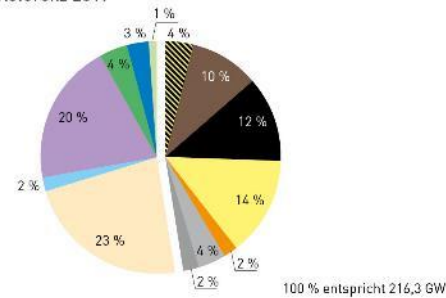
	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Konventionelle Kraftwerke	74,7 GW (22,9 GW Kohle)	73,2 GW (19,1 GW Kohle)	69,1 GW (17,1 GW Kohle)	72,8 GW (17,1 GW Kohle)
Installierte Leistung erneuerbarer Energien (gerundet)	180 GW (+40 GW) 20 GW Offshore 74 GW Onshore 73 GW PV	203 GW (+50 GW) 17 GW Offshore 82 GW Onshore 91 GW PV	220 GW (+50 GW) 17 GW Offshore 86 GW Onshore 105 GW PV	223 GW 23,2 GW Offshore 91 GW Onshore 97 GW PV
Nettostromverbrauch	512 TWh	544 TWh	577 TWh	549 TWh
Spitzenkappung Wind onshore/PV	Ja	Ja	Ja	Ja
Ausprägung der Sektorenkopplung	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Hoch
Anteil an Flexibilitätsoptionen und Speicher	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Hoch
Emissionsgrenze KW-Park	184 Mio. t CO ₂	184 Mio. t CO ₂	184 Mio. t CO ₂	127 Mio. t CO ₂

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

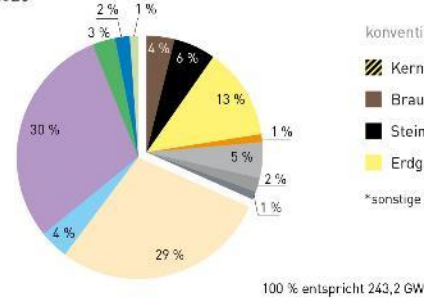
Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030



Referenz 2017



B 2025



konventionelle Erzeugung

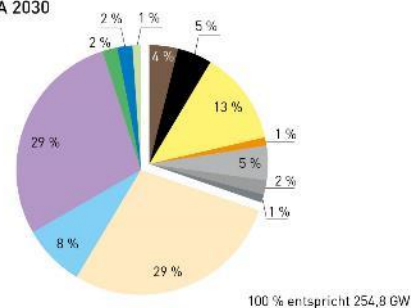


regenerative Erzeugung

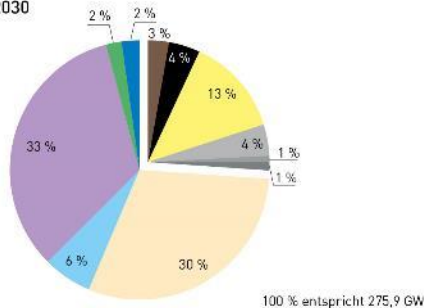


*sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall | **Speicherwasser, Laufwasser | ***sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

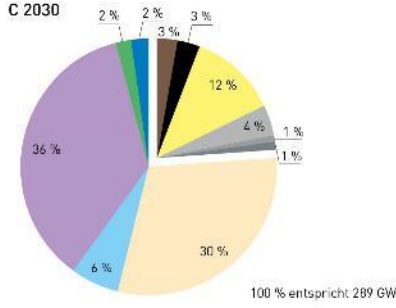
A 2030



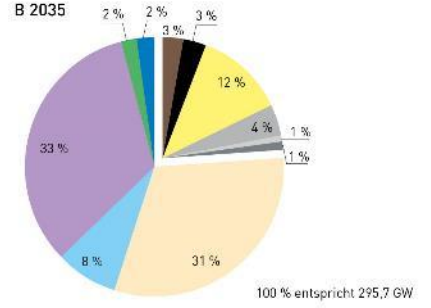
B 2030



C 2030



B 2035



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Ergebnisse der EE-Spitzenkappung



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
B 2025	2,6	0,8
A 2030	2,8	0,8
B 2030	3,1	1,0
C 2030	3,2	1,1
B 2035	3,4	1,0

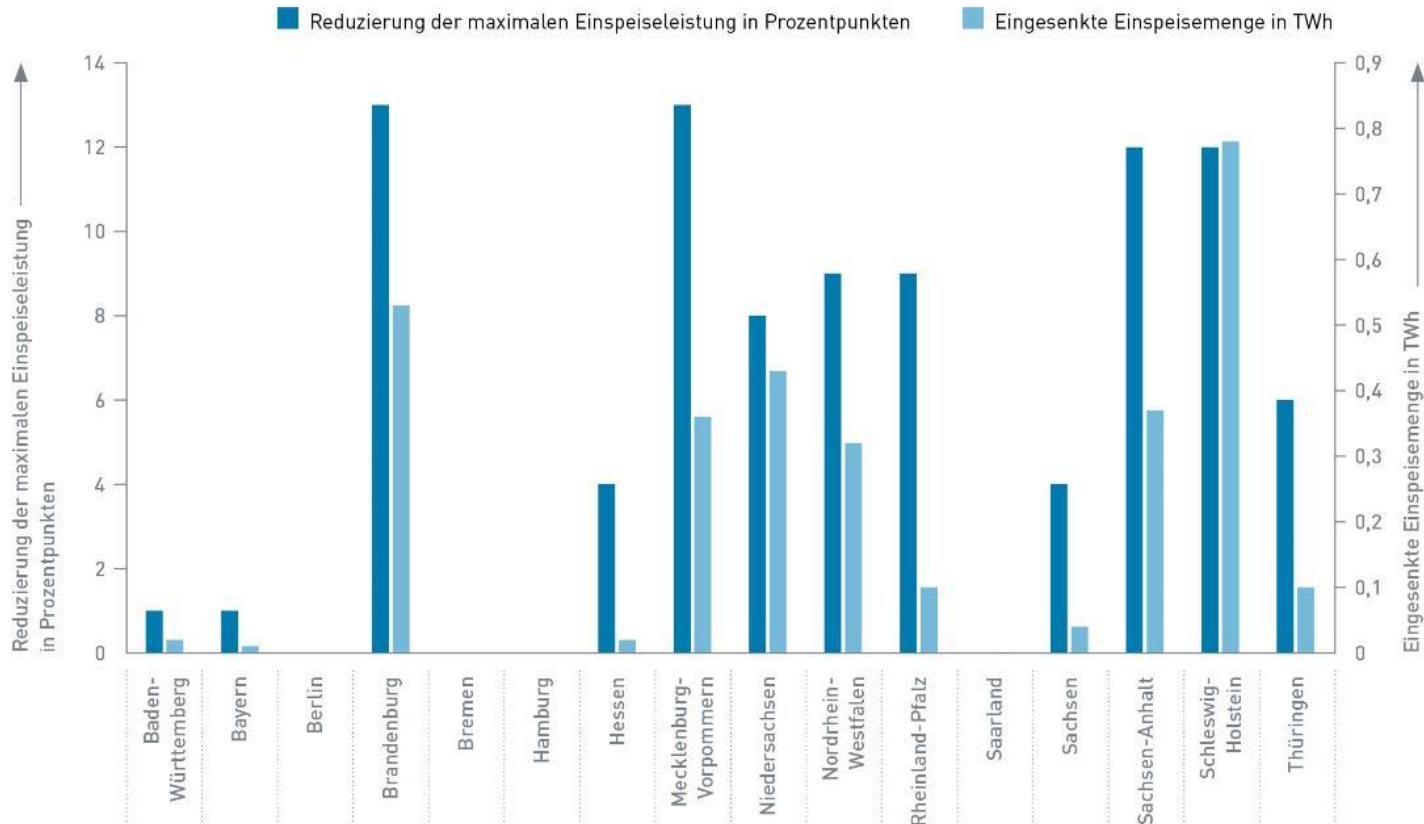
Eingesenkte Einspeisemengen Onshore-Windenergie und PV

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Spitzenkappung Wind onshore nach Bundesländern



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

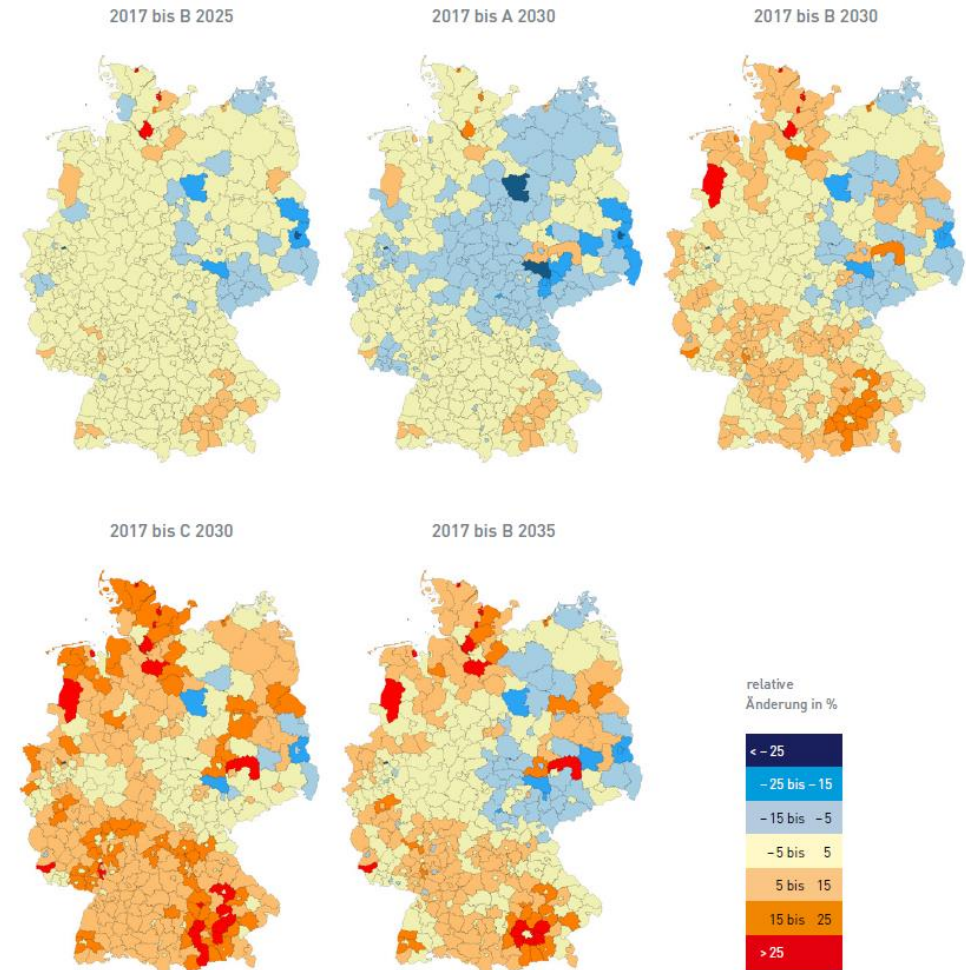
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

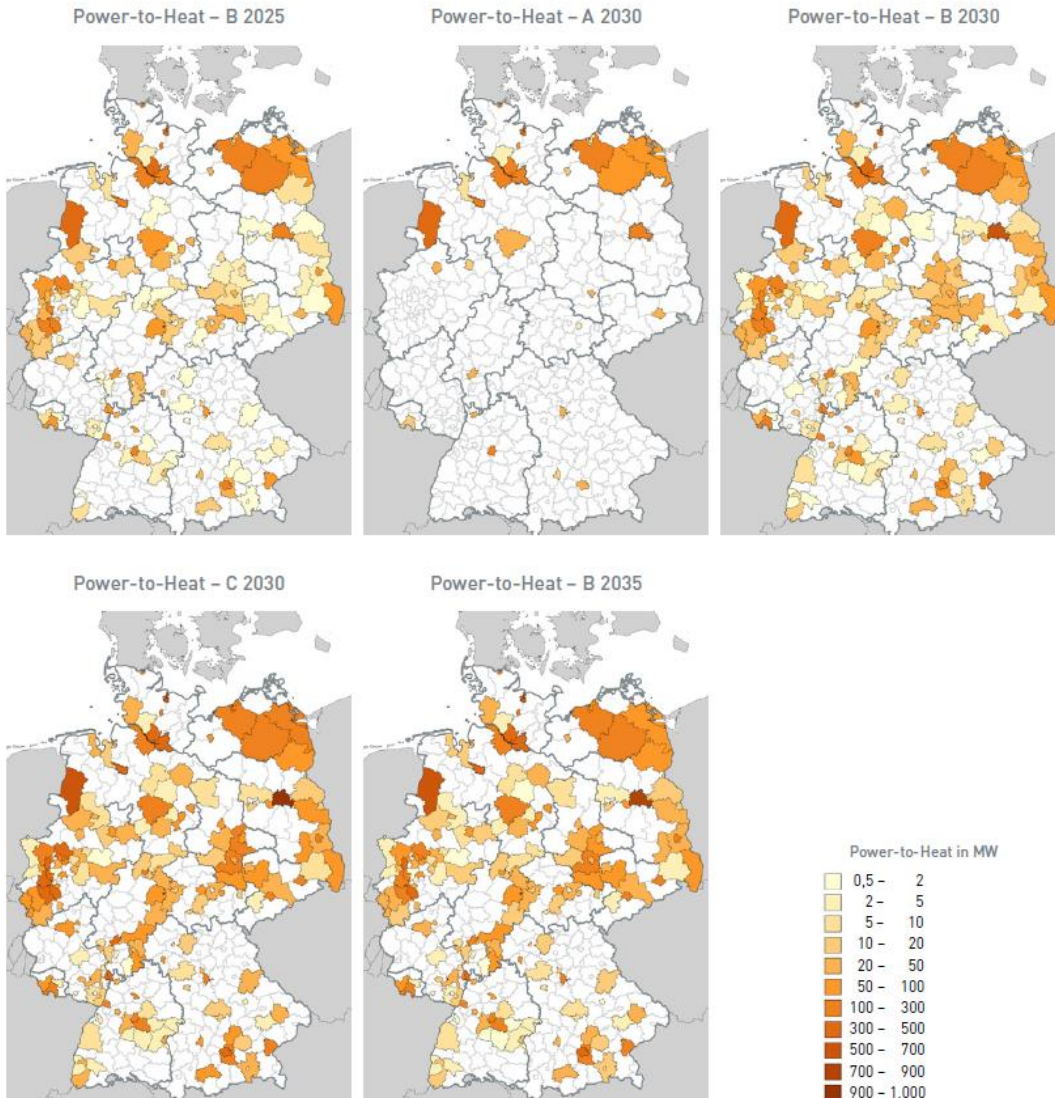
Veränderung der Nettostromnachfrage je LK incl. Sektorkopplung und PtG/PtH



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- **Höhere Nachfrage** in urbanen Regionen und angrenzenden Ballungsgebieten
- **Sinkende Nachfrage** im Großteil der Landkreise in den östlichen Bundesländern und eher ländlichen Regionen
- **Haupttreiber** der regionalen Stromnachfrage sind u.a. die angenommene **Bevölkerungsentwicklung** oder die regionale Durchdringung mit **E-Mobilität** und **Wärmepumpen** sowie Standorte mit **PtG-/PtH-Anlagen**





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland

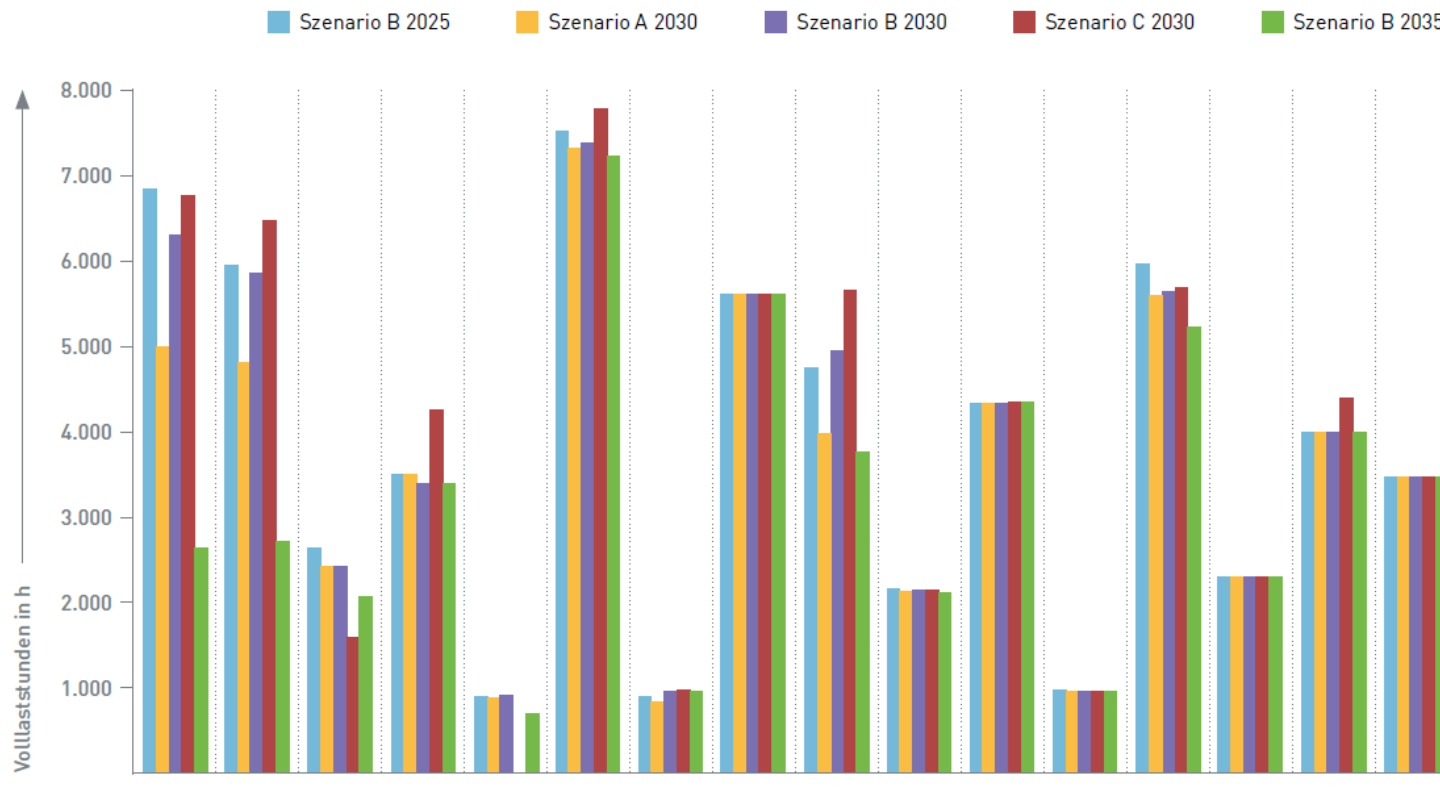
**Regionalisierung
und Einsatz von
Flexibilitätsoptionen, hier:
Power-to-Heat-Anlagen**

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Volllaststunden je Szenario



Abbildung 46: Vergleich der Volllaststunden je Szenario des NEP 2030 (2019)



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

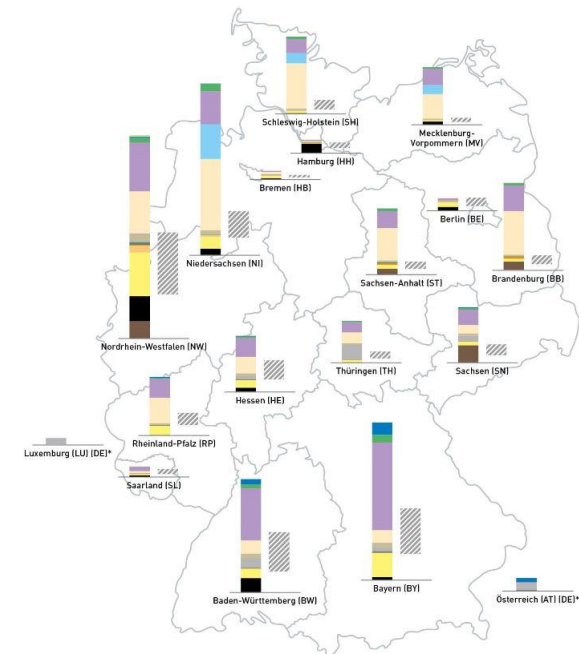
Installierte Leistungen je Bundesland

Szenario B 2025



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2025 (in GW)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicherwasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PIH
BW	0,0	2,8	1,9	0,0	0,1	0,1	1,9	1,0	0,0	2,6	0,0	10,4	0,8	1,0	0,0	4,1 – 11,9	0,3	0,0	0,5
BY	0,0	0,5	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	0,9	0,0	2,6	0,0	17,5	1,5	2,4	0,1	5,1 – 14,2	0,4	0,0	0,5
BE	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,5	0,1	0,0	0,2
BB	1,6	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	8,7	0,0	5,1	0,5	0,0	0,0	1,1 – 2,9	0,1	0,0	0,1
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,2
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,0	0,1	0,0	0,2
HE	0,0	0,7	1,6	0,0	0,0	0,1	0,6	0,5	0,0	3,3	0,0	3,8	0,3	0,1	0,0	2,4 – 6,2	0,2	0,0	0,1
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,0	1,8	3,2	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,3	0,0	0,0	0,4
NI	0,0	1,2	2,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,7	0,0	14,3	6,9	6,6	1,4	0,1	0,0	3,4 – 8,7	0,4	0,1	0,8
NW	3,3	5,0	8,8	1,3	0,2	0,5	0,3	1,3	0,2	8,4	0,0	9,8	0,9	0,2	0,4	8,7 – 21,1	0,8	0,1	1,3
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	5,2	0,0	3,8	0,2	0,2	0,0	2,0 – 4,4	0,2	0,0	0,1
SL	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,5	0,1	0,0	0,1
SN	3,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1	0,4	0,0	1,8	0,0	3,1	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,6	0,1	0,0	0,1
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,3	0,0	6,4	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0	1,0 – 2,5	0,1	0,1	0,1
SH	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	9,0	2,1	2,8	0,5	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,0	1,0
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,2	0,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,2	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	9,4	13,5	26,5	2,0	0,9	1,7	11,0	6,8	0,4	70,5	10,8	73,3	7,6	5,1	0,6	34,4 – 88,2	3,0	0,5	5,8



* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas /-Heat.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

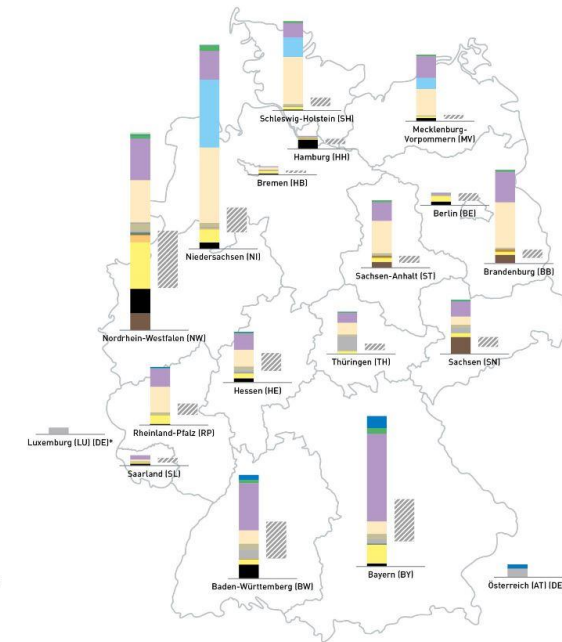
Installierte Leistungen je Bundesland

Szenario A 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

A 2030 (in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Lauf- und Speicher- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,8	1,0	0,0	0,1	0,1	1,9	1,1	0,0	2,8	0,0	9,6	0,7	1,0	0,0	4,0 – 11,5	0,2	0,0	0,2
BY	0,0	0,5	3,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	17,9	1,2	2,4	0,1	5,0 – 13,6	0,3	0,1	0,1
BE	0,0	0,7	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,4	0,0	0,0	0,1
BB	1,6	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	9,3	0,0	6,3	0,4	0,0	0,0	1,1 – 2,7	0,1	0,1	0,0
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,2
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0	0,1	0,0	0,2
HE	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,4	0,0	3,3	0,2	0,1	0,0	2,3 – 5,9	0,1	0,0	0,0
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,4	2,2	4,5	0,3	0,0	0,0	0,4 – 1,2	0,0	0,0	0,3
NI	0,0	1,2	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	15,4	13,8	5,9	1,1	0,1	0,0	3,3 – 8,3	0,2	0,2	0,5
NW	3,3	5,0	9,5	1,3	0,2	0,5	0,3	1,5	0,2	8,6	0,0	8,5	0,7	0,2	0,4	8,5 – 20,2	0,6	0,3	0,0
RP	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	5,3	0,0	3,7	0,1	0,2	0,0	1,9 – 4,2	0,1	0,1	0,0
SL	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,5	0,0	0,0	0,0
SN	3,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	3,1	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,4	0,1	0,1	0,0
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	6,6	0,0	3,8	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,3	0,1	0,1	0,0
SH	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	9,6	4,0	2,9	0,4	0,0	0,0	0,8 – 2,6	0,1	0,1	0,7
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,4	0,0	2,0	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	9,4	13,5	25,5	2,0	0,9	1,7	11,0	8,3	0,4	74,3	20,0	72,9	6,0	5,1	0,6	33,5 – 84,4	2,0	1,0	2,5



* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

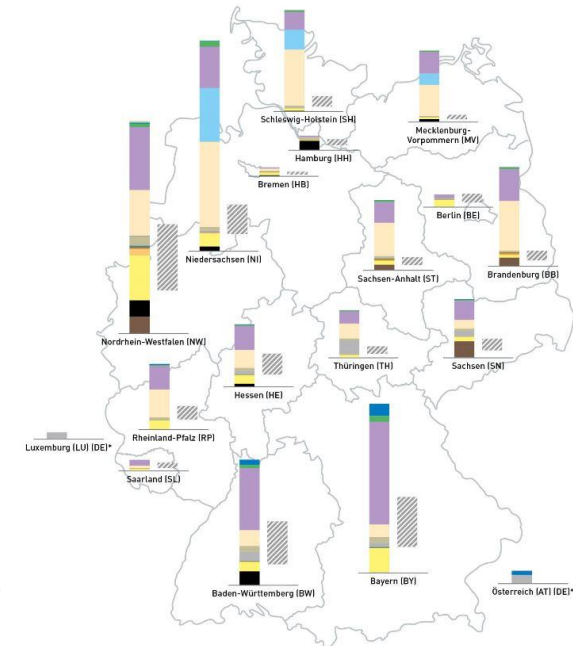
Installierte Leistungen je Bundesland

Szenario B 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2030 (in GW)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicherwasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,7	1,9	0,0	0,1	0,1	1,9	1,1	0,0	3,2	0,0	12,5	0,7	1,0	0,0	4,1 – 12,8	0,4	0,0	0,8
BY	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	20,7	1,2	2,4	0,1	5,2 – 15,2	0,5	0,1	0,8
BE	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,0	0,6
BB	1,6	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,0	0,0	6,5	0,4	0,0	0,0	1,1 – 3,0	0,1	0,1	0,2
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,3
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,1	0,1	0,0	0,3
HE	0,0	0,5	1,8	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,6	0,0	4,9	0,2	0,1	0,0	2,4 – 6,6	0,2	0,0	0,4
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	6,3	2,3	4,4	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,4	0,0	0,1	0,5
NI	0,0	0,9	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	17,1	10,8	8,4	1,1	0,1	0,0	3,4 – 9,3	0,5	0,3	1,1
NW	3,3	3,3	9,0	1,3	0,2	0,5	0,3	1,5	0,2	9,2	0,0	12,7	0,7	0,2	0,4	8,6 – 22,0	1,1	0,6	2,0
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	5,7	0,0	4,8	0,1	0,2	0,0	2,0 – 4,7	0,2	0,1	0,2
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,1	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,2
SN	3,3	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	3,8	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,7	0,1	0,1	0,3
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	6,7	0,0	4,2	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,6	0,1	0,2	0,2
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	11,3	4,0	3,6	0,4	0,0	0,0	0,9 – 3,0	0,1	0,1	1,1
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	3,0	0,0	2,5	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,2	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	9,3	9,8	27,8	2,0	0,9	1,7	11,0	8,3	0,3	81,5	17,0	91,3	6,0	5,1	0,6	34,2 – 93,2	4,0	2,0	9,1



* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

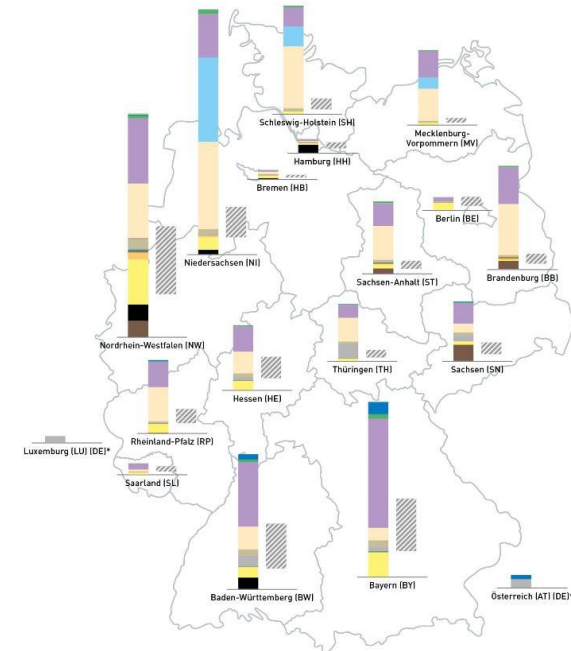
Installierte Leistungen je Bundesland

Szenario B 2035



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2035 (in GW)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicherwasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,3	2,1	0,0	0,0	0,1	2,1	1,3	0,0	4,6	0,0	13,0	0,5	1,0	0,0	4,1 – 13,1	0,6	0,0	1,1
BY	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,3	0,0	2,6	0,0	22,0	0,9	2,4	0,1	5,2 – 15,6	0,7	0,2	1,2
BE	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,6	0,1	0,0	0,8
BB	1,6	0,0	0,3	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,3	0,0	7,4	0,3	0,0	0,0	1,1 – 3,1	0,2	0,2	0,4
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,1	0,0	0,3
HH	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,1	0,2	0,1	0,4
HE	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	4,4	0,0	5,1	0,2	0,1	0,0	2,4 – 6,7	0,3	0,0	0,6
MV	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	6,5	2,2	5,3	0,2	0,0	0,0	0,4 – 1,3	0,0	0,1	0,6
NI	0,0	0,9	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	1,0	0,0	17,6	17,0	8,7	0,9	0,1	0,0	3,4 – 9,5	0,6	0,5	1,3
NW	3,2	3,3	9,1	1,3	0,1	0,5	0,3	1,8	0,2	11,0	0,0	13,1	0,5	0,2	0,4	8,6 – 22,2	1,4	0,9	2,8
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	6,9	0,0	5,1	0,1	0,2	0,0	2,0 – 4,8	0,3	0,2	0,4
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,2	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,2
SN	3,3	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,6	0,0	1,8	0,0	4,1	0,2	0,1	0,0	1,4 – 3,7	0,2	0,2	0,5
ST	1,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5	0,0	6,8	0,0	4,6	0,3	0,0	0,0	0,9 – 2,5	0,2	0,4	0,5
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	12,5	4,0	3,9	0,3	0,0	0,0	0,9 – 3,1	0,2	0,2	1,3
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,4	0,0	4,8	0,0	2,6	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,2	0,1	0,0	0,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	9,0	8,1	28,0	2,0	0,5	1,7	11,3	9,8	0,3	90,8	23,2	97,4	4,6	5,1	0,6	33,9 – 94,8	5,0	3,0	12,6



* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

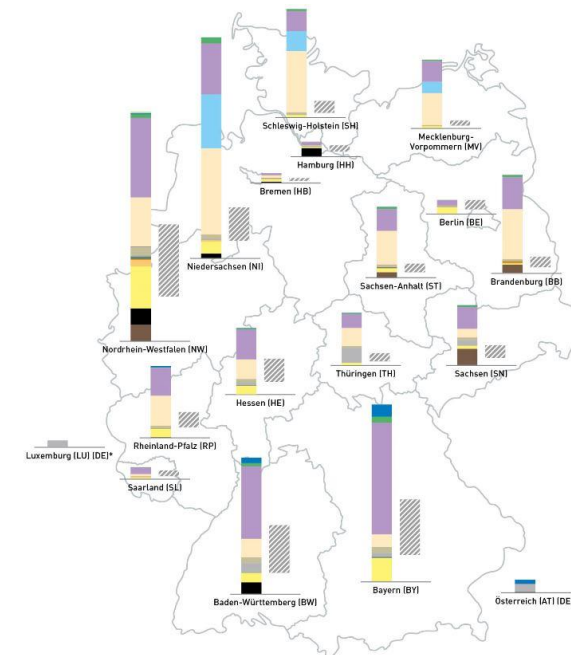
Installierte Leistungen je Bundesland

Szenario C 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

C 2030 (in GW)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicherwasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PIG	PTH
BW	0,0	2,3	1,9	0,0	0,0	0,1	1,9	1,1	0,0	3,7	0,0	14,6	0,7	1,0	0,0	4,2 – 13,8	0,7	0,0	1,5
BY	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	22,4	1,2	2,4	0,1	5,3 – 16,4	0,8	0,2	1,6
BE	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,0	1,0
BB	1,6	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,1	0,0	6,5	0,4	0,0	0,0	1,1 – 3,3	0,2	0,2	0,5
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9	0,1	0,0	0,3
HH	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,2	0,2	0,1	0,5
HE	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,9	0,0	6,0	0,2	0,1	0,0	2,5 – 7,1	0,4	0,0	0,8
MV	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	6,4	2,2	4,2	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,5	0,0	0,1	0,7
NI	0,0	0,9	2,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	17,3	10,8	10,2	1,1	0,1	0,0	3,5 – 10,1	0,7	0,5	1,6
NW	3,2	3,3	8,4	1,3	0,1	0,5	0,3	1,5	0,2	9,8	0,0	16,0	0,7	0,2	0,4	8,9 – 23,3	1,7	0,9	3,9
RP	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	6,1	0,0	5,6	0,1	0,2	0,0	2,0 – 5,1	0,4	0,2	0,5
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,3	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,3
SN	3,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	4,4	0,3	0,1	0,0	1,4 – 4,0	0,2	0,2	0,6
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	6,7	0,0	4,4	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,7	0,2	0,4	0,6
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	12,3	4,0	4,0	0,4	0,0	0,0	0,9 – 3,3	0,2	0,2	1,4
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	3,7	0,0	2,8	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,4	0,1	0,0	0,3
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	9,0	8,1	26,0	2,0	0,5	1,7	11,0	8,3	0,3	85,5	17,0	104,5	6,0	5,1	0,6	35,1 – 100,2	6,0	3,0	16,1

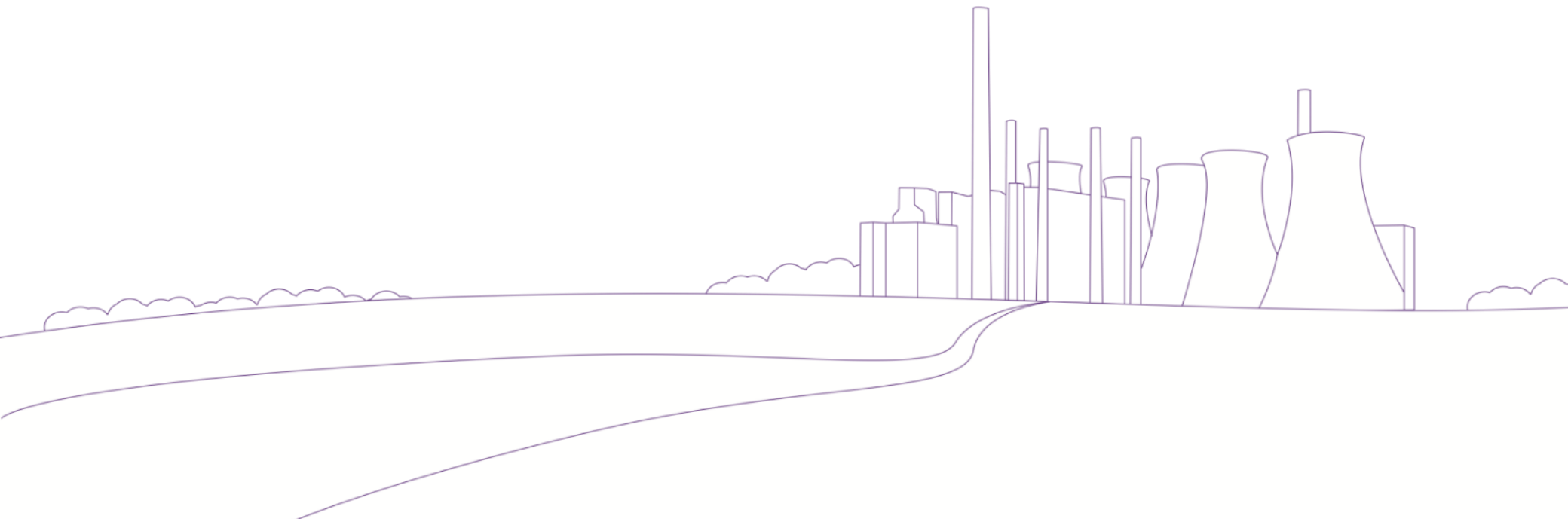


* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Ausstieg aus der Kohleverstromung



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Ergebnisse der WSB-Kommission vs. Kapazitäten im NEP-Szenariorahmen



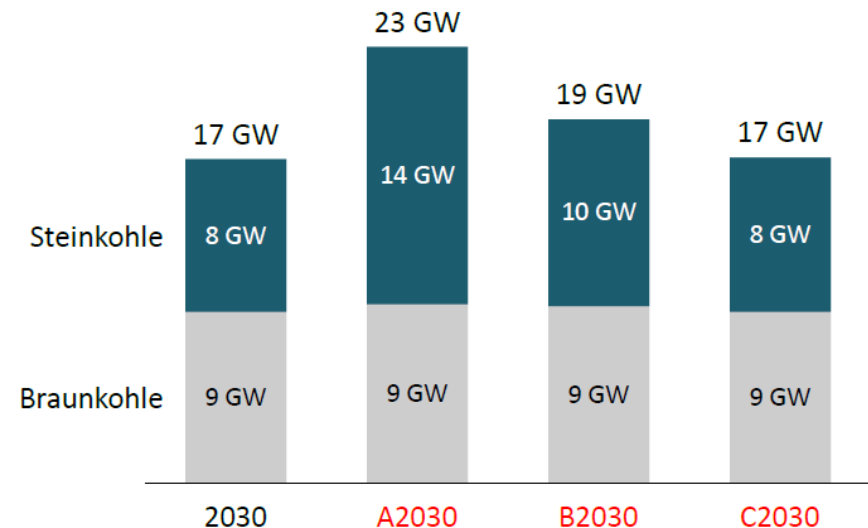
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- **Empfehlungen WSB-Kommission zu Kohlekapazitäten:**

- **17 GW Kohlekapazitäten in 2030**
(8 GW SK, 9 GW BK) und **0-17 GW in 2035**

- **Kapazitäten im NEP-Szenariorahmen**

- **A 2030: 22,9 GW** (13,5 GW SK, 9,4 GW BK)
- **B 2030: 19,1 GW** (9,8 GW SK, 9,3 GW BK)
- **C 2030: 17,1 GW** (8,1 GW SK, 9,0 GW BK)
- **B 2035: 17,1 GW** (8,1 GW SK, 9,0 GW BK)



Zahlen gerundet

→ Fazit:

- Kapazitäten in **B 2030** in etwa kompatibel mit WSB-Kommission
- Kapazitäten in **C 2030** nahezu identisch mit WSB-Kommission
- Kapazitäten in **B 2035** spiegeln obere Grenze der Bandbreite der Kohlekapazität wieder
- Für zweiten NEP-Entwurf betrachtete Sensitivität „**B 2035 – Kohleausstieg**“ bestätigt Nachhaltigkeit der Netzmaßnahmen auch bei 0 GW Kohlekapazität.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“



- Zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) betrachtete **Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“** soll sicherstellen, dass die für 2030 sowie für 2035 identifizierten Netzmaßnahmen **auch im Fall eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich** sind
- Die Sensitivität **basiert in weiten Teilen auf Szenario B 2035**. Analog zum Vorgehen im NEP wurde die wegfallende Leistung von KWK-fähigen Kohlekraftwerken durch erdgasbasierte innovative KWK-Systeme ersetzt (+ 1,1 GW).

Ergebnis der Marktsimulation:

- Nettostromexport sinkt gegenüber B 2035 von 35,9 auf 19 TWh: weniger Export nach Süd-/Westeuropa, mehr Import aus Nord-/Osteuropa
- + 24 TWh zusätzliche Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken
- Dumped Energy sinkt von 6,1 auf 4,4 TWh → bessere EE-Integration
- CO₂-Obergrenze wird ohne CO₂-Aufschlag eingehalten (96,1 statt 127 Mio. t)

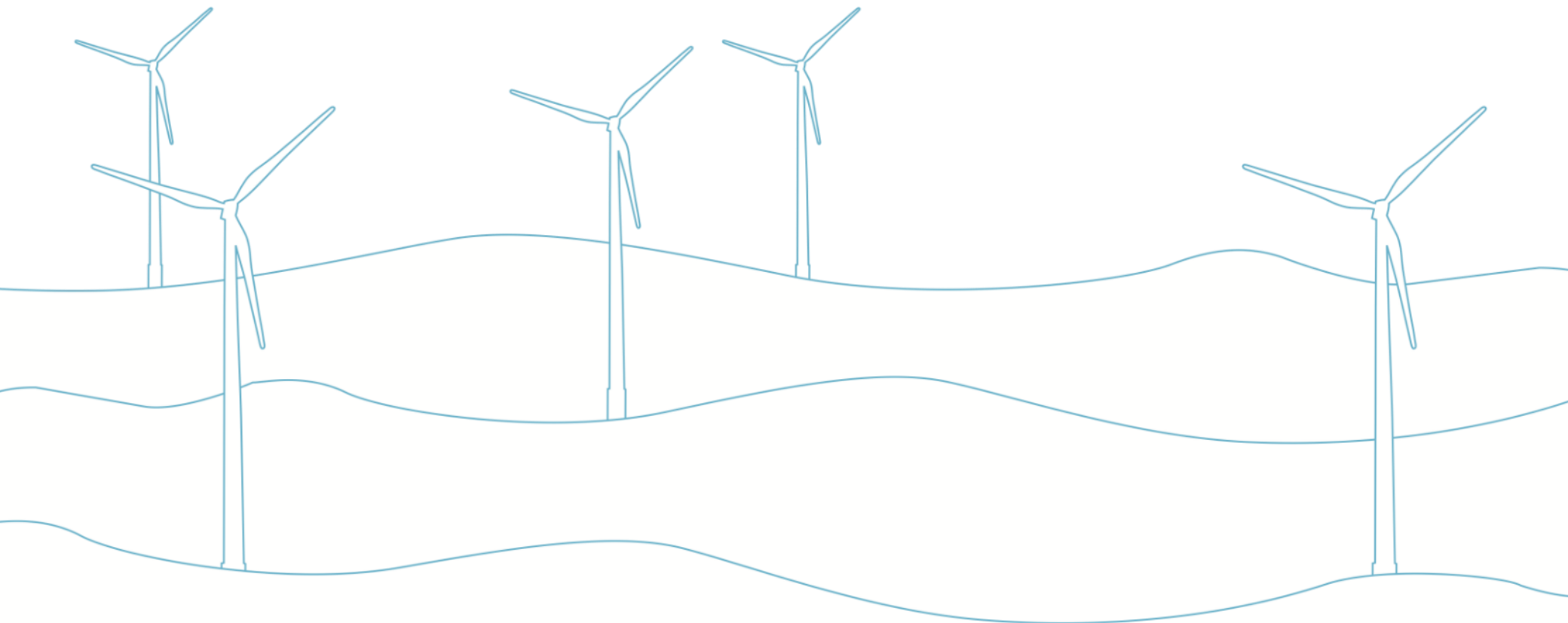
Ergebnis der Netzanalysen:

- Überregionaler Netzausbaubedarf aus B 2035 auch ohne Kohlekraftwerke erforderlich → identifizierte Netzmaßnahmen sind robust
- Redispatch mit Netzmaßnahmen von B 2035 steigt von 2,6 auf 3,3 TWh an



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Offshore-Netzausbaubedarf



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs



- Die bisher im **O-NEP** getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im **NEP** und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan (**FEP**) des BSH getroffenen Festlegungen abgelöst.
- Damit bilden NEP und FEP zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.
- Der Szenariorahmen sieht abweichend vom FEP-Entwurf sowie vom EEG einen Ausbau der Offshore-Windenergie in Höhe von **17 GW** in den Szenarien **B 2030** und **C 2030**, von **20 GW** im Szenario **A 2030** sowie von **23,2 GW** im Szenario **B 2035** vor. Der Zubau findet dabei fast ausschließlich in der Nordsee statt.

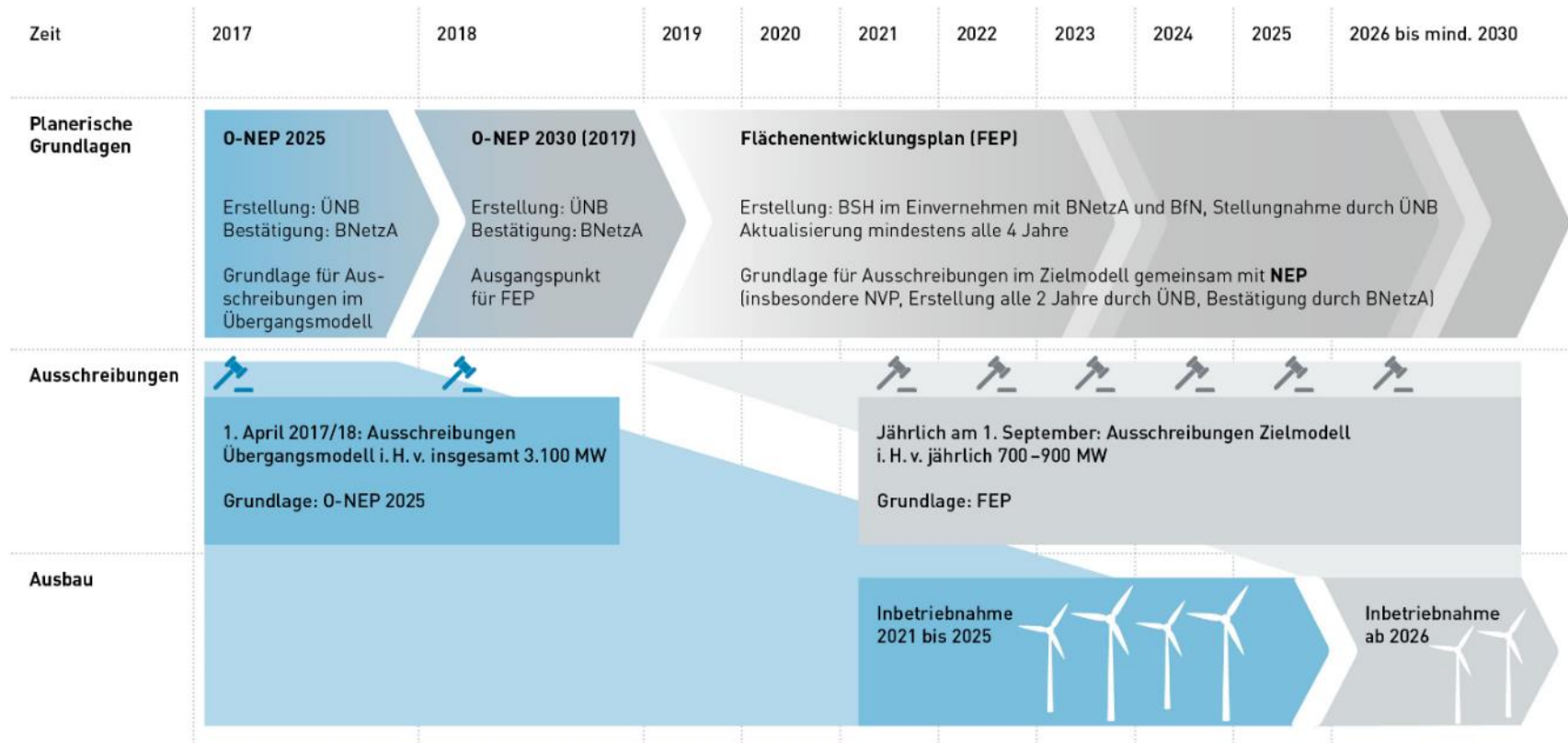
Gebiet	B 2030 / C 2030	A 2030	B 2035
Nordsee	14,8 GW	17,8 GW	21,0 GW
Ostsee	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW
Gesamt	17,0 GW	20,0 GW	23,2 GW

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Übergang vom Offshore-Netzentwicklungsplan zum Flächenentwicklungsplan



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Termin Ausschreibung Übergangsmodell für Inbetriebnahme 2021 bis 2025



Termin Ausschreibung Zielmodell für Inbetriebnahme ab 2026

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Start-Offshorenetz Nordsee und Ostsee



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Übertragungskapazität

Start-Offshorenetz

11,7 GW

→ davon Nordsee

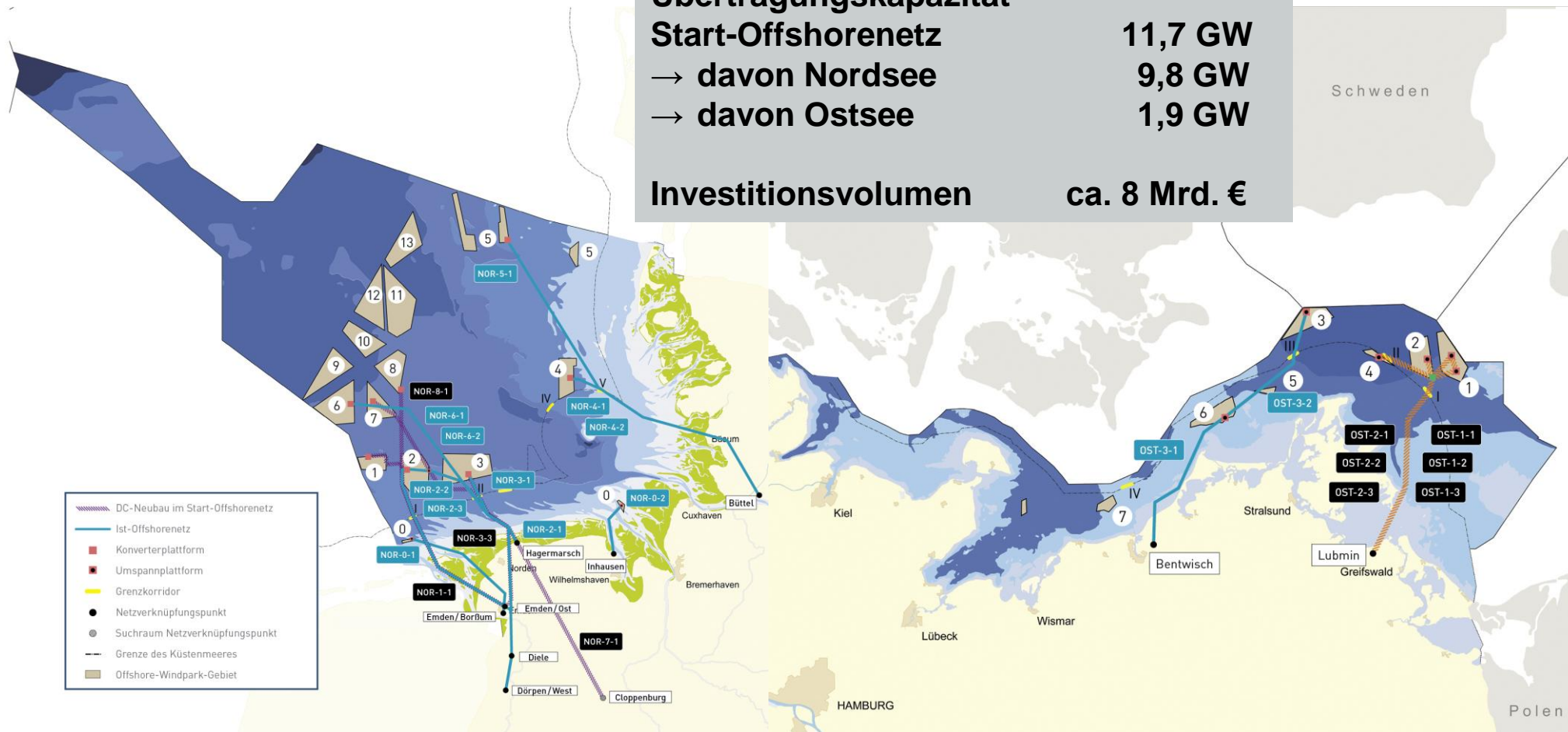
9,8 GW

→ davon Ostsee

1,9 GW

Investitionsvolumen

ca. 8 Mrd. €



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Nordsee

Szenario B 2030 und C 2030

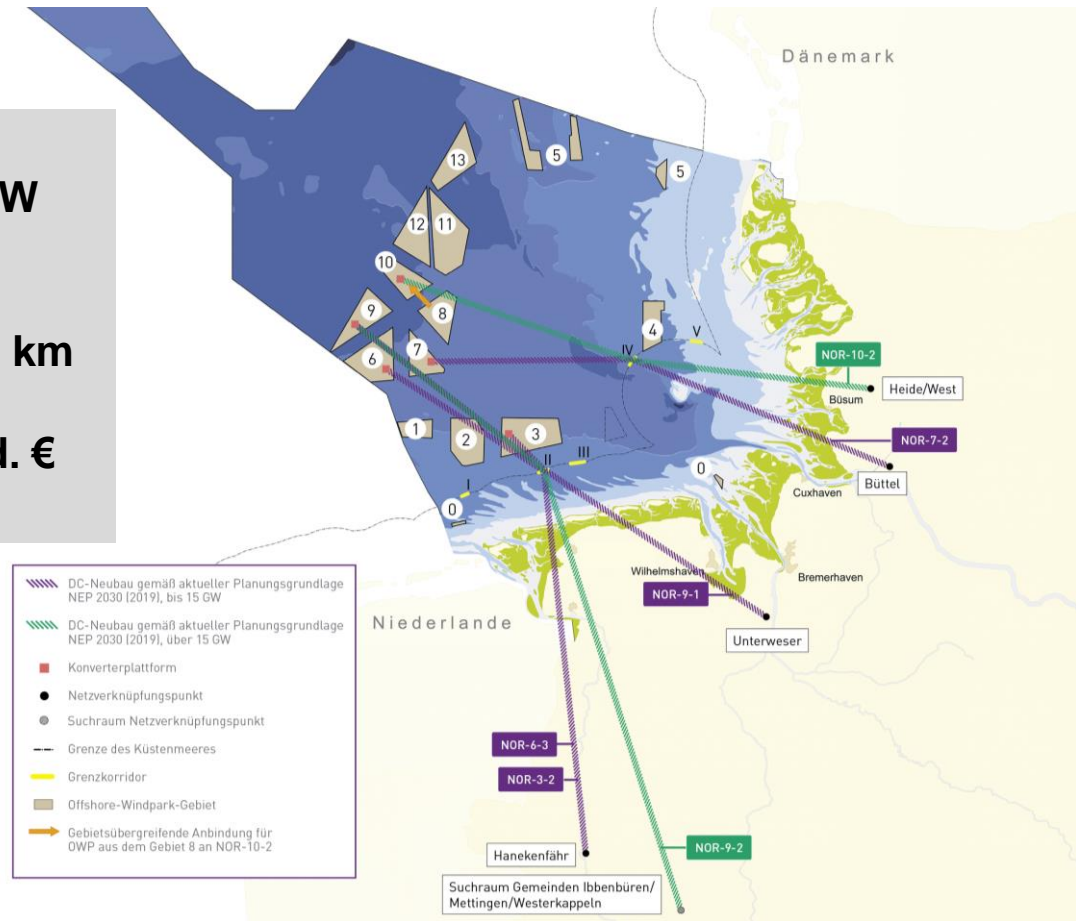


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

**Übertragungskapazität
Zubau-Offshorenetz (Nordsee) 5,8 GW**

**Gesamtlänge des Zubau-
Offshorenetzes (Nordsee) 1.756 km**

**geschätzte Investitionen
Zubau-Offshorenetz (Nordsee) 9 Mrd. €**



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Nordsee

Szenario B 2030 und C 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Projekt	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr	2023	2028
NOR-6-3	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BoWin4)	Hanekenfähr	2024	2029
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BoWin6)	Büttel	2022	2027
NOR-9-1	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BaWin1)	Unterweser	2024	2029
NOR-9-2	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BaWin2)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	nach 2025	nach 2030
NOR-10-2	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BaWin3)	Heide / West	2025	2030

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Nordsee

Szenario A 2030

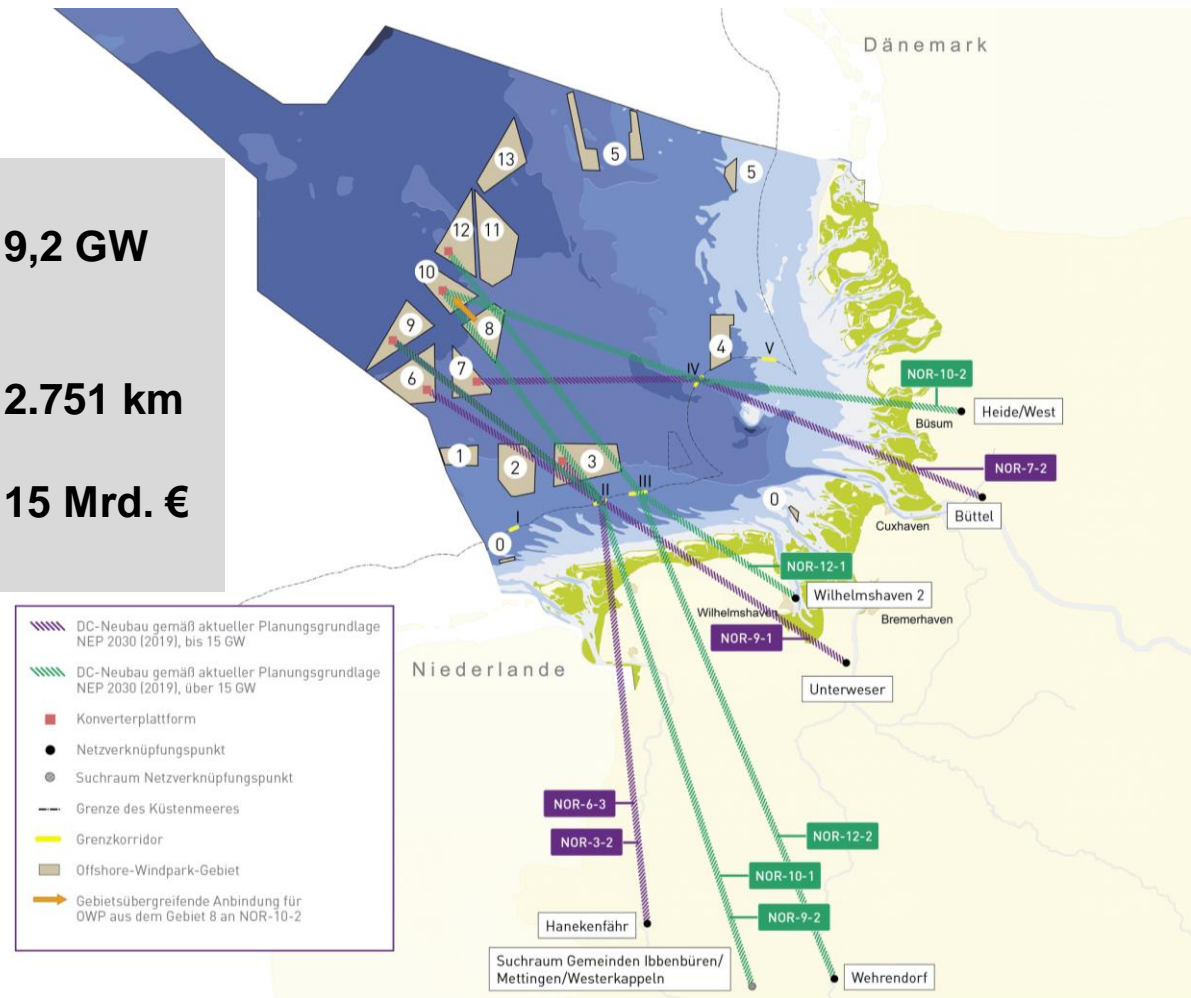


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

**Übertragungskapazität
Zubau-Offshorenetz (Nordsee) 9,2 GW**

**Gesamtlänge des Zubau-
Offshorenetzes (Nordsee) 2.751 km**

**geschätzte Investitionen
Zubau-Offshorenetz (Nordsee) 15 Mrd. €**



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Nordsee

Szenario A 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Projekt	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr	2023	2028
NOR-6-3	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BoWin4)	Hanekenfähr	2024	2029
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BoWin6)	Büttel	2022	2027
NOR-9-1	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BaWin1)	Unterweser	2023	2028
NOR-9-2	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BaWin2)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	nach 2025	nach 2030
NOR-10-1	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BaWin4)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	nach 2025	nach 2030
NOR-10-2	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BaWin3)	Heide / West	2024	2029
NOR-12-1	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LaWin1)	Wilhelmshaven 2	2025	2030
NOR-12-2	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LaWin2)	Wehrendorf	nach 2025	nach 2030

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Nordsee

Szenario B 2035

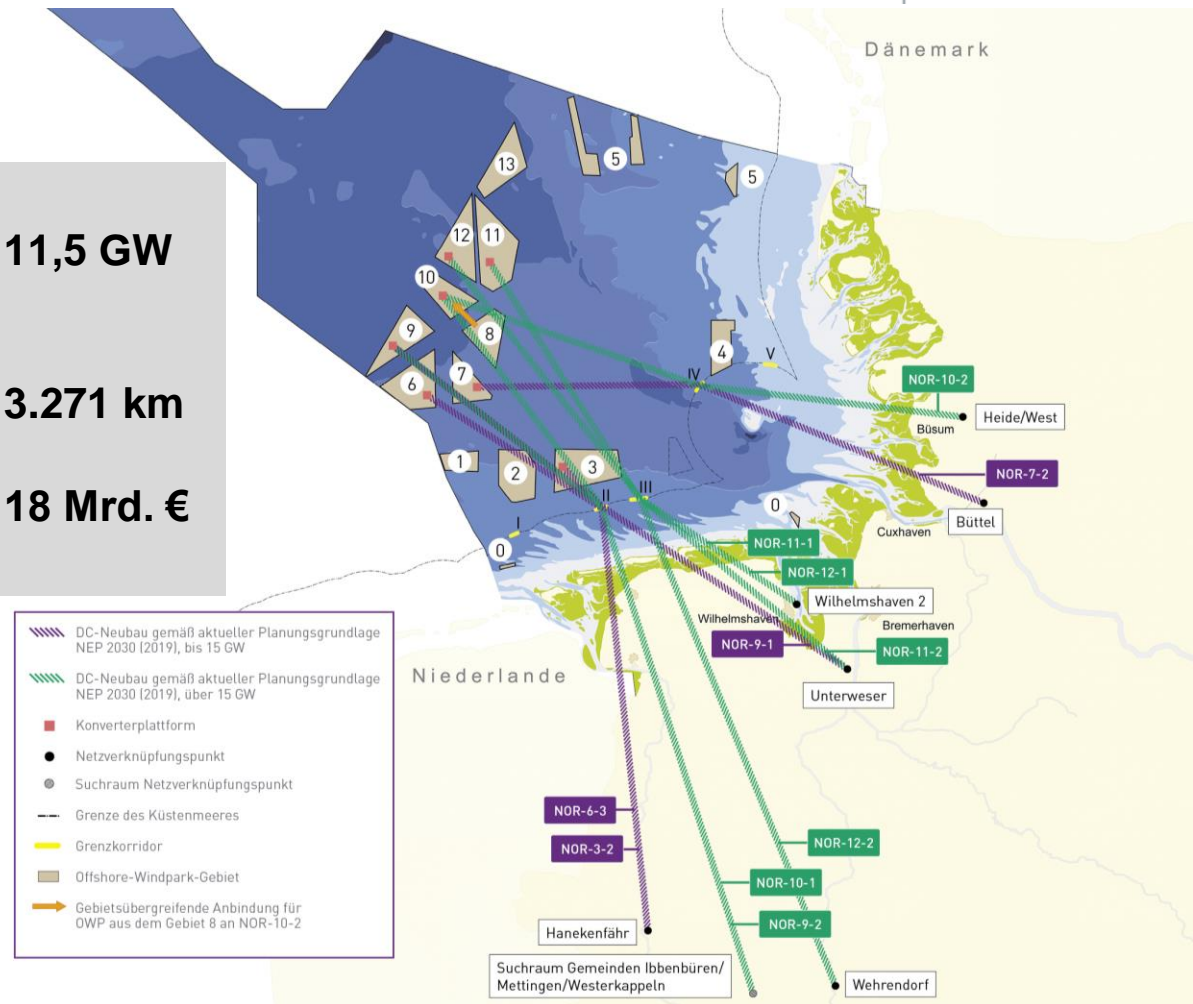


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

**Übertragungskapazität
Zubau-Offshorenetz (Nordsee) 11,5 GW**

**Gesamtlänge des Zubau-
Offshorenetzes (Nordsee) 3.271 km**

**geschätzte Investitionen
Zubau-Offshorenetz (Nordsee) 18 Mrd. €**



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Nordsee

Szenario B 2035



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Projekt	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoIWin4)	Hanekenfähr	2023	2028
NOR-6-3	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	2024	2029
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	2022	2027
NOR-9-1	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	2024	2029
NOR-9-2	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	nach 2025	nach 2030
NOR-10-1	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	nach 2025	nach 2030
NOR-10-2	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	Heide / West	2025	2030
NOR-11-1	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Wilhelmshaven 2	2029	2034
NOR-11-2	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Unterweser	2030	2035
NOR-12-1	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wilhelmshaven 2	2027	2032
NOR-12-2	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Wehrendorf	nach 2025	nach 2030

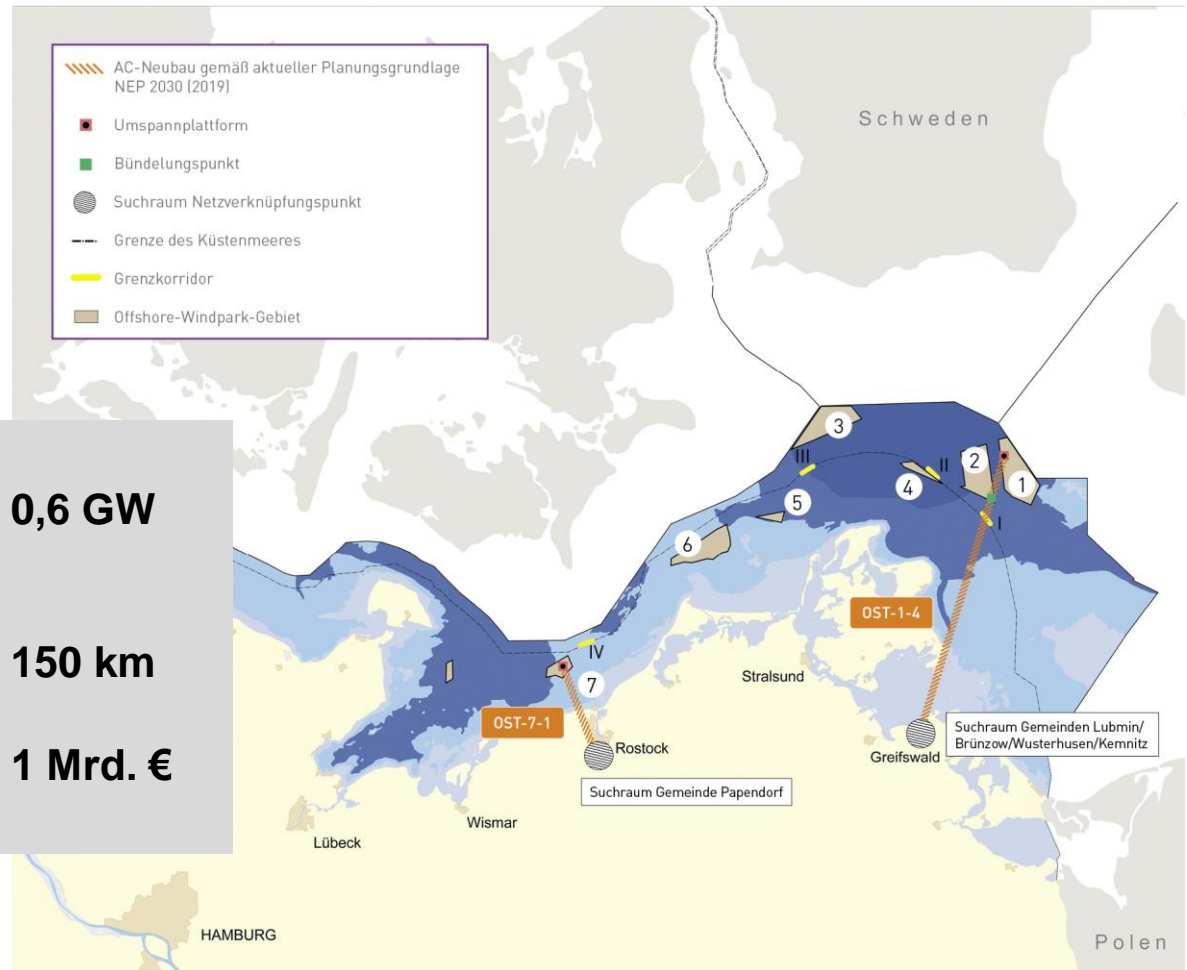
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Ostsee

Szenario A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Übertragungskapazität Zubau-Offshorenetz (Ostsee)	0,6 GW
Gesamtlänge des Zubau- Offshorenetzes (Ostsee)	150 km
geschätzte Investitionen Zubau-Offshorenetz (Ostsee)	1 Mrd. €

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Das Zubau-Offshorenetz der Ostsee

Szenario A 2030, B 2030, C 2030, B 2035



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

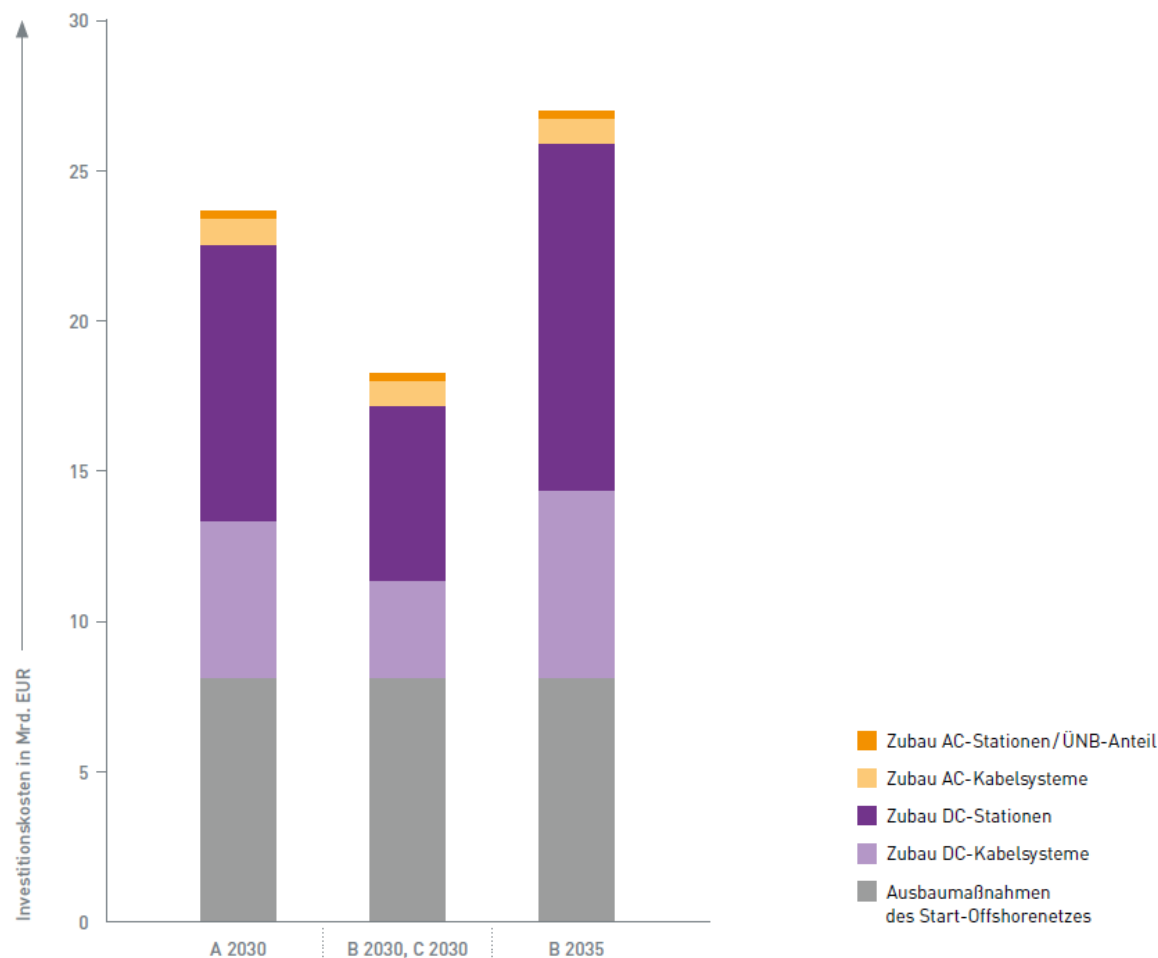
Projekt	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
OST-1-4	AC-Verbindung OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin / Brünzow / Wusterhusen / Kemnitz	2023	2026
OST-7-1	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	Suchraum Gemeinde Papendorf	2026	2029

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Geschätzte Investitionskosten Offshore



Abbildung 32: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2030 (2019)



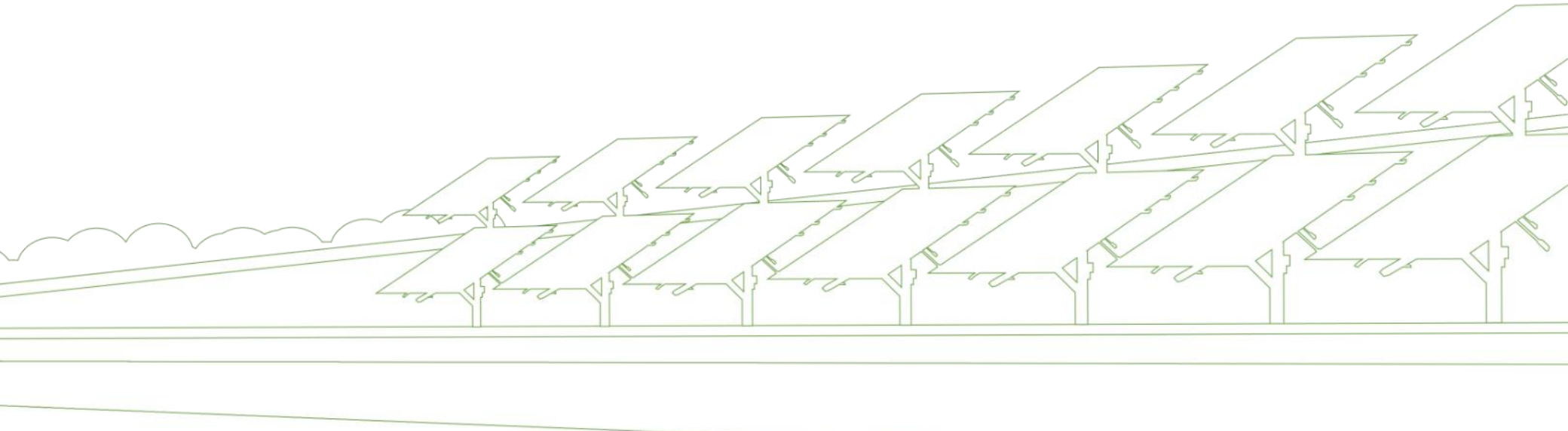


- 50Hertz hat in einer **Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee** die Auswirkungen einer Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie um rund **1 GW** aus leicht erschließbaren Flächen im Küstenmeer der Ostsee untersucht.
- Die Ergebnisse zeigen, dass eine Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee gegenüber der Annahme im Szenariorahmen ohne weitere neue Onshore-Netzprojekte **durch die bereits geplante Netzinfrastruktur aufgenommen werden kann**.
- Dadurch ergibt sich eine **zusätzliche Flexibilität** beim politischen Ausbauziel für die Offshore-Windenergie in 2030 in einer **Bandbreite von 17 bis 20 GW**.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Ergebnisse der Marktsimulationen



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Ergebnisse der Marktsimulation (I)



- Die Marktsimulationen zum NEP 2030 (2019) verdeutlichen die **weiter fortschreitende Transformation des Energiesektors** in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien
- **Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix** in allen Szenarien. Mit 55 % in 2025 bis 70 % in 2035 weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung auf.
- Das im **Koalitionsvertrag** formulierte Ziel eines **EE-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch** wird in **allen Szenarien für 2030 erreicht** – und mit rund 67 – 68 % sogar leicht übertroffen. Im Szenario B 2035 steigt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 73,7 % an.
- Die steigende **Flexibilisierung von KWK-Anlagen** und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von EE-Stromerzeugung, welche nicht mehr integriert werden kann.
- In den **Szenarien mit dem Zieljahr 2030** steigt die sog. **Dumped Energy** (= Erzeugung ohne korrespondierenden Verbrauch) gegenüber dem NEP 2030 (2017) signifikant an, ist im Verhältnis zur gesamten EE-Erzeugung mit 2 – 4,5 TWh aber immer noch gering.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Ergebnisse der Marktsimulation (II)



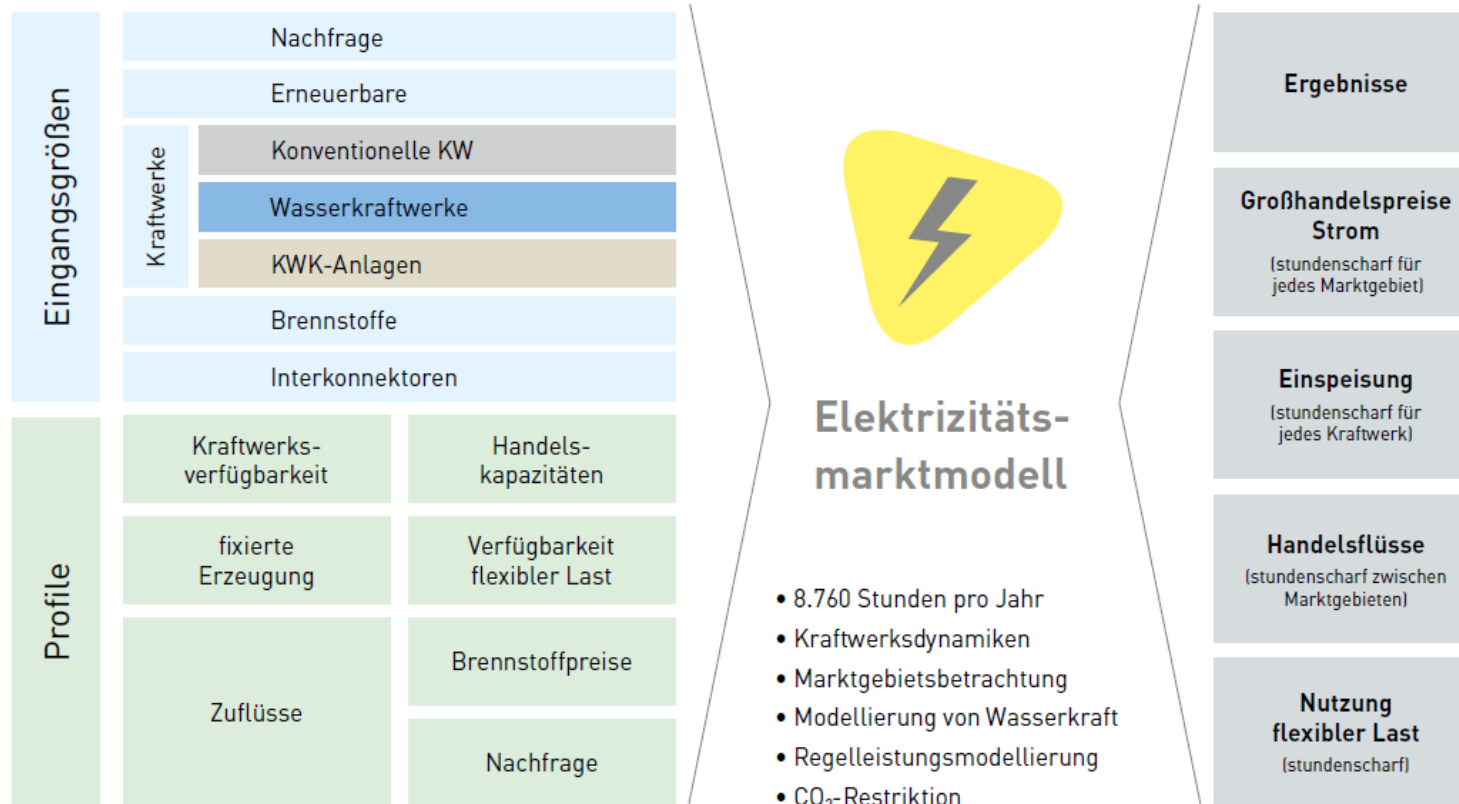
- Die **Volllaststunden der thermischen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien bei allen Energieträgern deutlich**. Gründe für die Unterschiede sind u. a. die vollständige Flexibilisierung der thermischen Erzeugungsanlagen im Szenario C 2030 sowie die Aufschläge auf die CO₂-Preise in A 2030 und B 2035. Die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke liegen in allen Szenarien deutlich unter denen im NEP 2030 (2017).
- Eine **zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises** in Deutschland zur Erreichung der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist **nur in den Szenarien A 2030 (+10 €/t CO₂) und B 2035 (+28 €/t CO₂) notwendig**. In den übrigen Szenarien wird die Emissionsobergrenze in der Marktsimulation ohne weitere Aufschläge auf den europaweiten CO₂-Preis eingehalten.
- **In allen Szenarien ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle zu beobachten**. Während in Nord- und Ostdeutschland die überwiegend erneuerbare Erzeugung die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte übertrifft, herrscht in Süd- und Westdeutschland ein Erzeugungsdefizit. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte der jährlichen Stromnachfrage müssen in diesen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt werden.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



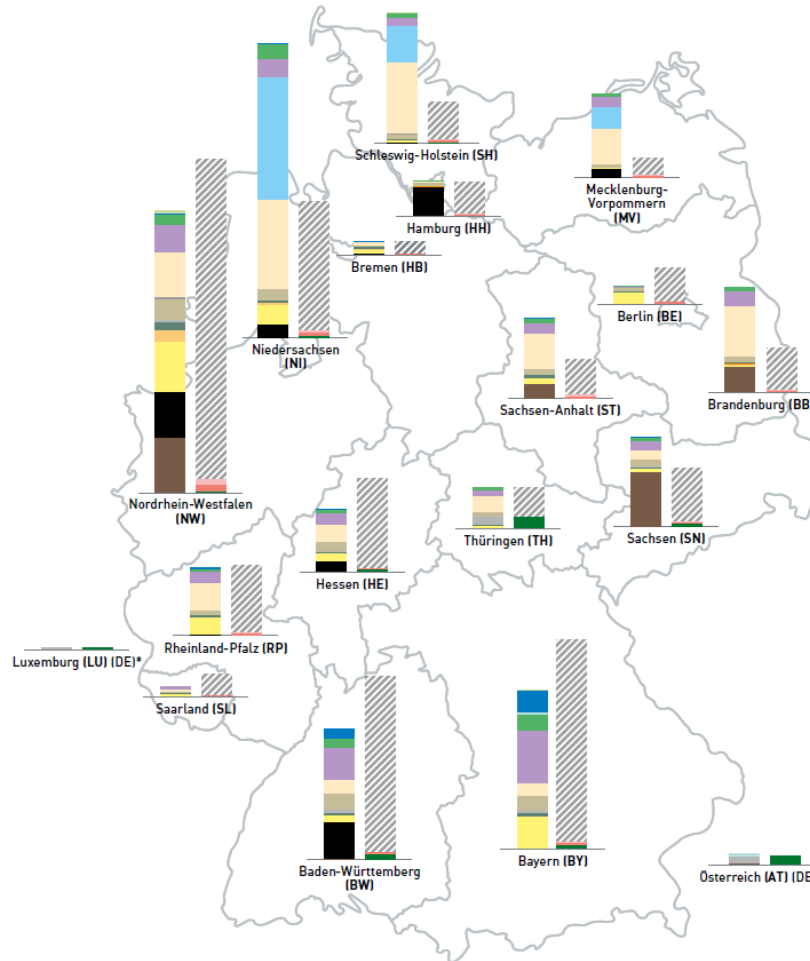
Quelle: Pöyry Management Consulting / Übertragungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Bundesländerbilanz B 2030: Nord-Süd-Gefälle



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland:

Die Erzeugung in nord- und ostdeutschen Bundesländern übersteigt die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte.

Erzeugungsdefizit in Süddeutschland:

Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte der jährlichen Stromnachfrage müssen in diesen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt werden.

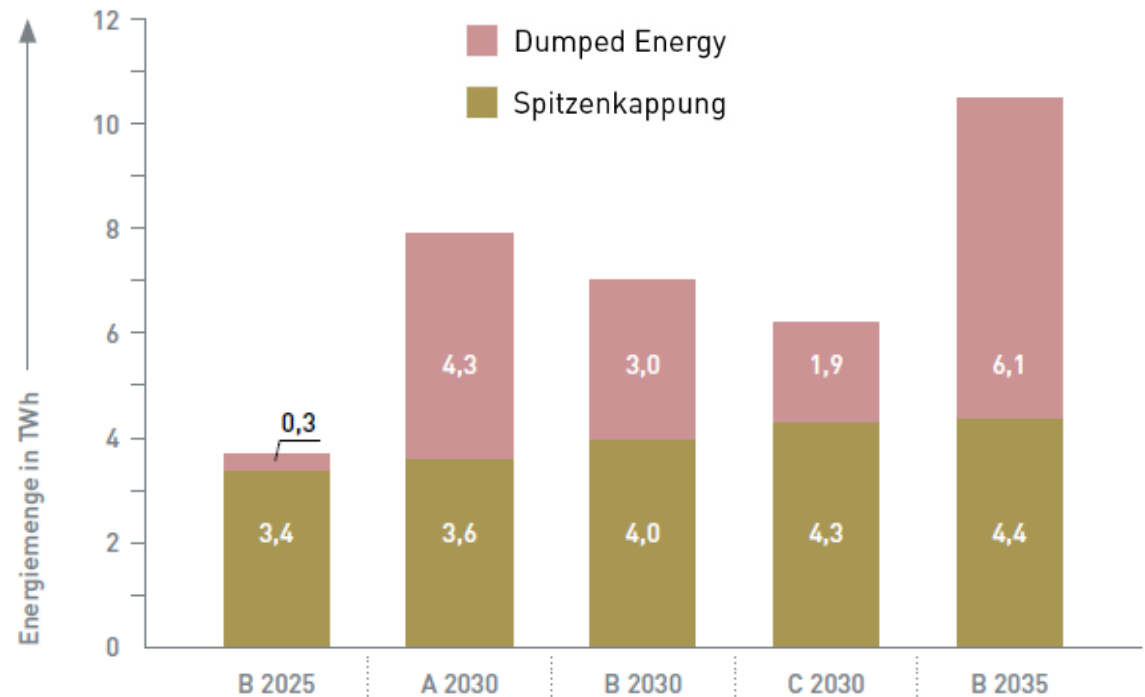
Die Tendenz ist in allen Szenarien gleich, nur die Werte variieren leicht.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Spitzenkappung und Dumped Energy



- Erstmals signifikante Mengen sog. Dumped Energy (EE-Erzeugungsüberschuss ohne Nachfrage)
 - Mengen sind im Vergleich zur EE-Erzeugung immer noch sehr gering
 - Summe aus Spitzenkappung und Dumped Energy 1,5-2,2 % der EE-Erzeugung in 2030 und 2,4 % in 2035
- theoretisches Potenzial für lokale Verwendung (PtX)

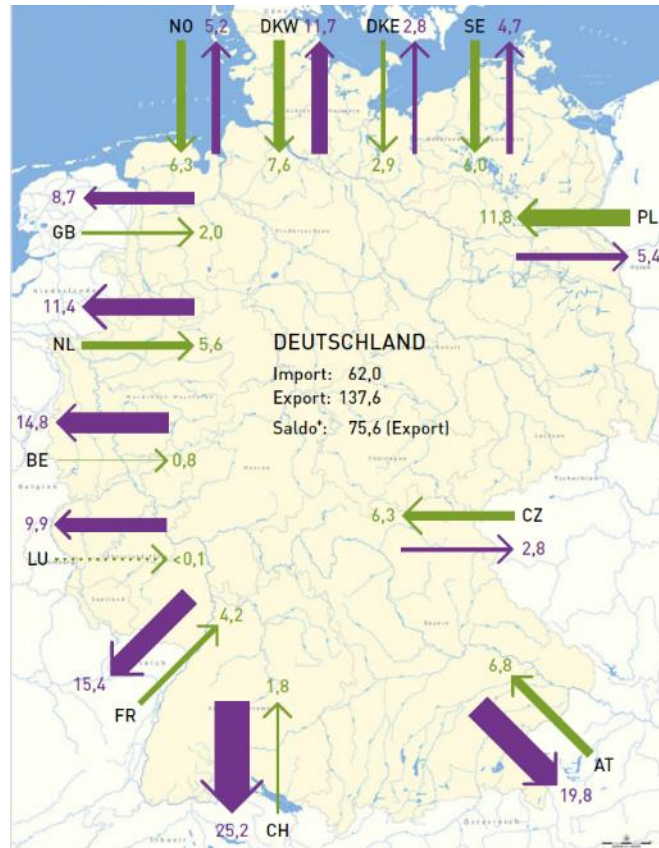


Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

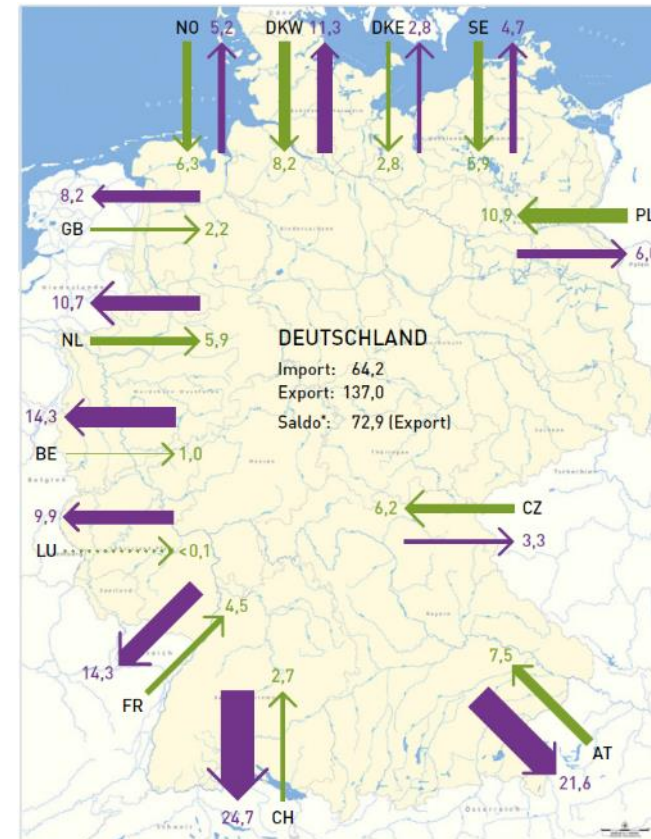
Handelsaustausch: Deutlicher Nettostromexport in A 2030 und B 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



A 2030



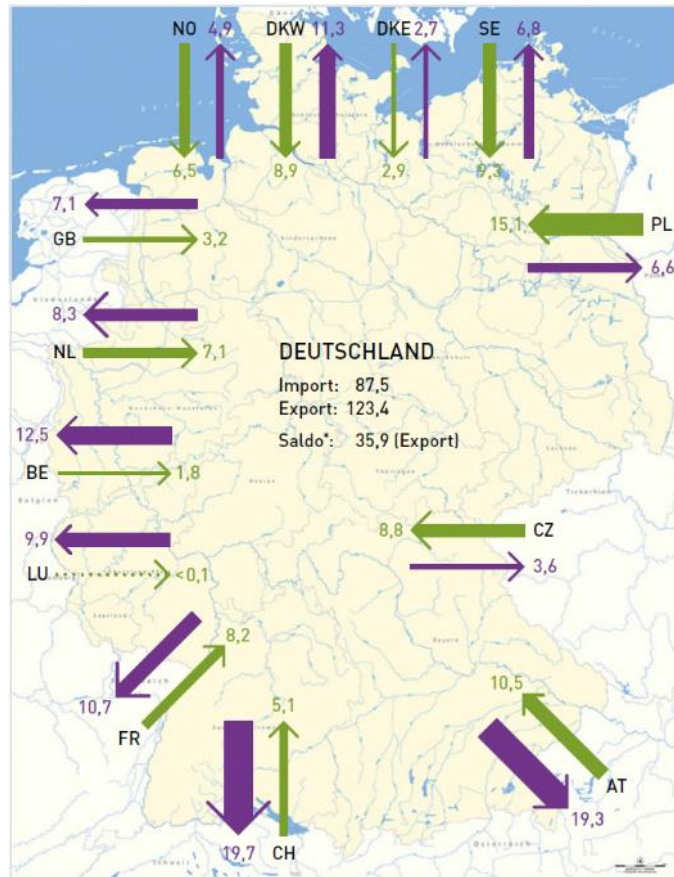
B 2030

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

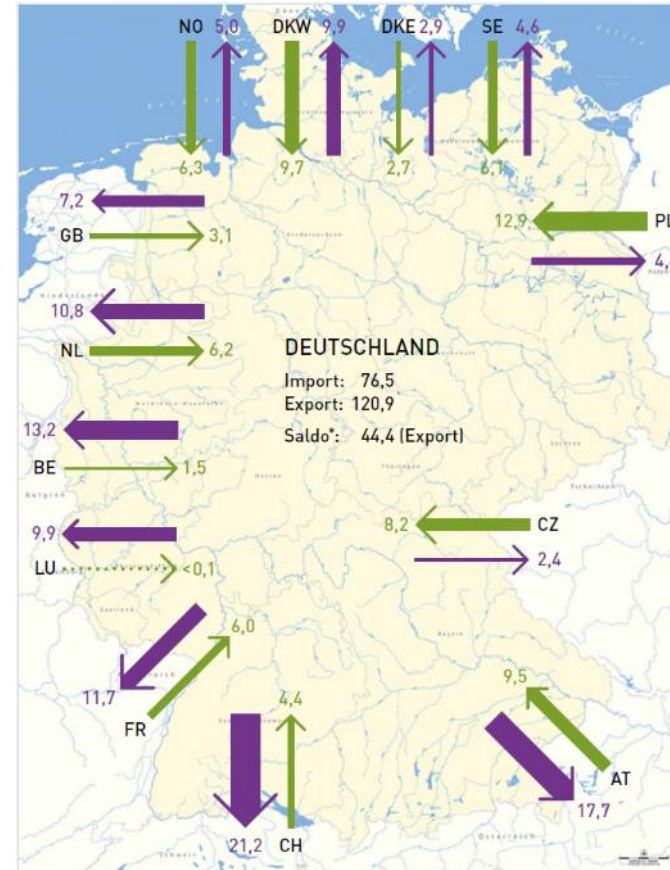
Handelsaustausch: Nettoexport in C 2030 deutlich größer als in B 2035



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



B 2035



C 2030

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

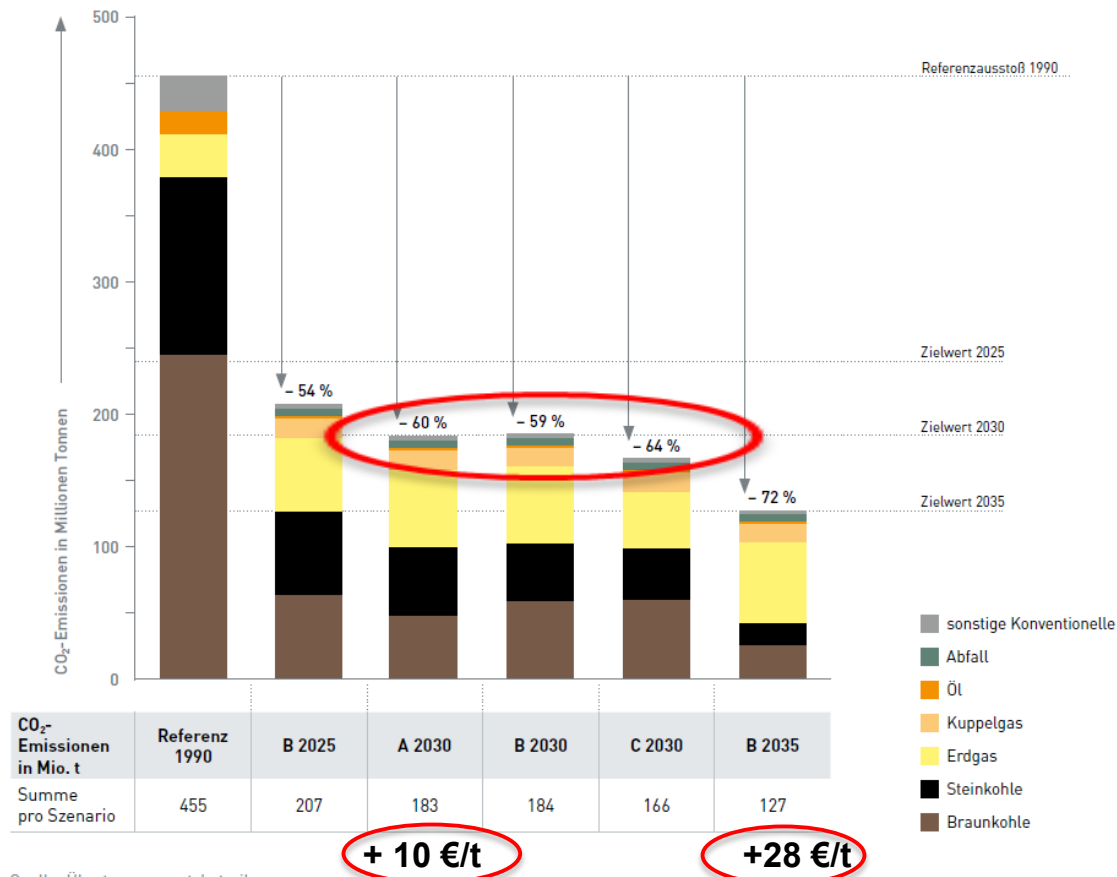
Kraftwerkseinsatz und CO₂-Emissionen: Preisaufschlag nur in A 2030 und B 2035



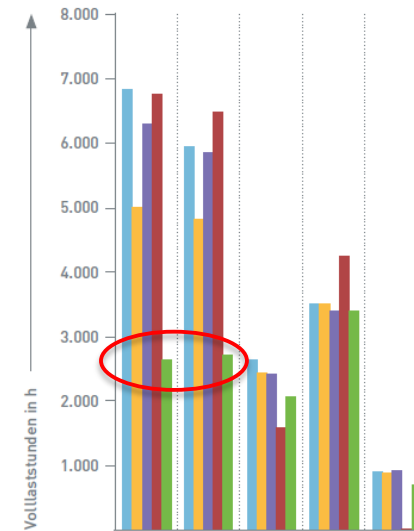
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

■ Szenario B 2030 ■ Szenario C 2030 ■ Szenario B 2035
■ Szenario B 2025 ■ Szenario A 2030

Abbildung 47: CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

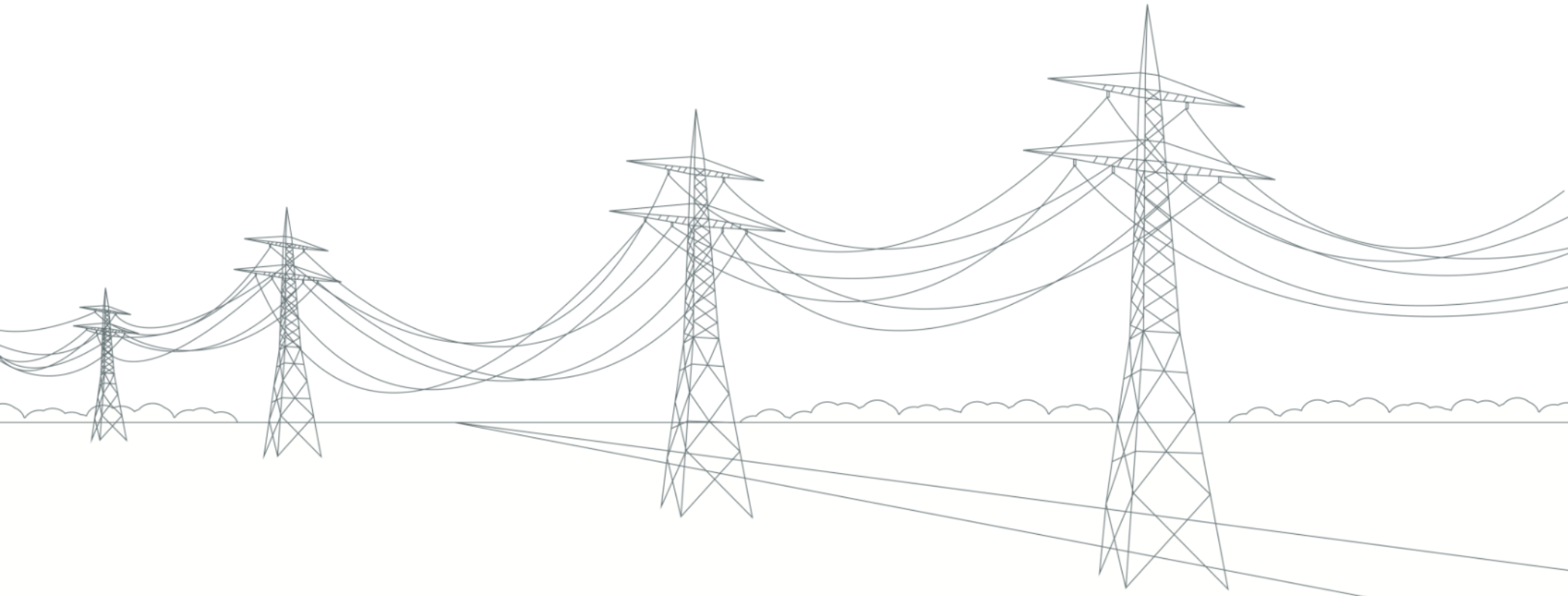


	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl
B 2025	6.827	5.942	2.624	3.491	883
A 2030	4.987	4.806	2.421	3.491	876
B 2030	6.292	5.842	2.414	3.389	910
C 2030	6.751	6.461	1.582	4.239	3
B 2035	2.630	2.699	2.054	3.391	697



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Ergebnisse der Netzanalysen



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Zentrale Ergebnisse der Netzanalysen (I)



- Durch die neue **Startnetz-Definition** (Aufnahme in das Startnetz bereits mit Beginn statt Abschluss des Planfeststellungsverfahrens) **vergrößert sich der Umfang des Startnetzes gegenüber dem NEP 2030 (2017)** um rund ein Drittel.
- Neben den von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen konnten anhand des Szenarios B 2025 **weitere Maßnahmen mit Redispatch senkender Wirkung identifiziert** werden. Darüber hinaus wurde die Wirkung von Netzbooster-Pilotanlagen analysiert.
- In die Zielnetze für 2030 und 2035 wurden darüber hinaus weitere Phasenschiebertransformatoren eingebaut, die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den **zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren**.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Zentrale Ergebnisse der Netzanalysen (II)



- Erstmals haben die Übertragungsnetzbetreiber die **möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien** (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster) im Netzentwicklungsplan implizit berücksichtigt. Dafür wurden in 2030 und in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch entsprechende Maßnahmen beseitigt.
- Es verbleibt mit dem vorgeschlagenen Netz – zusätzlich zu rund 4 TWh Spitzenkappung – ein **Redispatch-Volumen von 1,1 TWh in A 2030, 1,9 TWh in B 2030 und 2,6 TWh in C 2030 und B 2035.**
- Vor dem Hintergrund eines EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2030 von über 65 % führen die ÜNB das Konzept des **optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente** in Kombination mit dem **Zubau neuer DC-Verbindungen** zur Deckung des Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Zentrale Ergebnisse der Netzanalysen (III)



- Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, **im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf** gegenüber dem NEP 2030 (2017) trotz der durch den höheren Zuwachs an erneuerbaren Energien deutlich steigenden Übertragungsaufgabe **in etwa konstant zu halten**.
- Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen **leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge**, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag.
- **Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind sowohl in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 als auch im Langfristszenario B 2035 erforderlich.
- Die **Erforderlichkeit dieser Maßnahmen**, die für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe alleine noch nicht ausreichend sind, **wird damit im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) erneut bestätigt**.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Zentrale Ergebnisse der Netzanalysen (kurz)



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

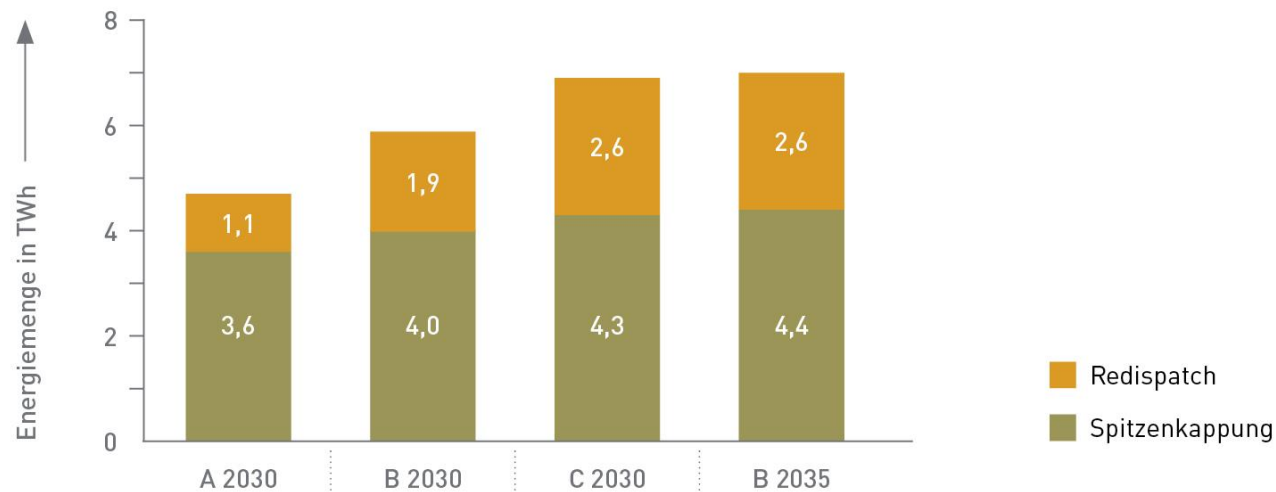
- Sämtliche **Vorhaben des Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA **im NEP 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen** sind sowohl in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 als auch in B 2035 **erforderlich**. Dies reicht allerdings noch nicht aus, um ein **bedarfsgerechtes Netz** zu bilden.
- Erstmals haben die ÜNB die **möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien** (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster) im NEP implizit berücksichtigt. Dafür wurden in 2030 und in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch entsprechende Maßnahmen beseitigt.
- Es verbleibt mit dem vorgeschlagenen Netz – zusätzlich zu rund 4 TWh Spitzenkappung – ein **Redispatch-Volumen von 1,1 TWh in A 2030, 1,9 TWh in B 2030 und 2,6 TWh in C 2030 und B 2035**.
- Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, **im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf** gegenüber dem NEP 2030 (2017) trotz der durch den EE-Zuwachs deutlich steigenden Übertragungsaufgabe **in etwa konstant zu halten**.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Raum für Innovationen



Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2030 und 2035



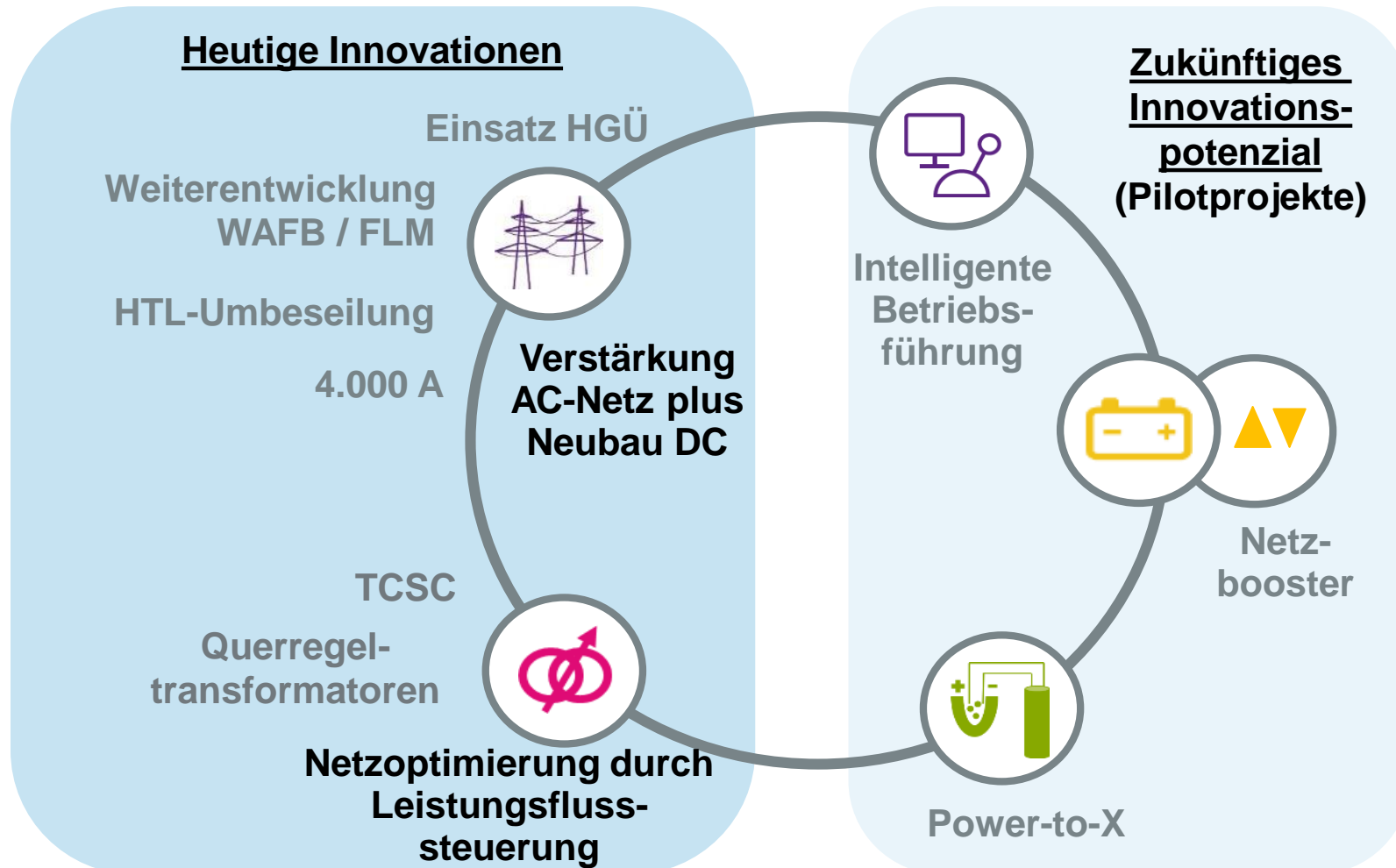
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

ÜNB setzen auf Innovationsmix zur Minimierung des zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarfs



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM





NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Startnetz NEP 2030 (2019)

Anpassung der Startnetz-Definition:

- Bisher: Istnetz, EnLAG-Maßnahmen und planfestgestellten bzw. im Bau befindliche Maßnahmen
- Neu: Auch Maßnahmen, bei denen Planfeststellungsverfahren begonnen hat

Gesamtumfang: 2.630 km – ca. 700 km mehr als im NEP 2030 (2017), darunter:

AC-Zu-/Umbeseilung: 130 km

AC-Netzverstärkung: 1.650 km

AC-Neubau: 600 km

DC-Neubau: 250 km

Investitionsvolumen: rund 12,5 Mrd. €

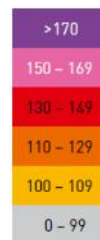
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Überlastungen im Startnetz mit Interkonnektoren

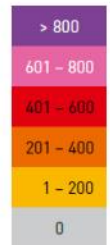
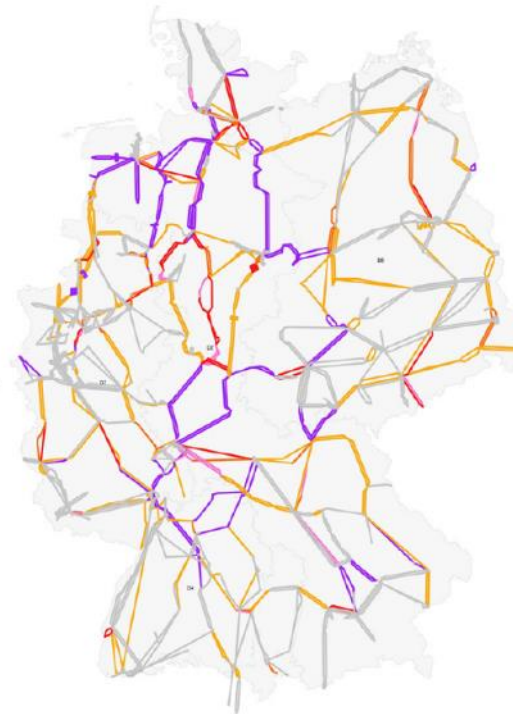


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Maximale Auslastung je Stromkreis bei Ausfall eines Netzelements, so genannter „(n-1)-Fall“



Auslastungen (n-1) in %



Anzahl NNF > 100 %

Maximale Leitungsauslastung z.T. über 300%

Häufigkeit der Überlastungen:
z.T. über 1.000 Stunden

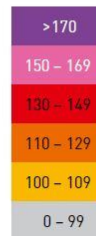
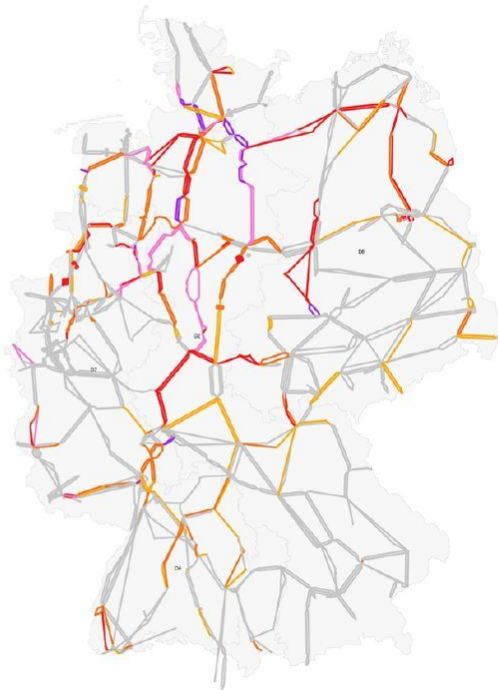
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Überlastungen im BBP-Netz mit Interkonnektoren



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

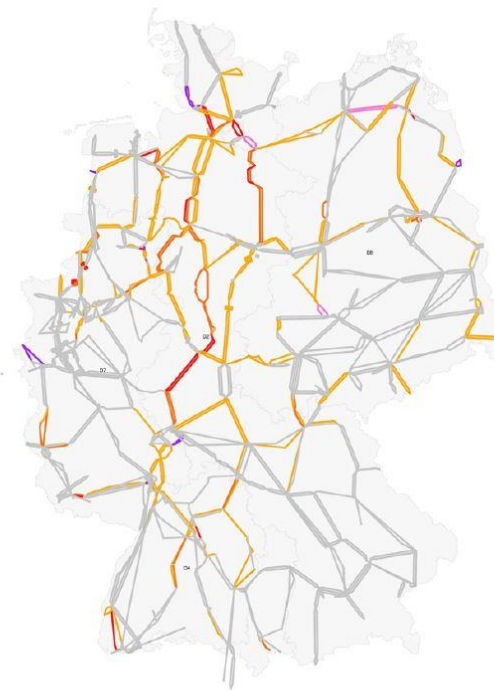
Maximale Auslastung je Stromkreis bei Ausfall eines Netzelements, so genannter „(n-1)-Fall“



Auslastungen (n-1) in %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Maximale Leitungsauslastung z.T. über 200%



Anzahl NNF > 100 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Häufigkeit der Überlastungen:
z.T. über 1.000 Stunden



Szenario B 2025

Nachweis von Anlagen zur Netz-Optimierung zur **Vermeidung von Redispatch**:

- bestätigte Ad hoc-Maßnahmen aus NEP 2030 (2017) – 9 Maßnahmen, darunter 1 Leitung (P310)
- weitere Querregler/PST aus NEP 2030 (2019) – 4 Maßnahmen (eine pro Netzgebiet)
- Netzbooster-Pilotanlagen (violett)

In der Karte außerdem enthalten:

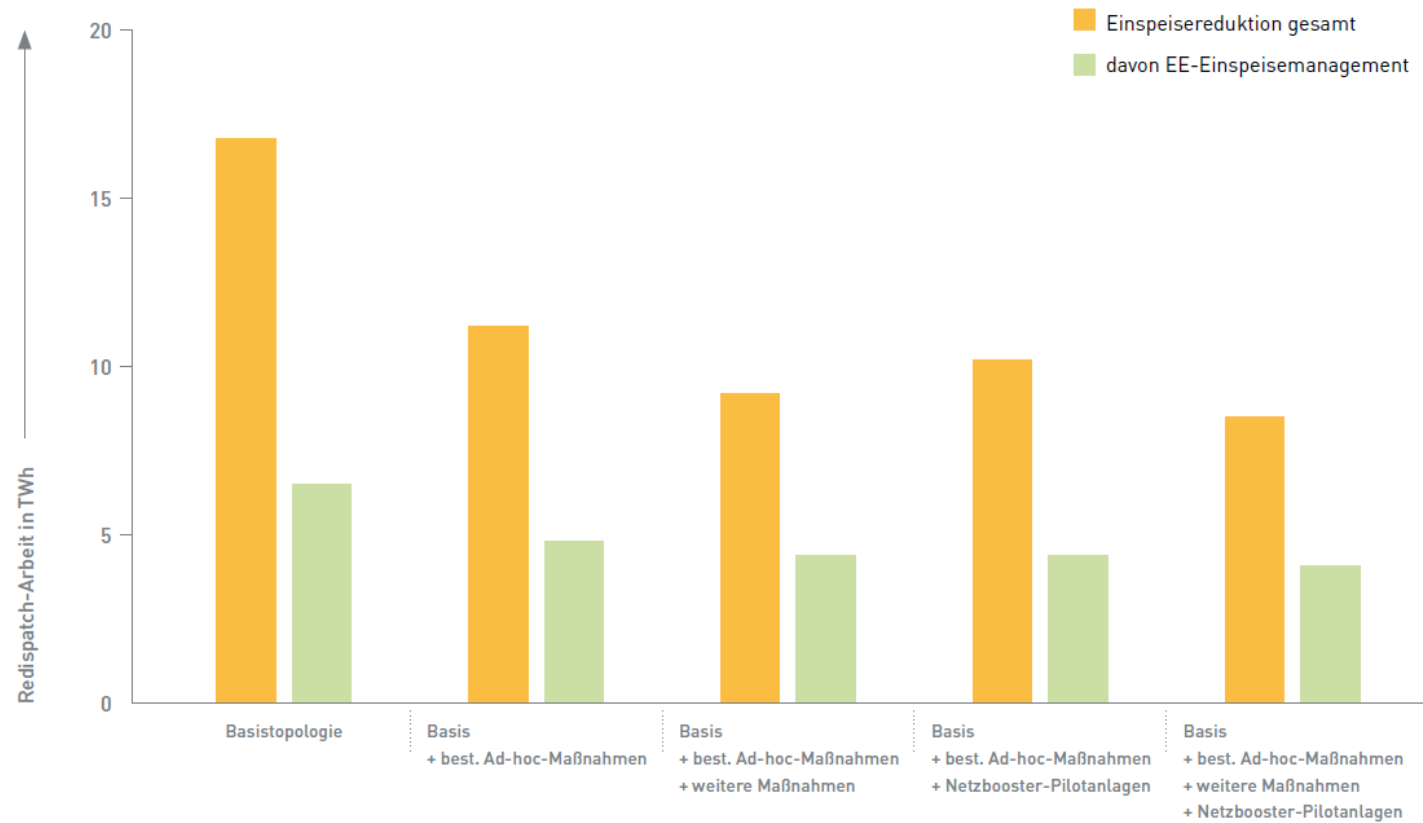
- weitere Anlagen zur Leistungsflusssteuerung aus in 2030 und 2035 (grau)

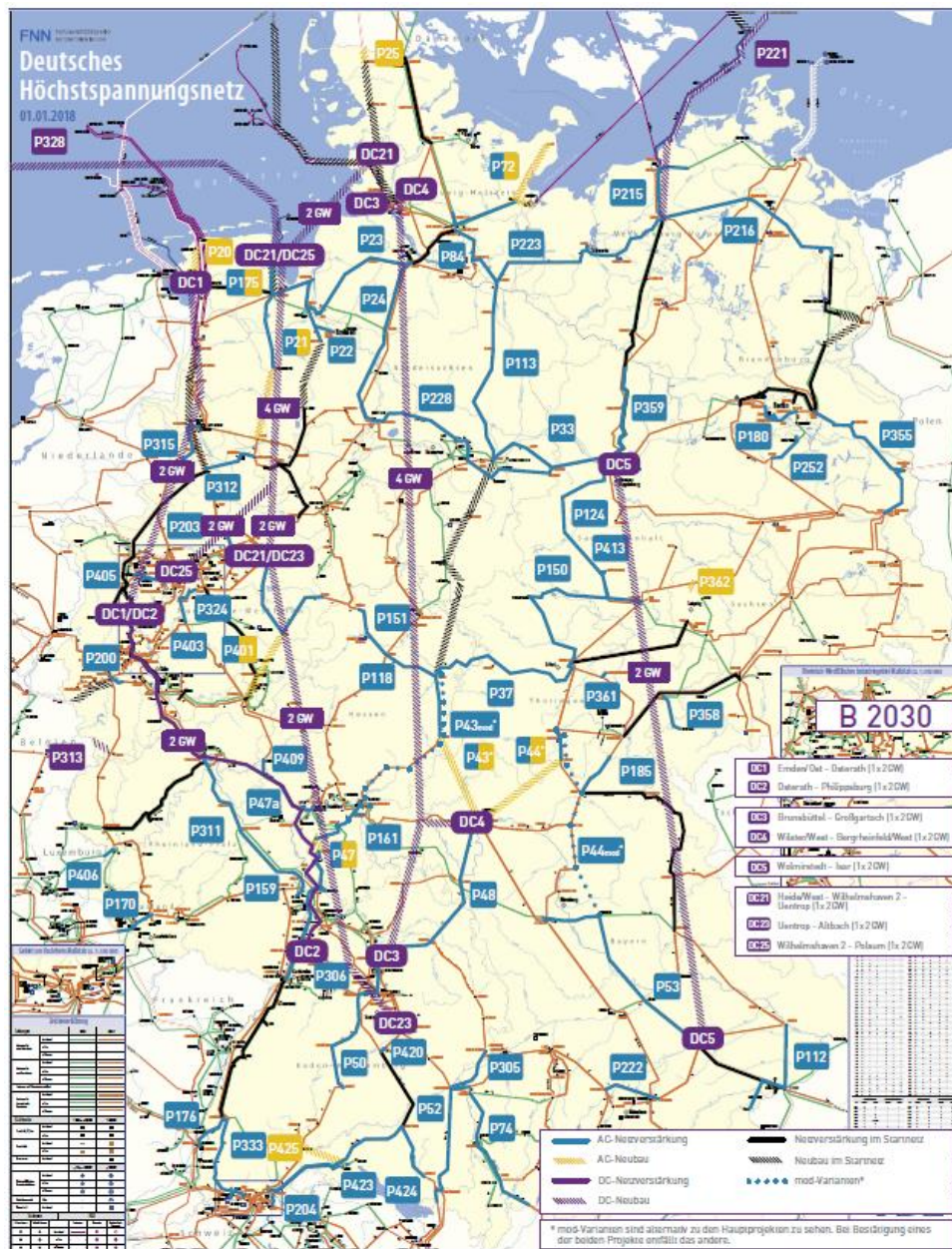
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Szenario B 2025: Ad hoc-Maßnahmen senken Redispatch-Volumen erheblich



Abbildung 58: Redispatch-Bewertung der untersuchten Netztopologien im Szenario B 2025





NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Szenario B 2030 inkl. Startnetz

**DC-Verbindungen
Neubau in Deutschland** 3.780 km

- Übertragungskapazität: 12 GW
- nach BEL, DNK, NOR, GBR und SWE (dt. Anteil) 520 km

AC-Netz Neubau 1.030 km

DC/AC-Netz Verstärkung 6.710 km

- davon Zu-/Umbeseilung 2.190 km

Investitionsvolumen: 61 Mrd. €
bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)



Szenario B 2035 inkl. Startnetz

**DC-Verbindungen
Neubau in Deutschland** 4.080 km

- Übertragungskapazität: 12 GW
- nach BEL, DNK, NOR, GBR und SWE (dt. Anteil) 520 km

AC-Netz Neubau 1.140 km

DC/AC-Netz Verstärkung 7.490 km

- davon Zu-/Umbeseilung 2.110 km

Investitionsvolumen: 68 Mrd. €
bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Netzverstärkungs- und –ausbaubedarf in 2030:
ca. 4.350-4.950 km über den BBP hinaus



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	130	1.650	0	0	600	250	2.630
Zubaunetz							
A 2030	1.850	2.700	300	40	430	3.530	8.740
B 2030	1.760	2.830	300	40	430	3.530	8.890
C 2030	1.990	3.070	300	40	530	3.530	9.460
B 2035	1.750	3.030	300	580	550	3.830	10.040
Start- und Zubaunetz							
A 2030	1.980	4.350	300	40	1.030	3.780	11.480
B 2030	1.890	4.480	300	40	1.030	3.780	11.520
C 2030	2.120	4.720	300	40	1.130	3.780	12.090
B 2035	1.880	4.680	300	580	1.150	4.080	12.670

**Maßnahmen
über BBP
hinaus (ca.)**

4.350 km

4.400 km

4.950 km

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen, inkl. DC-Interkonnektoren



Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
DC-Zubaunetz	28,5	28,5	28,5	33,5
DC-Startnetz	1,5	1,5	1,5	1,5
AC-Zubaunetz*	20,0	20,0	21,5	22,0
AC-Startnetz	11,0	11,0	11,0	11,0
Summe	61,0	61,0	62,5	68,0

* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Investitionskosten onshore: Anstieg zum NEP 2030 (2017)



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

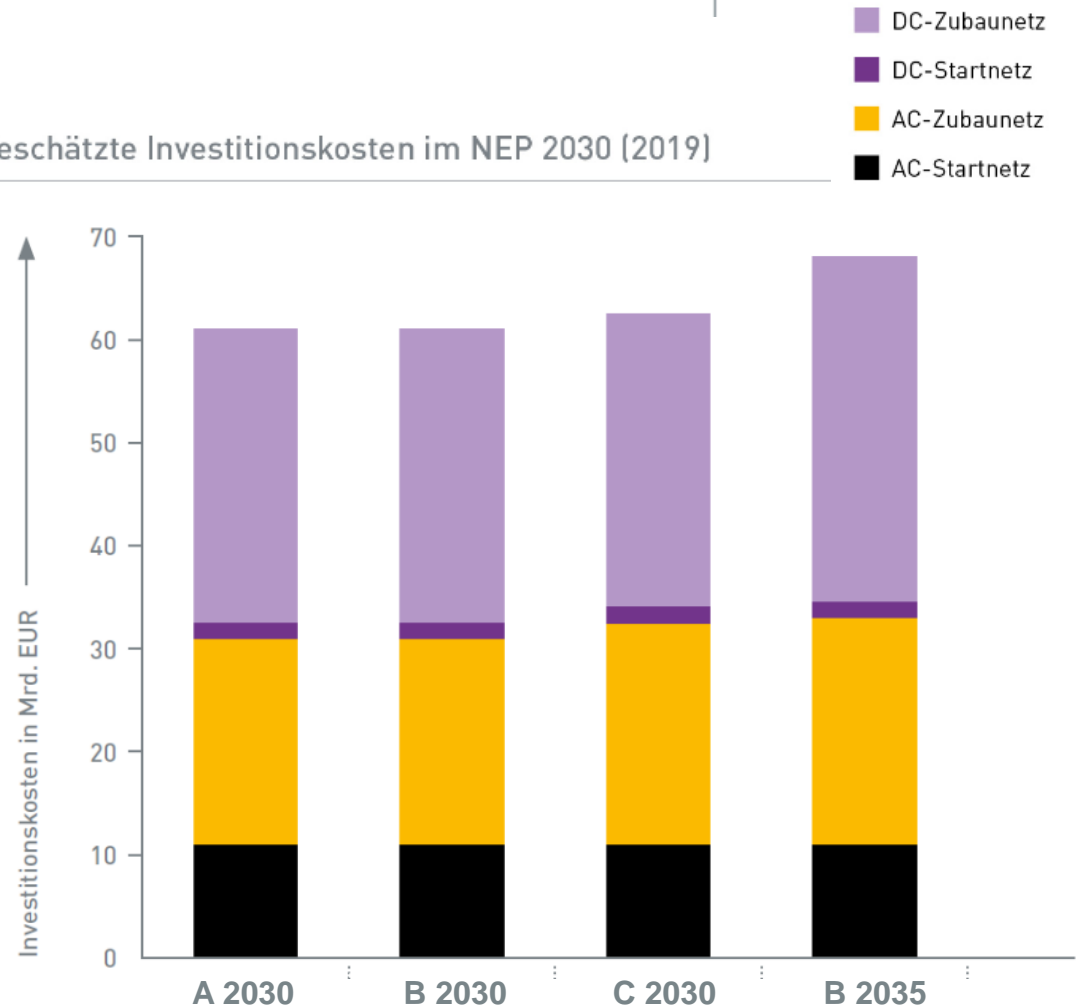
Drei wesentliche Gründe:

1. Anpassung Standardkosten
 - Aktualisierung Kostenbasis
 - Berücksichtigung Erfahrungen
 - Berücksichtigung Planungs- und Genehmigungsverfahren
2. Neue Konfiguration
 - Mehr DC-Erdkabel statt AC-Freileitung (→ Akzeptanz)
 - Ad-hoc-Maßnahmen
3. Berücksichtigung der Anlagen zur Blindleistungskompensation

Einordnung der Kosten wichtig:

- Investitionen fallen über die Jahre verteilt an
- Projekte werden über bis zu 40 Jahre abgeschrieben

Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Berücksichtigung von Erdkabeln (DC)



- Anfang 2016 wurde vom Gesetzgeber ein **Erdkabelvorrang** für vier von fünf im Bundesbedarfsplan enthaltenen **DC-Verbindungen** gesetzlich festgeschrieben. Dementsprechend werden die Kosten im NEP unter der Annahme einer Vollverkabelung dieser DC-Verbindungen (DC1 sowie DC3-DC5) sowie der neu identifizierten DC-Verbindungen (DC20, DC21, DC23, DC25) ausgewiesen.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die **Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel** im Vergleich zur Freileitung sowohl bei DC-Verbindungen als auch bei den AC-Pilotprojekten sehr stark von den **örtlichen Gegebenheiten** (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen.
- Für die DC-Erdkabel-Kostenschätzung im NEP 2030 (2019) wurden Schätzkosten in Höhe von **6 Mio. € / km für eine HGÜ-Verbindung** mit 1 x 2 GW und von 12 Mio. € / km für eine HGÜ-Verbindung mit 2 x 2 GW unterstellt.
- Diese Kostenansätze basieren auf **Erfahrungen der ÜNB** mit ersten Drehstrom-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit HGÜ-Erdkabeln (z. B. landseitige Offshore-Anschlüsse und Seekabel).

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Berücksichtigung von Erdkabeln (AC)



- Für **AC-Verbindungen** wurde im NEP in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen. Lediglich bei den Projekten, die als **Pilotprojekt zur Teil-Erdverkabelung** gemäß § 2 Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sowie § 4 BBPIG definiert sind, ist eine **anteilige Erdverkabelung** bei der Kostenkalkulation der Projekte berücksichtigt worden. Nähere Details finden sich bei fortgeschrittenen Projekten im jeweiligen Steckbrief im Anhang zum NEP.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die **Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel** im Vergleich zur Freileitung sowohl bei DC-Verbindungen als auch bei den AC-Pilotprojekten sehr stark von den **örtlichen Gegebenheiten** (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen.
- Für die **Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten** werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von **11,5 Mio. € / km 380-kV-Höchstspannungserdkabel** angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind darin bereits berücksichtigt. Im Gegenzug wird eine höhere Akzeptanz der Vorhaben unterstellt.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Kosten-Nutzen-Analyse von Interkonnektoren



- Die ÜNB haben gemäß den Anforderungen der BNetzA anhand des Szenarios B 2035 Kosten-Nutzen-Analysen (Cost-Benefit-Analysis, CBA) für insgesamt acht über den BBP hinausgehende Interkonnektoren durchgeführt.
- Das Vorgehen, das weitgehend der CBA im TYNDP 2018 entspricht, sowie die analysierten Interkonnektoren werden in Kapitel 5.4 des NEP-Berichts dargestellt.
- Die Ergebnisse der CBA sind in den Steckbriefen der Projekte im Anhang zum NEP abgebildet.

Tabelle 24: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socio-economic welfare	Marksimulation und Redispatch	€/Jahr
B2. Variation in CO ₂ emissions	Marksimulation und Redispatch	Tonnen/Jahr
B3. RES integration	Marksimulation und Redispatch	MW bzw. MWh/Jahr
B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO ₂ emissions	Marksimulation und Redispatch	€/Jahr
B5. Variation in grid losses	Lastflussberechnung	MWh/Jahr
C1. Capital Expenditure (CAPEX)	ÜNB Info	€
C2. Operational Expenditure (OPEX)	ÜNB Info	€/Jahr

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Bewertung der Systemstabilität



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Die ÜNB haben anhand des Szenarios B 2035 Stabilitätsanalysen durchgeführt
- betrachtet wurden **Frequenzstabilität, Winkelstabilität** (transiente Stabilität) und **Spannungsstabilität**
- Kurzfassung in Kapitel 5.5 des NEP-Berichts, Langfassung in einem eigenen Begleitdokument
- Ergebnis: Erheblicher Bedarf an Anlagen zur Kompensation der Blindleistung zur Deckung der stationären und regelbaren Bedarfe mit einer installierten Leistung von mindestens 38,1 – 74,3 Gvar (127-248 Anlagen à 300 MVA)

Zubaubedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland
Stationär spannungshebend	3,0 – 10,4	1,5 – 2,3	1,6 – 8,9	5,1 – 9,4	11,2 – 31,1
Stationär spannungssenkend	0,0 – 2,6	0,3 – 1,4	1,2 – 5,2	2,2 – 6,5	4,3 – 14,8
Regelbar	6,2 – 7,7	1,1 – 1,8	4,2 – 5,8	11,1 – 13,1	22,6 – 28,4
Summe	9,2 – 20,7	2,9 – 5,5	7,0 – 19,9	18,4 – 29,1	38,1 – 74,3



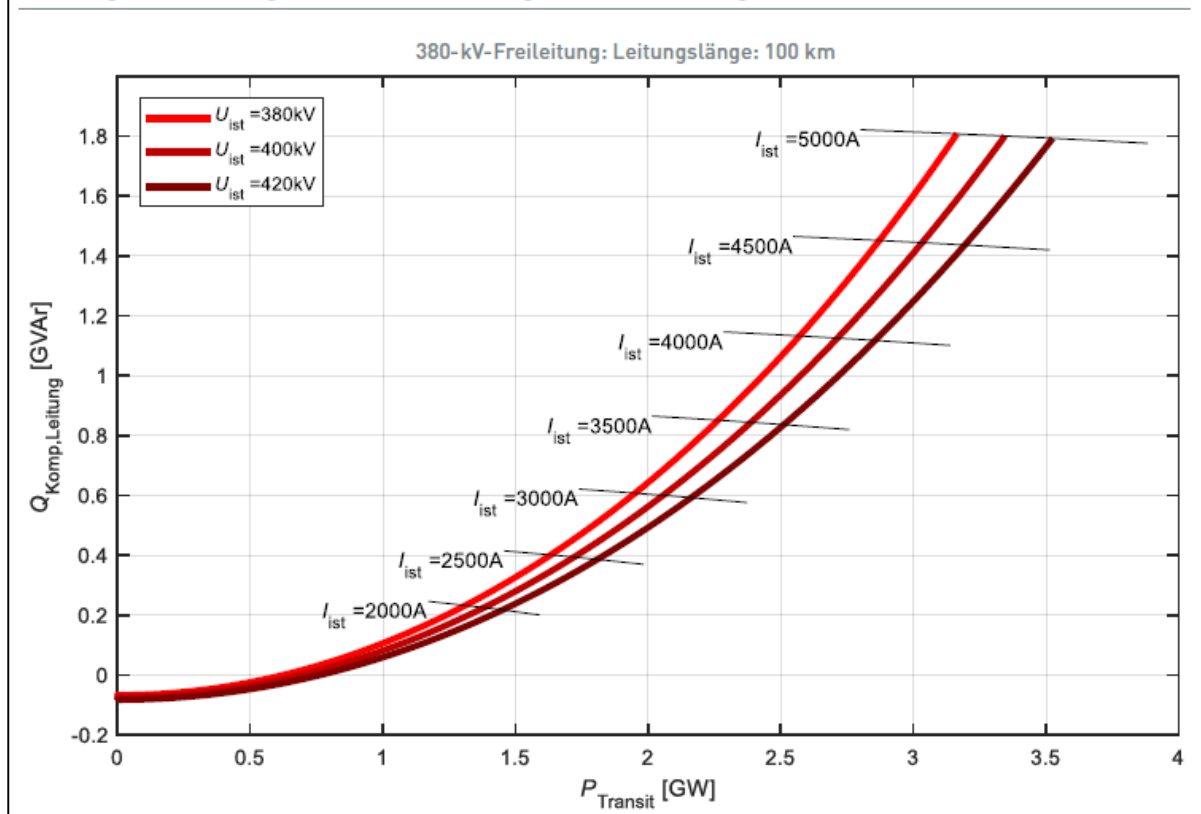


Warum steigt der Bedarf an Blindleistungskompensation so stark an?

- u.a. durch Wegfall konventioneller Kraftwerke (und deren Beitrag)
- Höherauslastung des Bestandsnetzes erhöht Kompensationsbedarf im AC-Netz überproportional

→ **Begleiteffekt von NOVA + Innovationen**

Abbildung 8: Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung





Genehmigter Szenariorahmen der BNetzA

- Herausfordernde Rahmenbedingungen (u.a. 65% EE, CEP, Berücksichtigung Klimaschutzplan, flexibilisierte Nachfrage) → Chance Innovationen in Markt und Netzmodellierung zu implementieren

Ambitionierter Ansatz der ÜNB

Einsatz von netzausbaureduzierenden Instrumenten

bereits in der
Marktanalyse
(u.a. Spitzen-
kappung)

ergänzt um Annahmen auf der Netzseite:
Kombination von
bewährten Instrumenten gemäß den Planungsgrundsätzen
(u.a. NOVA-Prinzip, verbessertes Freileitungsmonitoring)
mit dem Einsatz **innovativer Technologien** in Netzplanung und Netzbetriebsführung
(u.a. lastflussteuende Maßnahmen, Auslastung bis 4000 A, km-optimierte Kombination
von AC und DC, keine Engpassfreiheit → Puffer für zukünftige Entwicklungen)

ÜNB legen ambitioniertes Konzept vor, setzen auf Entwicklung bei allen Akteuren der Energiewende



Ergebnis des NEP 2030 (2019):

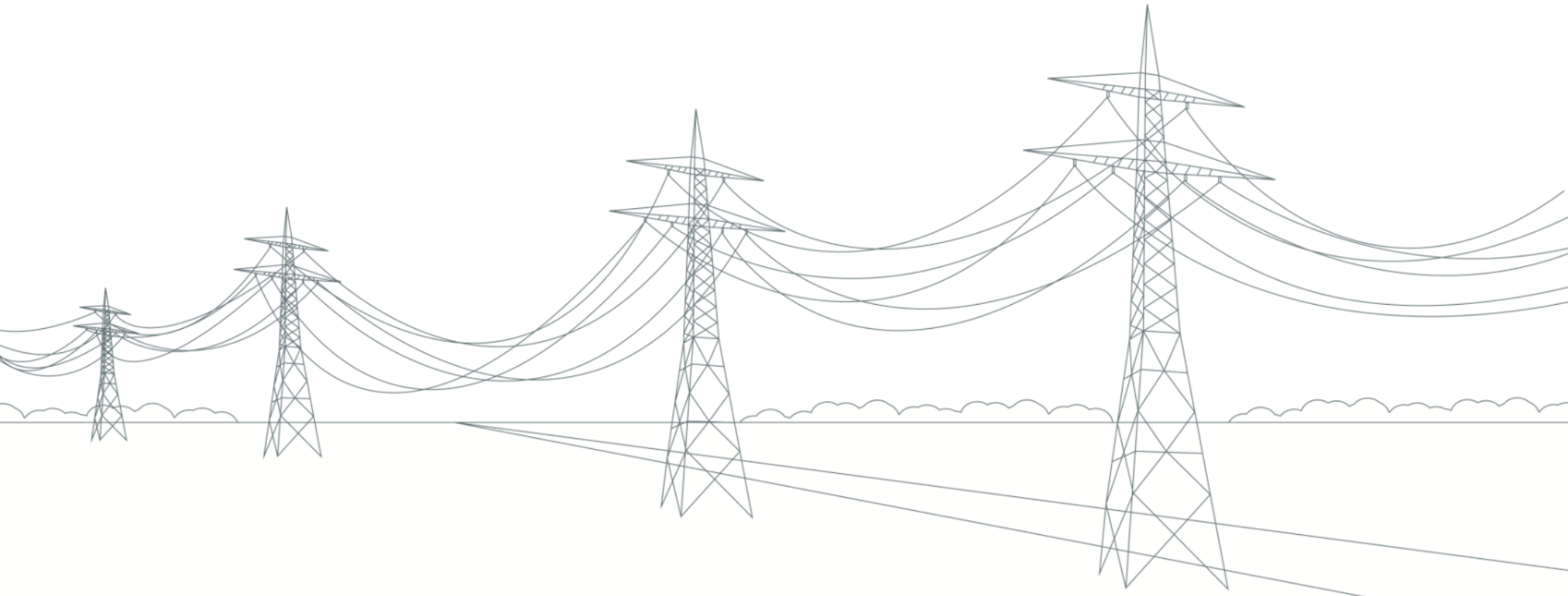
- Ambitioniertere EE-Ziele (>65% 2030) **können mit vergleichbaren Trassen-km** wie im NEP 2030 (2017) integriert werden
- **Kombination von AC und DC** (+4 GW HGÜ in 2030, +2 weitere GW HGÜ in 2035) ermöglicht eine **wirksame Integration erneuerbarer Energien** in das Stromnetz und zeigt sich passfähig für weiter ansteigende EE-Anteile bei gleichzeitiger **Offenheit für zukünftige technologische Entwicklungen**
- **Weiterentwicklung** von marktlichen Anreizen/Geschäftsmodellen und technologischen Innovationen durch vielfältige Akteure der Energiewende erforderlich, damit von ÜNB getroffene Annahmen auch realistisch werden
- Steigender **Bedarf an Blindleistungskompensation** zeigt: neben Verstärkung und Ausbau sind künftig auch Steuerbarkeit und Stabilität des Netzes verstärkt zu berücksichtigen

→ **NEP 2030 (2019) adäquate Grundlage für Bundesbedarfsplan**



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Backup

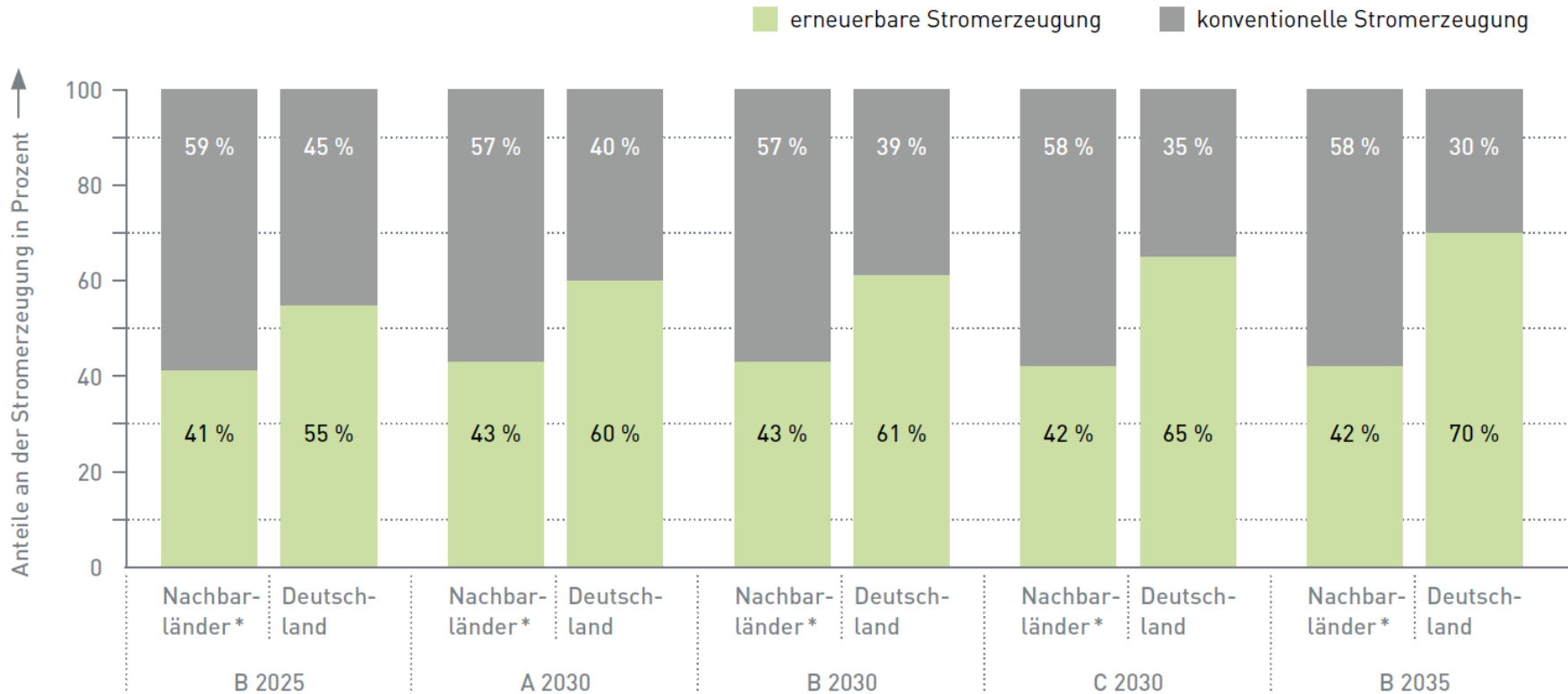


Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



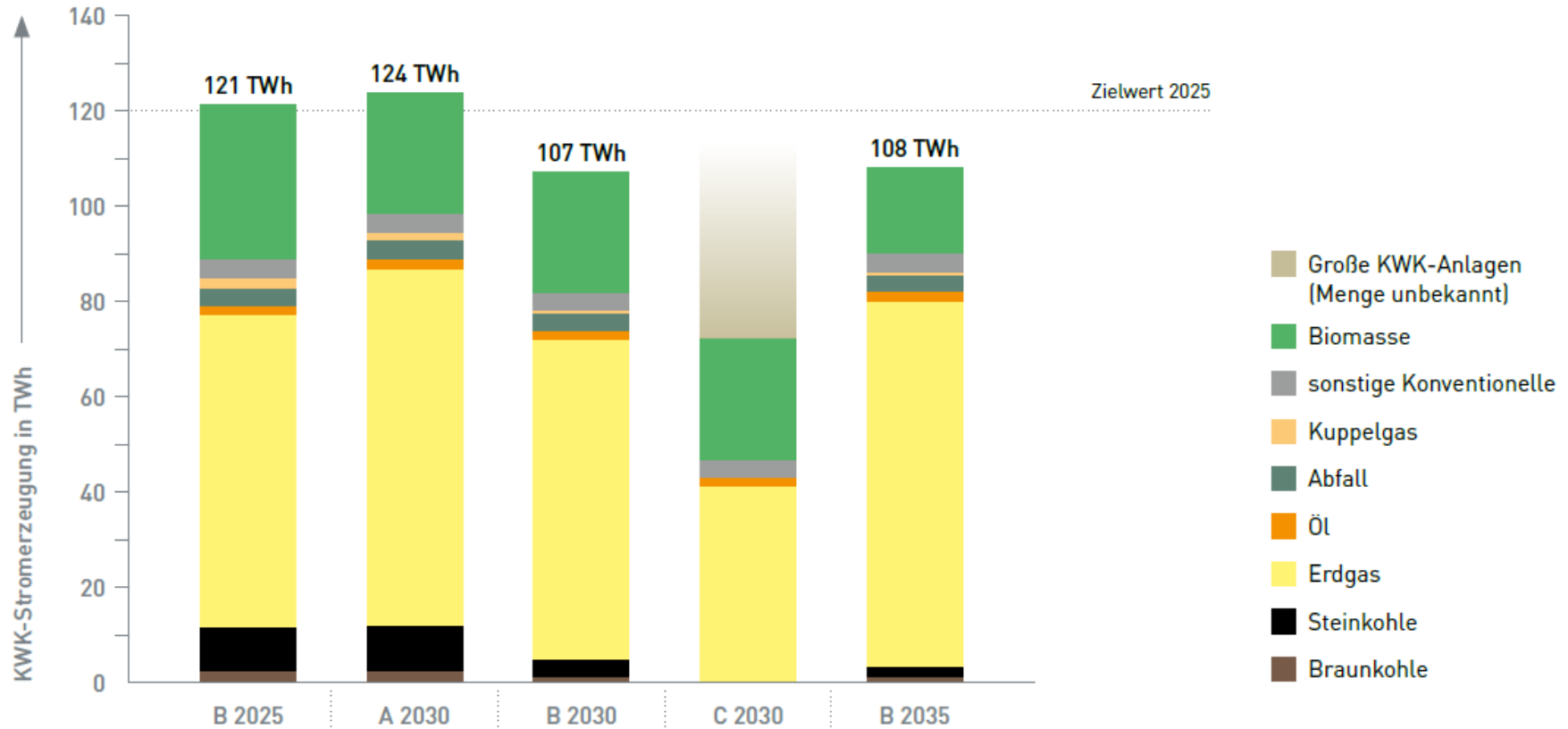
*Länder mit gemeinsamer Grenze zu Deutschland

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen NEP 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

