

Ministerium für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur
Postfach 7151 | 24171 Kiel

Ihr Zeichen: /
Ihre Nachricht vom: /
Mein Zeichen: V StE

konsultation@netzentwicklungsplan.de

14.01.2026

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

Sehr geehrte Damen und Herren,

zum vorgelegten ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, darf ich Ihnen nachfolgende Stellungnahme des Ministeriums für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur Schleswig-Holstein zukommen lassen. Mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme bin ich einverstanden .

1) Planungsparameter

Mit dem NEP Strom 2037/2045 Version 2025 wird der Pfad des Infrastrukturausbaus für eine klimaneutrale Energiewirtschaft zum zweiten Mal aufgestellt und inhaltlich weitestgehend bestätigt. Dieses Vorgehen möchte ich im Grundsatz ausdrücklich begrüßen. Mit den bestehenden Ausbauzielen sind wir auf dem richtigen Pfad und auch bei der Justierung der Planungsumsetzung erfolgreich. Gerade vor diesem Hintergrund möchten wir unsere erheblichen Zweifel an den Szenario A zugrunde liegenden Parametern sowie deren Vereinbarkeit mit den energie- und klimapolitischen Zielen Deutschlands zum Ausdruck bringen. Szenario A hätte nach unserer Einschätzung erhebliche negative Auswirkungen auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und würde damit nicht nur dazu beitragen, die Abhängigkeit Deutschland von fossilen Importen zu verlängern, sondern auch eine positive wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands ganz

wesentlich ausbremsen und Bürgerinnen und Bürger ebenso wie Unternehmen in gefährliche fossile Kostenfallen laufen lassen. Schon aus grundsätzlichen geopolitischen sowie wirtschaftspolitischen Erwägungen wäre dieses Szenario zu verwerfen. Ferner reichen die in Szenario A vorgesehenen Maßnahmen nicht aus, der bereits ambitionsschwachen und niedrigen Zielformulierung gerecht zu werden. Insofern wäre dringend geboten, dieses Szenario einer erneuten Plausibilitätsprüfung zu unterziehen.

Die Umstellung von reinen Leistungszielen auf Energiemengenzielen erlaubt die Optimierung des Ausbaubedarfs. In deren Folge möchte ich die Optimierung des see- und landseitigen Trassenbedarfs als richtungsweisenden Schritt unterstreichen.

Mit dem im ersten Entwurf dargestellten Anstieg der Netzausbaukosten wird uns deutlich vorgerechnet, dass die Flexibilität Stromleitung einen erheblichen Anteil ihrer Kostenvorteile gegenüber alternativen Flexibilitäten wie Energiespeichern eingebüßt hat. Die Folgen dieser wirtschaftlichen Veränderung lassen sich durchweg im 1. Entwurf wiederfinden. Deshalb ist es um so bedeutender, die Kostenvorteile zu entwickeln, die wir von einer systemischen Verknüpfung zwischen den diversen Flexibilitäten erwarten dürfen. Im NEP wird dazu erneut auf die notwendige netzorientierte räumliche Ansiedlung von Flexibilitäten verwiesen. **Hier vermisste ich aufgrund des näher rückenden Planungshorizontes aber deutliche Alarmmeldungen an die Bundesregierung.** Wenn die notwendigen rechtlichen Weichenstellungen für das systemische Zusammenwachsen der Energiesektoren nicht bald kommen, dann haben wir 2037 keine ausreichenden Energiespeicher und der Erfolg der Energiewende steht in Gefahr. Insbesondere für die Ansiedlung von Elektrolyseanlagen und saisonalen Wasserstoffspeichern im netztechnischen Norden brauchen wir sofort einen sicheren Investitionsrahmen und klare Allokationssignale. Im Moment senden weder der Strompreis noch die Netzentgelte Signale, die dazu beitragen, dass die den Szenarien des NEP zugrundeliegenden Annahmen auch eintreten.

Auch wenn wir nach 2037 weiter das Stromnetz ausbauen und zusätzlichen Bedarf identifizieren, müssen die ÜNB deutlicher darauf hinweisen, dass für die Zielerreichung 2045 ein geänderter oder gar weiterer Netzausbaubedarf nach 2037 schlicht zu spät kommt. Faktisch haben wir nur noch bis 2035 Zeit, das Zielnetz zu optimieren. Umso bedeutender ist damit der Anspruch einer systemeffizienten integrativen Planung aller systemischen Flexibilitäten und die Notwendigkeit, nicht erst auf den Systementwicklungsplan des Bundes ab 2027 zu warten. Hinzu kommt, dass die Systementwicklungsplanung nach § 12a EnWG lediglich alle 4 Jahre aktualisiert wird. Angesichts der Dynamik der technischen Entwicklungen und der Preise ist das eine Zeitschiene, die wir uns nicht mehr leisten können und die dringend einer Verkürzung auf zwei Jahre bedarf. Mit einem ersten Versuch für eine Systementwicklungsstrategie 2027 und dann 2031 käme im Jahr 2035 eine neue bundesweite Strategie hinsichtlich des Netzausbaus für 2045 schon zu spät. **Hier möchte ich an die ÜNB appellieren, im Sinne eines effizienten Netzausbaus die notwendige Systementwicklung in kürzeren Schritten dem NEP-Prozess zu Grunde zu legen.**

Bislang galt im Wesentlichen die Planungsprämisse, dass der Netzausbau dem Ausbau der Erneuerbaren Energien folgt. Spätestens 2035 mit der Vollendung der Netzausbau-planung und dem Hochlauf der Speicher müssen andere Flexibilitäten und neue Verbrauchergruppen diese Funktion übernehmen. In Teilen sowohl der Übertragungsnetze als auch der Verteilnetze wird diese Notwendigkeit sehr viel früher erreicht bzw. ist wie in Schleswig-Holstein schon heute gegeben. Für die zweite Hälfte der Energiewende brauchen wir einen Plan für die Systementwicklung, insbesondere für die Ansiedlung und gemeinschaftliche Nutzung des volatilen Energieangebotes im Rahmen der vorhandenen bzw. geplanten öffentlichen Infrastrukturen. Fehler in der Systemplanung führen zu kostspieligen Korrekturen in den Stromnetzen. **Für das System 2045 benötigen wir keinen Ausblick im NEP darüber, was sein könnte, sondern umgehend konstruktive Vorschläge für geeignete Marktsignale mit wirksamer Steuerungsfunktion auch von den ÜNB.**

2) Anlandung von Offshore Wind

Es wird ausdrücklich begrüßt, dass mit dem von den ÜNB erarbeiteten NEP konkrete Maßnahmen zur Offshore-Optimierung, u. a. Überbauung, Neuzuschnitt der Flächen Höherauslastung der Leitungen betrachtet und auf ihre Umsetzung geprüft wurden. Die Einschätzung der ÜNB, dass die zu erwartenden Risiken und Mehrkosten einer dauerhaften Steigerung der Übertragungsleistung von 2,1 auf 2,2 GW den verhältnismäßig geringen Mehrgewinn übersteigen würden, erscheint nachvollziehbar. Nicht verständlich ist hingegen, weshalb eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf bis zu 2,1 GW von den ÜNB nur für den innovativ geprägten Szenariopfad C vorgesehen ist. Grundsätzlich stellt sich die Frage, warum die Übertragungsleistung der Kabel nicht deutlich höher gesteigert wird, z.B. auf 3 GW oder auch die Option einer seeseitigen Elektrolyse in Betracht gezogen wird. Die Wasserstoffproduktion wird vor allem im Norden verortet, aber nur an Land und nicht direkt im Offshore-Windpark. **Wenn im NEP zur landseitigen Optimierung Wasserstoffleitungen statt Stromtrassen eingesetzt werden, dann sollte das Effizienzprinzip auch seeseitig zur Anwendung kommen.** Die Anlandungskorridore sind begrenzt und mit einem Offshore-H₂-Systemspeicher könnte der Stromtrassenbedarf erheblich reduziert werden. Wenn sich die Nordsee weiter als eigenständige Stromhandelszone etabliert, sollte die systemische Nutzung des Offshore-Stroms mittels alternativer Flexibilitäten z.B. durch Elektrolyseure auch in der deutschen AWZ in Betracht gezogen werden. Das könnte z.B. in Form einer Kombi-Ausschreibung für Speicherung und Rückverstromung geschehen.

Eine weiterhin offene Baustelle ist die Verknüpfung der Offshore-Netzausbauplanung mit dem landseitigen Übertragungsnetz. Auch in diesem Entwurf ist die Offshore-Vernetzung eine Herausforderung insbesondere durch die Verknüpfung mit anliegenden ausländischen Power-Hubs. Ob und wie die erforderliche Anpassung des europäischen Rechtsrahmens für den Ausbau der Offshore-Hybridprojekte erfolgt, ist ebenfalls noch nicht geklärt. Die offene Baustelle unterstreicht aber die Notwendigkeit, unseren Offshore-Netzausbau und die landseitige Verknüpfung unter der Prämisse einer gemeinsamen Entwicklung der

Nordseeanrainerstaaten zu betrachten. Damit geht es nicht allein um die Anlandung von Offshore-Windenergie aus unserer nationalen AWZ. **Neben der Offshore-Anlandung ist auch der europäischen Stromhandel stärker zu berücksichtigen.**

Es wäre zu begrüßen, wenn die ÜNB sich in der nationalen Planung so aufstellen würden wie im Rahmen der europäischen Ausbauplanung mit den ÜNB der Nordseeanrainerstaaten. So planen unsere dänischen Nachbarn gar nicht erst die Anlandung von Offshore-Windstrom in Dänemark, wenn dieser für den Export in Richtung Mittel- und Südeuropa vorgesehen ist. Sie planen eine Energieinsel und eine seeseitige Marktkopplung des Offshore-Stromes, damit dieser über das europäische North Sea Offshore Grid auf effizientestem Wege verteilt werden kann; anders als unsere europäischen Nachbarn ist im deutschen NEP aber nicht die Verbindung als Seetrasse sondern der kürzeste Weg zu einem landseitigen Netzverknüpfungspunkt ausgerechnet über den schon bereits ausgelasteten Büsum-Korridor vorgesehen. Dabei wird der dänische Offshore-Windstrom ebenso wenig für die Stromkunden in Schleswig-Holstein wie in Dänemark produziert. Die Begründung, man möchte den dänischen Windstrom über eine landseitige HGÜ-Verbindung an den Standort des Kraftwerks Datteln weiterleiten, wäre einzeln betrachtet eine sinnvolle geradlinige Trassenwahl. Allerdings werden damit ein erheblich teurerer landseitiger Kabelausbau nebst Elbtunnelquerung und eine rund 300 Kilometer längere Kabelgesamstrecke erforderlich. Geradlinig für den Nord-Süd-Stromtransport ist auch bei see- und landseitigen Kombinationen keine Nord-West-Süd-Ost-Trasse. Dabei stützten sich die ÜNB auf die Vorstellung, das Netzgebiet des Übertragungsnetzbetreibers Amprion würde neuerdings in Schleswig-Holstein beginnen; nur weil dort eine HGÜ-Verbindung errichtet wird. Folgerichtig wäre es, wenn Amprion dann auch die Kosten für den Umweg tragen würde. Augenscheinlich besteht bei der volkswirtschaftlichen Kostenprüfung Nachbesserungsbedarf. **Es wäre wünschenswert, dass die ÜNB nicht nur die Netzentwicklung, sondern auch die Kostenverantwortung gemeinsam tragen.**

Bei der Anlandung von HansaLink in Schleswig-Holstein stellt sich die gleiche Frage, warum die Prämisse für einen geradlinigen Trassenverlauf von HGÜ-Leitungen immer nur bis zu einem landseitigen Netzverknüpfungspunkt und nicht zwischen Einspeisung/Stromerzeugung und Ausspeisung/Stromnutzung gilt. Geradliniger Trassenbau kann sich nicht allein auf die kürzeste Verbindung zwischen einem Offshore-Park und dem nächstgelegenen landseitigen Anlandungspunkt beziehen. Schottischer Offshore-Strom bedient die Stromnachfrage in Südengland bzw. in Mitteleuropa. Für die Netzanbindung in Steinburg fehlt eine begründende marktbezogene Betrachtung der Netzauslastung und der Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen NVP in der einheitlichen deutschen Gebotszone. So ist davon auszugehen, dass dieser NVP in SH zu mehr Abregelung und zusätzlichem Netzausbau im Norden führt. **Die Abwägung und die Folgekosten sollten im NEP ausgewiesen werden.**

Grundsätzlich ist der Netzausbau zwischen den Nordseeanrainerstaaten zu begrüßen, aber **so wie onshore sollte auch im Offshore-Bereich ein nachhaltiger North Sea Grid Development Plan verfolgt werden.** Die Planungen der 12 Offshore-TSO sehen in

diesem Punkt wesentlich vernünftiger aus. So landet nach deren Planung die Windenergie aus den dänischen offshore Gebieten in Niedersachsen an.

Für den Ostseeraum wird der Ausbau von Windenergie im Küstenmeer von Schleswig-Holstein grundsätzlich kritisch gesehen. Davon unabhängig stellt sich die Frage, wie der Ausbau zusätzlicher GW Windleistung im Küstenmeer mit dem landseitigen Ausbau verknüpft werden kann. Zumindest **für Schleswig-Holstein ist eine Anlandung von Off-shore-Strom aus dem Küstenmeer in die laufenden Ausbauvorhaben nicht eingeplant**. Hier ist für Planungssicherheit insbesondere auch für alternative Flexibilität ab 2037 dringend Transparenz und Abstimmung mit den Küstenländern und zwingend eine konkrete Einbindung in den NEP erforderlich.

3) Ausbau von landseitigen Stromtrassen

Für den landseitigen Stromnetzausbau wird im vorliegenden NEP-Entwurf die Ermittlung des volkswirtschaftlichen optimalen Übertragungsnetzes in den Fokus gestellt. In dessen Folge kommt es zur Neubewertung einiger Maßnahmen und zu einem neuen volkswirtschaftlichen Optimum des Netzausbaus. Eine Folge ist die Verkleinerung des Zielnetzes im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) sowie ein höherer Bedarf an Engpassmanagement.

Schleswig-Holstein wird durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der dazugehörigen Netzinfrastrukturen weiterhin seinen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Bundesrepublik Deutschland leisten. Dabei wird vorausgesetzt, dass die dringend erforderlichen Weichenstellungen hinsichtlich eines zukunftsfähigen, kosteneffizienten und transformationsfördernden Marktdesigns zeitnah erfolgen. Das vorgelegte Klimaneutralitätsnetz bietet hierfür eine gute Grundlage, den regulatorischen Bedarf zu identifizieren.

Für die regionale und räumliche Entwicklung der leitungsgebundenen Infrastruktur in Schleswig-Holstein sind die Schnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz von wesentlicher Bedeutung. Angesichts der Verantwortung für die Optimierung der gesellschaftlichen Strukturentwicklungskosten erachten wir eine breite Diskussion und Akzeptanz dieser punktuellen Schnittstellen für dringend erforderlich. Die Untersuchung des Bedarfs zusätzlicher Umspannwerke oder Transformatoren zwischen dem Höchst- und Hochspannungsnetz (380/110 kV) lediglich außerhalb des NEP zwischen den betroffenen Netzbetreibern kann die notwendige Transparenz und Verbindlichkeit gegenüber den Marktakteuren nicht schaffen. **Die 380/110 kV-Schnittstellen sollten im NEP als eigenständige Maßnahmen festgestellt und ausgewiesen werden.**

Anmerkungen zu Leitung P478: Hinsichtlich der naturschutzfachlichen und -rechtlichen Belangen ist diese Maßnahme insbesondere aufgrund der Betroffenheit der Elbe als bedeutender Korridor für den internationalen Vogelzug kritisch zu sehen, da nicht auszuschließen ist, dass sich das Kollisionsrisiko durch die neue Leitung signifikant erhöht. **Eine Beibehaltung der bisherigen Trasse inklusive Untertunnelung der Elbe im Mündungsbereich wird aus naturschutzfachlicher Sicht als vorzugswürdig angesehen.** Eine Definition als Infrastrukturgebiet käme für diese Leitung aufgrund der Regelung in §

12j EnWG voraussichtlich nicht zum Tragen, da mit erheblichen Betroffenheiten mehrerer Natura 2000-Gebiete – und damit einer Querung von gemäß § 12j Abs. 1 EnWG zu meidenden Gebiete - zu rechnen wäre und eine alternative Tunnellösung zur Verfügung steht.

4) Flexibilitäten

In Abbildung 7 wird für Schleswig-Holstein insbesondere der Elberaum und die Westküste als neuer industrieller Hot Spot und Energiegroßverbraucher ausgewiesen. Das mag aus Sicht der Netzplanung der ÜNB wünschenswert sein, allein es fehlen dafür auf Bundesebene die rechtlichen und wirtschaftspolitischen Weichenstellungen. Schleswig-Holstein will gerne seinen Beitrag zur Erreichung dieses Zielbildes leisten, erwartet aber eine frühzeitige Einbindung bei den notwendigen Weichenstellungen zur Regionalentwicklung. **Zur Unterstützung der Regionalentwicklung wird von den ÜNB erwartet, den rechtlichen Anpassungsbedarf für die Entwicklung industrieller Hot Spots gegenüber der Bundesregierung im NEP-Prozess zu benennen und einzufordern.** Es sei zudem darauf hingewiesen, dass auch weiter nördlich wesentliche räumliche und infrastrukturelle Potenziale zur Errichtung von industriellen Großverbrauchern wie Elektrolyseuren an geplanten Netzverknüpfungspunkten bestehen. Die Verortung entsprechender Lasten wäre ebenfalls im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung des Netzausbaus. Deutlich wird, dass hier auch weitere politische Aktivitäten zur volkswirtschaftlichen Modernisierung des Strommarktes, zur Neuregulierung der Netzentgelte, zur Vergabe von Netzanschlüssen und insbesondere zu den übergeordneten wirtschaftspolitischen Instrumenten auf Bundesebene erforderlich wären.

In der Marktsimulation erfolgt der Einsatz eines Elektrolyseurs, sobald der Elektrizitätspreis eines Marktgebiets unter den Schwellenwert für den wirtschaftlichen Einsatz eines Elektrolyseurs fällt. Bei der Herleitung von Einsatzprofilen für die Produktion von Wasserstoff ist der Schwellenwert so bemessen, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70 %) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff gleich den Kosten von Erdgas liegen; inklusive der bei der Verbrennung anfallenden CO₂-Emissionskosten. Erst bei einem Strompreis unter dem ermittelten Schwellenwert (2037: 33,31 EUR/MWh) sollen die Elektrolyseure mit der Wasserstoffherzeugung beginnen. Das ist angesichts der energiepolitischen Zielsetzung des Ausstiegs aus fossilen Gasen kein geeignetes Einsatzprofil. Der Erdgaspreis mag für die Marktumstellung auf Wasserstoff und damit für die Nachfrage in Teilen noch maßgebend sein, nach der Umstellung sicherlich nicht mehr. Und es gibt andere Prämissen für die Produktion von Wasserstoff, z.B. die Nachfragespitzen, Angebotsschwankungen oder die saisonale Befüllung von Speicherkapazitäten. **Für die Marktsimulation beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist auf das Gesamtsystem einer klimaneutralen Zielwirtschaft abzustellen.**

Für den netzorientierten Einsatz von haushaltsnahen Flexibilitäten im Szenariopfad C (S. 42) wird angenommen, dass der Einsatz von 25 % der Haushaltsbatteriespeicher, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen so erfolgt, dass Spitzen der Residuallast minimiert werden. Diese Optimierung von lokalen Netzengpässen mag bei ausreichend volatilen Stromange-

boten gut funktionieren, in Zeiten einer längeren Dunkel-Flaute ist das aber nicht möglich. **Dieser Ansatz ist daraufhin zu überprüfen.**

Bei der Modellierung der PV-Einspeisung kommt es „zu nicht integrierbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ (S. 46), die bei der Ermittlung des Überschusses keine Rolle spielen. Fraglich ist doch aber die Größenordnung der Netzrestriktionen und die Auswirkungen auf den Strommarkt. **Bitte im zweiten Entwurf die Auswirkungen auf die Marktentwicklung darstellen.**

Für eine regionale systemische Bewertung sollte die marktseitige Einsenkung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien je Bundesland in Ziffer 3.3.2 ausgewiesen werden.

Es werden erneut fehlende Anreize für kosteneffiziente und technologie neutrale Innovationen im derzeitige Regulierungsrahmen beklagt. Wo aber sind die innovativen Lösungen im Übertragungsnetz bzw. wo ist der Bedarf für den Weg zur Klimaneutralität? Allein die Behauptung, es bestünde Bedarf für Anreize ist nicht ausreichend für die Feststellung der Notwendigkeit, die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen. Möglicherweise ist eher der fehlende Technologiereifegrad maßgeblich, dann braucht es neben der Anreize im Regulierungsrahmen ein reales Testfeld. Schleswig-Holstein ist mit seinen konzentrierten energieintensiven Regionen dafür prädestiniert. Insbesondere für die Herausforderungen in der Industrieregion Brunsbüttel brauchen wir alle Optionen, um für die gewaltigen energetischen Strommengen auf engstem Raum zukunftsfähige Lösungen zu schaffen. Das MEKUN bietet dazu die Mitwirkung und erwartet konstruktive Angebote. Auch wenn Projekte nur mit Bundesförderung akzeptiert werden, sollten wir vor den bürokratischen Hürden nicht kapitulieren. **Die Anreizregulierung darf der Systemwende hin zu einer klimaneutralen Energiewirtschaft nicht entgegenstehen.**

5) Anmerkung zur Digitalen Projektbibliothek

Die Vorhabenübersicht in der Digitalen Projektbibliothek erschwert die Offline-Lektüre und die Suche nach mehreren Vorhaben in einer Datei. Wir bitten darum, weiterhin eine pdf-Datei bereitzustellen, die alle Projektsteckbriefe enthält.

Mit freundlichen Grüßen

Joschka Knuth

Staatssekretär