



500002

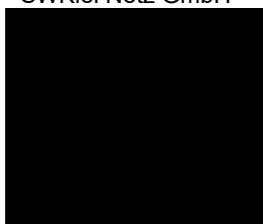
Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500002
Eingangsdatum: 12.09.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

SWKiel Netz GmbH



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme: Die Maßnahmen (M46 M47) zur Netzverstärkung und zum -ausbau im Bereich Audorf/Süd - Kiel - Trent - Göhl/West (P71) wird aus Sicht der SWKiel Netz GmbH ausdrücklich begrüßt.
Auf Grund der geplanten Maßnahmen und Vorgaben der Bundesregierung im Rahmen der Verkehrs- und Wärmewende wird ein erheblicher Leistungsanstieg im Netzgebiet der SWKiel Netz GmbH erwartet.
Um die zukünftige Stromversorgung in unseren Netzgebiet sicherzustellen, sehen wir den Bau der 380-kV-Doppelleitung (M46), sowie die Errichtung einer entsprechend leistungsfähigen Einspeisung (UW Kiel X) in unser Netz als zwingend notwendig an.
Neben dem zu erwartenden Leistungsanstieg begründet sich die Notwendigkeit der Maßnahmen M46 M47 mit der im Fehler- oder Wartungsfall weiterhin sicherzustellenden Versorgung.
Die Wahl und Realisierbarkeit des Standorts des zukünftigen UW Kiel X unterliegt vielfältigen Kriterien. Ein wesentliches Kriterium daraus ist die optimale netztopologische Verknüpfung der Netze der TenneT TSO GmbH und der SWKiel Netz GmbH, die bilateral zu erarbeiten ist.



500017

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500017
Eingangsdatum: 06.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: N-ERGIE Netz GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Konsultationsbeitrag der N-ERGIE Netz GmbH zum NEP 2037/2045 (2023)

Sehr geehrte Damen und Herren,
als Verteilnetzbetreiber im nordbayerischen Raum nutzt die N-ERGIE Netz GmbH gerne die Möglichkeit der Stellungnahme zum laufenden Konsultationsverfahren des Netzentwicklungsplans NEP 2037/2045 (2023).

In dem von der N-ERGIE Netz GmbH versorgten Gebiet mit ca. 8.000 km² kommt es inzwischen, durch vorwiegend aus PV-Einspeisung getriebene Engpässe im Hochspannungsnetz, zu hohen Redispatchkosten durch fehlende Netzkapazitäten und dadurch bedingte Abregelungen von EE-Einspeisungen.

Um den noch weit über die aktuelle Situation hinausgehenden Prognosen zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch im Rahmen der Energiewende Rechnung zu tragen, baut die N-ERGIE Netz GmbH ihre Netze aktuell - und in Zukunft massiv verstärkt - in allen Spannungsebenen immens aus.

Die Anbindung des Hochspannungsnetzes an das Übertragungsnetz muss folgerichtig für die erwarteten Leistungsflüsse ebenfalls massiv ausgebaut werden.

Diesbezüglich steht die N-ERGIE Netz GmbH in engem und konstruktivem Kontakt mit der Tennet TSO GmbH in der Rolle des ÜNB und dem der N-ERGIE Netz GmbH vorgelagerten Verteilnetzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH, mit dem bei einem Teil der Standorte für neue Umspannwerke ins Höchstspannungsnetz eine gemeinsame Planung erfolgt.

Die N-ERGIE Netz GmbH begrüßt es daher sehr, dass ihre Bedarfsmeldung zur Erweiterung der Netzkupplkapazitäten im Rahmen des ersten Entwurfs des NEP in den zweiten Entwurf implementiert wurde. Damit sind die Prognosen zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in den NEP eingeflossen. An dieser Stelle möchte die N-ERGIE Netz den entsprechenden Ausbaubedarf (nachfolgend beschrieben) nochmals deutlich bestätigen.

Neubau UWs (vertikale Punktmaßnahmen) im Bereich der N-ERGIE Netz GmbH im Zubaunetz des NEP 2037/2045 (2023), aus Begleitdokument und Projektsteckbriefen:

- P342 UW Markt Bibart, Ausbau:
Standort hat höchste Priorität für N-ERGIE Netz GmbH

- P490 UW Suchraum Petersgmünd, Ausbau:
In Verbindung mit der Leitungsmaßnahme P490 (Netzausbau zwischen Suchraum Petersgmünd und Goldhöfe). Das neu zu errichtende Umspannwerk im Suchraum Petersgmünd soll neben der Einschleifung in die neu zu bauende 380-kV-Doppelleitung zusätzlich in die bestehende 380-kV- Doppelleitung zwischen Raitersaich und Irsching eingeschlifft werden. Der Ausbau des neuen Umspannwerkes im Suchraum Petersgmünd zur Abführung der Erzeugungsleistung aus dem Hochspannungsnetz ist aus Sicht der N-ERGIE Netz GmbH zum nächstmöglichen Zeitpunkt erforderlich und muss begonnen werden, sobald die Festlegung eines Standortes erfolgen kann.

- P342 UW Theilheim, Ausbau:
Die vertikale Punktmaßnahme ist aus Sicht der N-ERGIE Netz GmbH ebenfalls unbedingt notwendig.

- P481 UW Wallmersbach, Ausbau:
In Verbindung mit der Leitungsmaßnahme P481 (Ausbau 380-kV Großkrotzenburg - Raitersaich/West). Die in die neue 380-kV Leitung einzuschleifende vertikale Punktmaßnahme UW Wallmersbach ist aus Sicht der N-ERGIE Netz GmbH ebenfalls unbedingt notwendig.
Aufgrund der sich jedoch erst mit ausreichendem Planstand der 380-kV Neubauleitung ergebenden Standortfrage ist das UW jedoch erst zum späteren Zeitpunkt umsetzbar.

Ausbau/Verstärkung bestehender UWs (vertikale Punktmaßnahmen) im Netzbereich der N-ERGIE Netz GmbH:

- P342 Ludersheim West, 3./4. DK
- P342 Kriegenbrunn, 4. DK
- P342 Raitersaich/West, 4. DK

Die N-ERGIE Netz GmbH sieht dringenden und unmittelbaren Umsetzungsbedarf bei der Realisierung der Ausbaumaßnahmen für die Anbindung an die Höchstspannung, um der sich deutlich verschärfenden Engpasssituation zu begegnen und notwendige Abregelungen von EE-Anlagen zukünftig zu minimieren.

Leider ist nach Angaben des ÜNB von einer Umsetzungszeit für einen Neubau von Umspannwerken (im günstigsten Fall bestehender 380-kV Leitungen) von > 10 Jahren auszugehen. Von den Umsetzungszeiten bei einer vorherigen Leitungsbaumaßnahme mit anschließendem Neubau von Umspannwerken erwarten wir annähernd die doppelte Umsetzungsdauer. Die Umsetzung solcher Maßnahmen - auch Ausbau im Hochspannungsnetz - dauert aktuell noch deutlich zu lange und muss daher signifikant beschleunigt werden. Um Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungszeiten zu verkürzen müssen zahlreiche Prozesse und Verfahrenswege optimiert werden. Insbesondere der notwendige Flächenbedarf für den Netzausbau muss politisch begleitet werden, um die Akzeptanz in der Bevölkerung nicht zu gefährden.

Wir gehen davon aus, dass die aufgezeigten und von unserer Seite bestätigten Ausbaumaßnahmen im Rahmen der Konsultation bestätigt werden.



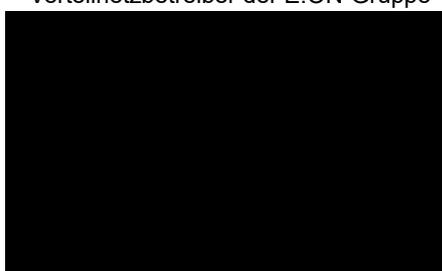
500023

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500023
Eingangsdatum: 15.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Auch wir als Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe sehen den für ein klimaneutrales Energiesystem erforderlichen Netzausbau als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an und beteiligen uns deshalb gerne an der öffentlichen Konsultation des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2037 (Version 2023). In der Anlage haben wir zu den Themen

- Verluste
- Modellierung von Flexibilitäten
- Spitzenkappung
- Verbleibender Redispatch-Bedarf
- Ausbaubedarf an der Schnittstelle zum Verteilnetz
- Systemstabilität - Momentanreserve aus dem Verteilnetz

gemeinsam Stellung genommen. Netzbetreiberspezifische Themen werden ggf. in eigenen Stellungnahmen aufgegriffen.

Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn

per Onlineformular

Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 (Version 2023) der E.ON-Netzgesellschaften in Deutschland

Auch wir als Verteilnetzbetreiber sehen den für ein klimaneutrales Energiesystem erforderlichen Netzausbau als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an und beteiligen uns deshalb gerne an der öffentlichen Konsultation des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2037 (Version 2023). Wir erkennen die Professionalität und Qualität des vorliegenden Entwurfs sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse an. Zu einigen übergreifenden Themen, die Verteilnetze betreffen, nehmen die Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe in Deutschland (Avacon Netz, Bayernwerk Netz, E.DIS Netz, LEW Verteilnetz, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom, Schleswig-Holstein Netz, Syna, Westnetz) im folgenden gemeinsam Stellung. Netzbetreiberspezifische Themen werden ggf. in eigenen Stellungnahmen aufgegriffen.

Verluste (Seite 36)

Wir begrüßen die gewählte Berücksichtigung der erwartbar steigenden Verteilnetzverluste in einer Höhe von 34,8 TWh. Die Umsetzung des Vorschlags aus der Genehmigung des Szenariorahmen der BNetzA ist sachgerecht. Da der Großteil des steigenden Elektrizitätsbedarfs auf neue Verbraucher (Elektromobilität, (Groß-)Wärmepumpen, Rechenzentren) mit Anschluss in der Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsebene zurückzuführen ist, werden -physikalisch bedingt -auch die Netzverluste in diesen Spannungsebenen steigen.

Modellierung von Flexibilitäten (Seite 36ff)

Der rein marktpreisorientierte Einsatz von Flexibilitäten in allen drei Szenarien folgt der Genehmigung des Szenariorahmen der BNetzA. Wir möchten darauf hinweisen, dass ein rein marktpreisorientierter Flexibilitätseinsatz einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung und den notwendigen Ausbaubedarf der Verteilnetze hat. Insbesondere die Residuallastveränderung durch haushaltsnahe Flexibilitäten aus Wärmepumpen und E-PKW, der strommarktoptimierte Einsatz der Kleinbatteriespeicher sowie der strompreisbasierte Abruf der Demand Side Management Potentiale des GHD-Sektors haben eine deutliche Wirkung im Verteilnetz.

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Erich Clementi

Vorstand:
Leonhard Birnbaum
(Vorsitzender)
Thomas König
Patrick Lammers
Victoria Ossadnik
Marc Spieker

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 28196

Spitzenkappung (Seite 45)

Die Systematik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung wurde erstmalig seit dem NEP 2030 (2017) angepasst. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA wird keine explizite Spitzenkappung mehr berücksichtigt. Eine über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG zur Spitzenkappung hinausgehende Berücksichtigung von Spitzenkappungsmaßnahmen ist somit nicht mehr gegeben. Da bereits seit dem letzten NEP kein engpassfreies Netz mehr geplant wird, verbleibt in allen Szenarien ein Redispatch-Bedarf (vgl. Folgeabschnitt). Die bisher über die explizite Spitzenkappung berücksichtigte Abregelung der Erzeugung ist nun im verbleibenden Redispatch-Bedarf enthalten. Die jetzige Modellierung sehen wir als geeignet an.

Verbleibender Redispatch-Bedarf (Seite 132, 172)

Engpässe im Übertragungsnetz werden in größerem Umfang nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen beseitigt. Hierdurch verbleibt in allen Szenarien für 2037 und 2045 ein Redispatch-Bedarf von 1,5 TWh bis 5,9 TWh. Dabei führt die netzdienliche Verortung der Elektrolyseure schon zu einer deutlichen Reduktion. Die vorläufigen Prüfergebnisse auf Basis des Überlastungsindex der Zielnetze in allen Szenarien der Zieljahre 2037 und 2045 zeigen ebenfalls, dass deutliche Netzengpässe in den Zielnetzen verbleiben.

Wir gehen davon aus, dass bereits bis 2030 durch die deutliche Steigerung des EE-Ausbaus aufgrund der EEG-Novelle 2023 mit einem höheren Redispatch-Bedarf als bislang angenommen zu rechnen ist. Der – selbst bei zeitgerechter Umsetzung der Ad-hoc- und Ausbaumaßnahmen – dauerhaft resultierende Redispatch-Bedarf wird auf Basis der gesetzlichen Redispatch-Regelungen auch über die Verteilnetze zu erbringen sein.

Ausbaubedarf an der Schnittstelle zum Verteilnetz (Seite 141)

Wir begrüßen, dass die gemeldeten Bedarfe der Verteilnetzbetreiber an zusätzlichen Transformatoren und neuen Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz (vertikale Punktmaßnahmen) im zweiten Entwurf weitestgehend aufgegriffen wurden. Um die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene zu integrieren, sind diese Maßnahmen essenziell, auch wenn die vertikalen Punktmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber keine Bestätigung im NEP erhalten.

Systemstabilität - Momentanreserve aus dem Verteilnetz (Seite 163ff., 253)

Die Analysen zur Systemstabilität weisen erhebliche Mehrbedarfe zur Beherrschung von Netzauftrennungen in Form von Momentanreserve auf, die bereits im analysierten Zwischenszenario 2030 auftreten. Diese Bedarfe sollen auch über netzdienliche Beiträge Dritter mit Anschluss in der Verteilnetzebene bereitgestellt werden.

Es wird eine Nutzung der Potentiale mit Anschluss im Verteilnetz unterstellt. Eine alleinige Anreizung der zügigen Marktreife netzbildender Anlagen und Änderung der TAR/ TAB reichen hierzu nicht aus. Es wird bisher außer Acht gelassen, dass derzeit weder wissenschaftlich und erst recht nicht durch Feldtests geklärt ist, wie ein sicherer Netzbetrieb mit netzbildenden Anlagen insbesondere in der MS- und NS-Ebene gewährleistet werden kann. Welche Auswirkungen entstehen und welche Maßnahmen ergriffen werden müssen ist erst zu klären, bevor netzbildende Anlagen in diesen Spannungsebenen als Lösung für die Beherrschung von Netzauftrennungen im Übertragungsnetz antizipiert werden.

Die E.ON-Gesellschaften tragen hier aktiv zur Klärung der noch offenen Fragen bei. Die Aktivitäten umfassen u. a. die Roadmap Systemstabilität, die Arbeitsgruppen im Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN), das Forschungsprojekt Verteilnetz 2030+, das beantragte Förderprojekt SURVIVE (Anwendung im Feld) sowie weitere eigene Analysen und Studien.





500025

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500025
Eingangsdatum: 17.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: LSW Netz GmbH & Co. KG
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der 1.Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (Version 2023, 1. Entwurf) hat die LSW Netz in Ihrer Stellungnahme auf die notwendige, zusätzliche 380 kV-Verknüpfung zum 110 kV-Netz der LSW Netz hingewiesen. Diese Notwendigkeit besteht aus unserer Sicht weiterhin. Wir haben Ihnen daher als Anhang unsere Stellungnahme zum 1.Entwurf erneut angehängt und bitten um Prüfung und Aufnahme.

Mit freundlichen Grüßen

LSW Netz GmbH & Co. KG

LSW Netz GmbH & Co. KG, 38440 Wolfsburg

Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045

Stellungnahme zum 1. Entwurf (Version 2023)

Begründung:

- Identifikation von Transportbedarf in allen NEP-Szenarien
- Bitte um Prüfung und Aufnahme in den 2. Entwurf zum NEP

Zum Netzentwicklungsplan 2037 / 2045 (2023) (NEP) sieht die LSW Netz GmbH & Co. KG (LSW Netz) die dringende Notwendigkeit, im Rahmen der Konsultation zum 1. Entwurf auf die Berücksichtigung einer zusätzlichen Verknüpfung zum 110 kV-Netz der LSW Netz hinzuwirken. Die Notwendigkeit liegt begründet im Ausbau erneuerbarer Energien im Netzgebiet der LSW Netz und sollte durch die Anpassung der Parallelneubau-Maßnahme M778 und der Aufnahme eines neuen 380/110 kV-Umspannwerks (UW) erfolgen. Die LSW Netz stützt ihre Stellungnahme auf die Ergebnisse einer im November 2022 abgeschlossenen Studie mit der E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge).

Im gesamten Netzgebiet der LSW Netz wurden durch den Ausbau erneuerbarer Energien bereits zahlreiche Erzeugungsanlagen errichtet. Einhergehend mit der steigenden Anzahl geplanter und als EEG-Einspeisebegehren angemeldeter Anlagen wachsen auch die Anlagengrößen der Erzeugungsanlagen. Neben großen Windparks sollen insbesondere große Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit Gesamtleistungen in hohen zwei- bis niedrigen dreistelligen Megawatt-Bereichen realisiert werden.

Das 110 kV-Netz der LSW Netz weist im nördlichen Bereich des Landkreises Gifhorn eine Ringstruktur auf und bindet weiter südlich an das 110 kV-Netz des vorgelagerten Verteilnetzbetreibers Avacon Netz GmbH an. Ein Großteil der erzeugten Energie wird dabei im Bereich des 220/110 kV-UW Braunschweig Nord der TenneT TSO GmbH (TenneT) und in das 380/110 kV-TenneT-UW in Hattorf zurückgespeist.

In aktuellen Prognosen – basierend auf den Annahmen des NEP 2035 – rechnet die LSW Netz mit installierten Leistungen im Netzgebiet von mehr als 2,5 GW (davon ca. 1,3 GW Windkraft und 1,2 GW Photovoltaik). Darüberhinausgehend sehen Planungen des Landes Niedersachsen zur Einhaltung des 2,2 %-Ziels für Windkraft eine überproportionale Ausweisung von Windvorranggebieten von bis zu 4,26 % im ländlichen Landkreis Gifhorn vor (entspricht ca. 2,3 GW Windleistung bei 0,33 MW/ha).

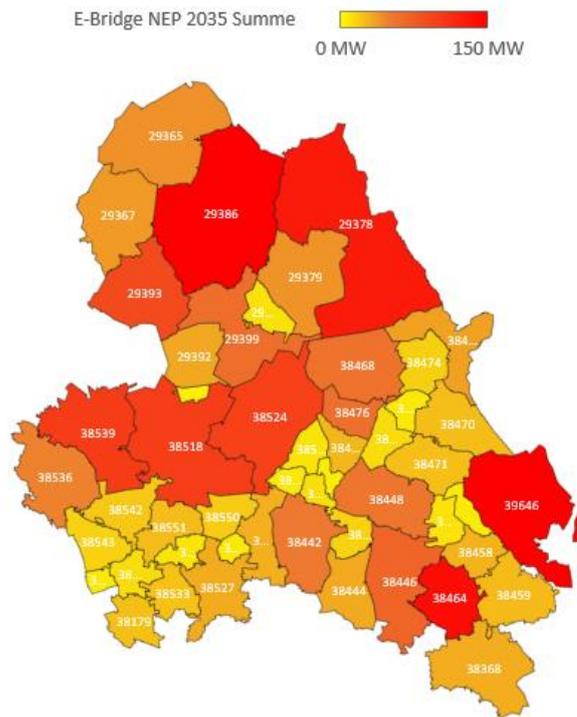


Abbildung 1: Prognostizierte Leistungen im Netzgebiet der LSW Netz

Hinsichtlich der Umsetzung hat die Studie der LSW Netz und der E-Bridge geeignete Netzverknüpfungspunkte für das notwendige 380/110 kV-UW im Bereich der 380 kV-Leitung Stadorf-Wahle identifiziert. Aus Sicht der bestehenden 110 kV-Netztopologie erweist sich eine Anbindung im westlichen LSW Netzgebiet im Bereich des bestehenden 110 kV-Knotenpunktes am Umspannwerk in Gamsen (GAM) als sehr wirksam.

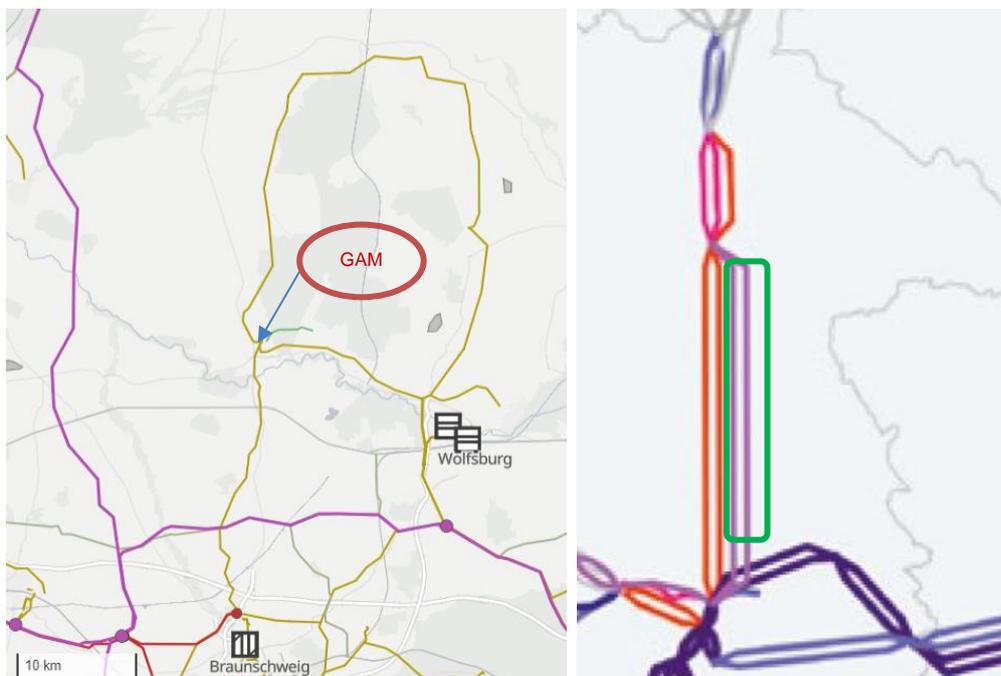


Abbildung 2: Geografische Einordnung des neuen Netzverknüpfungspunktes

Die LSW Netz fordert in ihrer Stellungnahme daher das Hinzufügen einer Punktmaßnahme i. V. m. einer Änderung der Maßnahme M778 im Zubaunetz des NEP 2037 / 2045 (2023):

Änderung der Maßnahme M778

Verschwenken M778 auf Einschleifung eines neuen 380/110 kV-UW im Netzgebiet der LSW Netz in Gamsen

Die Berücksichtigung der oben beschriebenen Notwendigkeiten basiert auf dem im NEP beschriebenen Transportbedarf durch den Ausbau erneuerbarer Energien und wird der Betroffenheit einzelner Verteilnetzbetreiber gerecht.

Abschließend bekräftigt die LSW Netz nochmals den dringenden Bedarf und bittet um Berücksichtigung im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037 / 2045 (2023).



500026

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500026
Eingangsdatum: 17.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bayernwerk Netz GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Beigefügt die Stellungnahme der Bayernwerk Netz GmbH

Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstraße 7, 93049 Regensburg

Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn

(vorab per Mail an nep-2023@bnetza.de)

Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,

auch wir als Verteilnetzbetreiber sehen den für eine erfolgreiche Energiewende erforderlichen Netzausbau als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an und beteiligen uns deshalb gerne an der Konsultation des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2037 / 2045 (Version 2023). Zu konkreten Maßnahmen in unserem Netzgebiet, auf die wir z.T. bereits in der Stellungnahme zum 1. Entwurf eingegangen sind, nehmen wir nachfolgend Stellung. Zu einigen Themen, die die Verteilnetze aller neun Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe in Deutschland betreffen, erfolgt eine gesonderte Stellungnahme der E.ON-Gruppe.

Wir erkennen die Professionalität und Qualität des vorliegenden Entwurfs an und schätzen die zielführende Einbindung bei der Erstellung.

Konkrete Hinweise für das Netzgebiet der Bayernwerk Netz GmbH

1. Regionalisierung PV-Anlagen

Aus den zur Verfügung gestellten regionalisierten PV-Prognosen ergibt sich für Bayern im Jahr 2045 eine installierte PV-Gesamtleistung von ca. 104 GW, davon ca. 61 GW für PV-Gebäudeanlagen und ca. 43 GW für PV-Freiflächenanlagen. Dabei erscheint uns der Anteil an PV-Gebäudeanlagen als deutlich zu hoch. Einerseits überschreitet der vorgenannte Wert das im Entwurf des NEP-Szenariorahmens für Bayern ausgewiesene Dachflächenpotential (52 GW), andererseits ist nach unseren Erkenntnissen die Dachflächenkapazität in Bayern hierfür nicht ausreichend. Bei typischer Anlagengröße (7 kWp je PV-Aufdachanlage) würden in Bayern knapp 6 Mio. Gebäude-Dachflächen benötigt, was den bayerischen Wohngebäudebestand (ca. 3,1 Mio.) deutlich überschreitet. Im NEP-Entwurf wird zwar Süddeutschland als Schwerpunkt für Aufdach-Anlagen klassifiziert, jedoch sind dort keine Annahmen oder Erläuterungen zur Einbeziehung von Nicht-Wohngebäuden (z.B. Dachflächen von Gewerbebetrieben) enthalten.

2. Punktmaßnahmen - Bedarf neuer HöS/HS-Umspannwerke

Wir haben für das sogenannte Klimaneutralitätsszenario umfangreiche netzplanerische Untersuchungen für unser Netzgebiet (110-kV-Zielnetzstudie) durchgeführt. Auf Basis dieser Untersuchungen ergeben sich insbesondere aufgrund der Zubauprogno- sen bei der regionalen EE-Einspeisung neben erheblichen Anforderungen an die

Bayernwerk Netz GmbH
Lilienthalstraße 7
93049 Regensburg
www.bayernwerk-netz.de

Ihr Ansprechpartner

Datum
17. November 2023

Sitz: Regensburg
Amtsgericht Regensburg
HRB 9476

Geschäftsführer
Gudrun Alt
Dr. Joachim Kabs
Robert Pflügl

Weiterentwicklung unseres 110-kV-Netzes auch umfangreiche Handlungsbedarfe an bestehenden bzw. zur Errichtung neuer HöS/HS-Umspannwerke.

Datum
17. November 2023

a) Verstärkungsbedarf an bestehenden HöS/HS-Umspannwerken

Auf Basis unserer 110-kV-Zielnetzstudie kommen wir zum Ergebnis, dass insbesondere für den Abtransport der prognostizierten EE-Leistung (und damit des Leistungsüberschusses in unserem 110-kV-Netz) an jedem der 28 bestehenden HöS-/HS-Umspannwerke eine Erhöhung der bestehenden Transformatorenkapazität erforderlich ist. Bis 2045 sehen wir eine Verdoppelung der bestehenden HöS/HS-Transformatoren als zwingend notwendig an, um die Voraussetzungen zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele in Bayern zu schaffen; allein bis t+10 wären davon 31 Stück erforderlich. Im Begleitdokument „Punktmaßnahmen“ zum NEP wurde der von uns gemeldete Bedarf an langfristig erforderlichen Kupplern bei Bestandsstandorten aufgenommen und auch in den Leitungs-Projektsteckbriefen erfasst. Die Inbetriebnahmetermine sind aus unserer Sicht jedoch nicht in benötigtem und von uns gefordertem Zeithorizont.

b) Bedarf an zusätzlichen HöS/HS-Umspannwerken

Ergänzend zu den aufgeführten Kapazitätserhöhungen an bestehenden HöS/HS-Umspannwerken ergibt sich aus unseren Untersuchungen zusätzlich ein erheblicher Bedarf an neuen HöS/HS-Kuppelstellen in unserem Netzgebiet. Neben der bereits im NEP 2021 enthaltenen zusätzlichen Netzkuppelstelle Rotenburg an der Laaber besteht Bedarf an 16 weiteren zusätzlichen HöS/HS-Umspannwerken in unserem Netzgebiet, die aus unserer Sicht bereits innerhalb der nächsten 10 Jahre erforderlich sind. Diese zusätzlichen Kuppelstellen sind in Verbindung mit den in unserem 110-kV-Netz erforderlichen Netzverstärkungen gemeinsame Voraussetzung, um die perspektivischen (insbesondere EE) Anforderungen an die Versorgungsaufgaben in Bayern erfüllen zu können.

Von diesem in mehreren Gesprächen und Schreiben kommunizierten vordringlichsten Bedarf an neu zu errichtenden HöS/HS-Umspannwerken fanden im 2. Entwurf des NEP Strom 2023-2037/2045 bisher leider nur die Bedarfe in den Suchräumen Piegendorf, Rettenbach, Burghausen, Gambach, Markt Bibart, Vohburg, Straubing, Bad Griesbach, Burghausen, Oberbernbach, Stollnkirchen, und Amberg Berücksichtigung. Die im NEP-Entwurf genannten Inbetriebnahmetermine sind deutlich nach t+10 und daher zu spät. Die genannten Inbetriebnahmetermine sind daher zeitlich vorzuziehen.

Darüber hinaus sehen wir vordringlichen Bedarf in den Suchräumen Waakirchen, Münnerstadt, Naila, Grabenstätt und Perlesreut. Wir sehen die Aufnahme dieser weiteren Standorte mit vordringlichem HöS/HS-Neubaubedarf in die Planungen sowie in den NEP als zwingend nötig an, um in Bayern die Anforderungen an die perspektivischen Netzaufgaben (insbesondere EE) erfüllen zu können und fordern die Aufnahme im NEP.

Im Rahmen unserer HS-Netzausbauplanungen gehen wir von einer Realisierung der vorgenannten HöS/HS-Neubaubedarfe innerhalb der nächsten 10 Jahre aus. Sollte sich die Maßnahmenumsetzung verzögern oder Maßnahmen nicht umgesetzt werden können, sind gemeinschaftlich mit Tennet TSO geeignete Alternativkonzepte zu entwickeln.

Über den vordringlichen Bedarf hinaus sehen wir auf Basis unserer Untersuchungsergebnisse langfristig (t+10 bis 2045) Bedarf von mehr als zehn weiteren neuen HöS/HS-Umspannwerken, den wir zwischenzeitlich auch an TenneT TSO kommuniziert haben.

Datum
17. November 2023

3. Anmerkungen zu Leitungsprojekten und Punktmaßnahmen

a) **Neuer HöS/HS-Knoten Vohburg**

Der Knoten soll gemäß 2. NEP-Entwurf in die HöS-Verbindung Ingolstadt-Sittling eingebunden werden. Im Rahmen der gemeinsam mit TenneT TSO erstellten Machbarkeitsstudie wurde von einer Einbindung des neuen Knotens in die HöS-Verbindung Irsching-Zolling ausgegangen, was den Vorteil bieten würde, dass die Leitung Irsching-Zolling deutlich näher am Kunden-Standort vorbeiläuft und somit weniger HS-Leitungsneubau „auf grüner Wiese“ erforderlich ist.

b) **P472: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Regensburg**

Der im UW Regensburg vorgesehene zweite Direktkuppler wird aus unserer Sicht nicht erst für das Szenario 2037, sondern bis zum Jahr 2030 benötigt. Perspektivisch sehen wir für den Standort Regensburg sogar Bedarf an drei Direktkupplern.

c) **P473: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Pleinting**

Der neue HöS/HS-Knoten Rettenbach wird bereits bis zum Jahr 2030 benötigt. Außerdem ist ein weiterer neuer HöS/HS-Knoten im Raum Straubing innerhalb der nächsten 10 Jahre erforderlich. Zusätzlich gehen wir davon aus, dass im UW Plattling perspektivisch vier Direktkuppler benötigt werden.

d) **P474: Netzausbau zwischen Pirach, Burghausen und Simbach**

Der neue HöS/HS-Knoten im Raum Burghausen wird bereits bis zum Jahr 2030 benötigt, um die sehr großen Leistungsanfragen der Kunden im Chemiedreieck zeitgerecht bedienen zu können. Eine anvisierte Inbetriebnahme der dafür notwendigen neuen 380-kV-Leitung im Jahr 2037 ist somit deutlich zu spät.

e) **P481: Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg2, Trennfeld, Wallmersbach und Raitersaich**

Die geänderte HöS-Einbindung hat positive Auswirkungen auf unsere Zielnetzplanung/Netzdimensionierung der HS-Ebene.

f) **P482: Netzverstärkung zwischen Ludersheim/West und Schwandorf**

Auf dieser Verbindung wird innerhalb der nächsten 10 Jahre das neue HöS/HS-UW Amberg benötigt.

g) **P487: Netzverstärkung zwischen Raitersaich, Ingolstadt und Sittling**

Die geplante Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV wird im UW Ingolstadt bis zum Jahr 2032 benötigt. Im UW Sittling werden nach unseren Untersuchungen bis zum Jahr 2030 die vorgesehenen drei 380/110-kV-Transformatoren benötigt. Perspektivisch sind aus unserer Sicht dort die vier genannten 380/110-kV-Transformatoren erforderlich.

h) **P488 Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Marienberg**

Die geplante Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV im UW Marienberg

wird nach unseren Untersuchungsergebnissen innerhalb der nächsten 10 Jahre benötigt.

Datum
17. November 2023

i) **Fehlende Leitungsmaßnahme zwischen Oberbachern und Oberbrunn**

Im Übersichtsplan auf Seite 24 des Dokuments „NEP kompakt“ wird die 220-kV-Verbindung vom UW Oberbachern zum UW Oberbrunn als 380-kV-Verbindung dargestellt, jedoch ist kein entsprechender Projektsteckbrief aufgeführt.

j) **P500 Netzverstärkung und -ausbau Aschaffenburg – Urberach einschließlich Punktmaßnahmen Aschaffenburg und Somborn**

Im Projekt wird beschrieben, dass die 380-kV-Schaltanlage Aschaffenburg im Suchraum Aschaffenburg neu errichtet werden soll, falls das bestehende UW Aschaffenburg nicht erweitert werden kann. In diesem Fall soll das bestehende (380-kV-)UW Aschaffenburg zurückgebaut werden. Für unser Unternehmen ist der vorhandene UW-Standort als Knoten des 110-kV-Verteilnetzes essenziell; auch bei Veränderungen im Höchstspannungsnetz ist die Anbindung des bestehenden Standortes als Verknüpfungspunkt mit unserem Verteilnetz weiterhin zu gewährleisten.

k) **P485: Netzverstärkung und -ausbau: Eula – Weida – Herlasgrün – Mechlenreuth**

Das Projekt beinhaltet mit der Maßnahme M835 auch die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Herlasgrün und Mechlenreuth, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2037 geplant ist. Im Rahmen der Trassenplanung sollte der Bedarf eines neuen Verknüpfungspunktes zum 110-kV-Verteilnetz im Suchraum Naila berücksichtigt werden. Der neue Standort mit mindestens zwei Direktkupplern wird bereits bis zum Jahr 2033 benötigt. Der neue Knoten Markt-leuthen soll nicht nur der Einbindung der geplanten neuen Höchstspannungsverbindung in die Ostbayernringleitung dienen, sondern wahrscheinlich auch die Alternative zu dem von uns gemeldeten Bedarf Naila darstellen. Aus Sicht des HS-Netzes ist die vorgesehene Knotenstation nicht geeignet, da sich die EE-Erzeugungsanlagen im Raum Naila – Hof ballen und sich Markt-leuthen ca. 30 km entfernt mitten im Fichtelgebirge befindet.

l) **P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergheinfeld/West (Fulda-Main-Leitung)**

Das Projekt beinhaltet mit der Maßnahme M74b auch die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Dipperz und Bergheinfeld/West, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2031 geplant ist. Das Vorhaben befindet sich derzeit im Bundesfachplanungsverfahren. Seitens unseres Unternehmens besteht der Bedarf zur Errichtung eines neuen Verknüpfungspunktes zwischen dem 380-kV-Netz und dem 110-kV-Verteilnetz im Raum Münnerstadt, welcher trotz Stellungnahme zum 1. NEP Entwurf im 2. NEP-Entwurf nicht erfasst wurde. Dieser erforderliche Verknüpfungspunkt mit drei Direktkupplern in/bis 2033 könnte über den östlichen alternativen Trassenkorridor (und damit nicht dem Vorschlagstrassenkorridor) der Fulda-Main-Leitung erreicht und angebunden werden. Bei Bestätigung des Vorschlagstrassenkorridors wäre zur Anbindung des neuen HöS/HS-Knotens ein neues Leitungsprojekt zum Suchraum Münnerstadt auszuweisen.

m) **P484 Querregeltransformatoren (PST) und UW Suchraum Gambach**

Dieser neue Verknüpfungspunkt mit zwei Direktkupplern wird aus unserer Sicht

nicht erst für das Szenario 2037, sondern bereits innerhalb der nächsten 10 Jahre benötigt.

Datum
17. November 2023

Wir gehen davon aus, dass die aufgezeigten und von unserer Seite bestätigten Ausbaumaßnahmen im Rahmen der Konsultation bestätigt werden.

Wir bedanken uns für die Beteiligung am Verfahren und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Einer Veröffentlichung unserer Stellungnahme durch die Bundesnetzagentur stimmen wir zu.

Freundliche Grüße
Bayernwerk Netz GmbH





500030

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500030
Eingangsdatum: 17.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Schleswig-Holstein Netz AG
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

beigefügt übersende ich Ihnen die Stellungnahme der Schleswig-Holstein Netz AG.

Mit freundlichen Grüßen,

Schleswig-Holstein Netz AG, Schleswig-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn

Schleswig-Holstein Netz AG
Schleswig-HeinGas-Platz 1
25451 Quickborn
www.sh-netz.com

per Onlineformular

Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 (Version 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren,

auch wir als Verteilnetzbetreiber sehen den für ein klimaneutrales Energiesystem erforderlichen Netzausbau als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an und beteiligen uns deshalb gerne an der öffentlichen Konsultation des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2037 (Version 2023). Wir erkennen die Professionalität und Qualität des vorliegenden Entwurfs sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse an. Zu einigen übergreifenden Themen, die Verteilnetze betreffen, nehmen die Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe in Deutschland (Avacon Netz, Bayernwerk Netz, E.DIS Netz, LEW Verteilnetz, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom, Schleswig-Holstein Netz, Syna, Westnetz) im folgenden gemeinsam Stellung.

Verluste (Seite 36)

Wir begrüßen die gewählte Berücksichtigung der erwartbar steigenden Verteilnetzverluste in einer Höhe von 34,8 TWh. Die Umsetzung des Vorschlags aus der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA ist sachgerecht. Da der Großteil des steigenden Elektrizitätsbedarfs auf neue Verbraucher (Elektromobilität, (Groß-)Wärmepumpen, Rechenzentren) mit Anschluss in der Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsebene zurückzuführen ist, werden - physikalisch bedingt - auch die Netzverluste in diesen Spannungsebenen steigen.

Modellierung von Flexibilitäten (Seite 36ff)

Der rein marktpreisorientierte Einsatz von Flexibilitäten in allen drei Szenarien folgt der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA. Wir möchten darauf hinweisen, dass ein rein marktpreisorientierter Flexibilitätseinsatz einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung und den notwendigen Ausbaubedarf der Verteilnetze hat. Insbesondere die Residuallastveränderung durch haushaltsnahe Flexibilitäten aus Wärmepumpen und E-PKW, der strommarktoptimierte Einsatz der Kleinbatteriespeicher sowie der strompreisbasierte Abruf der Demand Side Management Potentiale des GHD-Sektors haben eine deutliche Wirkung im Verteilnetz.

Datum
16. November 2023

Sitz: Quickborn
Amtsgericht Pinneberg
HRB 8122 PI

Vorstand
Malgorzata Cybulska
Dr. Benjamin Merk
Stefan Strobl

Vorsitzender des Aufsichtsrats
Matthias Boxberger

Spitzenkappung (Seite 45)

Die Systematik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung wurde erstmalig seit dem NEP 2030 (2017) angepasst. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA wird keine explizite Spitzenkappung mehr berücksichtigt. Eine über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG zur Spitzenkappung hinausgehende Berücksichtigung von Spitzenkappungsmaßnahmen ist somit nicht mehr gegeben. Da bereits seit dem letzten NEP kein engpassfreies Netz mehr geplant wird, verbleibt in allen Szenarien ein Redispatch-Bedarf (vgl. Folgeabschnitt). Die bisher über die explizite Spitzenkappung berücksichtigte Abregelung der Erzeugung ist nun im verbleibenden Redispatch-Bedarf enthalten. Die jetzige Modellierung sehen wir als geeignet an.

Datum

16. November 2023

Verbleibender Redispatch-Bedarf (Seite 132, 172)

Engpässe im Übertragungsnetz werden in größerem Umfang nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen beseitigt. Hierdurch verbleibt in allen Szenarien für 2037 und 2045 ein Redispatch-Bedarf von 1,5 TWh bis 5,9 TWh. Dabei führt die netzdienliche Verortung der Elektrolyseure schon zu einer deutlichen Reduktion. Die vorläufigen Prüfergebnisse auf Basis des Überlastungsindex der Zielnetze in allen Szenarien der Zieljahre 2037 und 2045 zeigen ebenfalls, dass deutliche Netzengpässe in den Zielnetzen verbleiben.

Wir gehen davon aus, dass bereits bis 2030 durch die deutliche Steigerung des EE-Ausbaus aufgrund der EEG-Novelle 2023 mit einem höheren Redispatch-Bedarf als bislang angenommen zu rechnen ist. Der – selbst bei zeitgerechter Umsetzung der Ad-hoc- und Ausbaumaßnahmen – dauerhaft resultierende Redispatch-Bedarf wird auf Basis der gesetzlichen Redispatch-Regelungen auch über die Verteilnetze zu erbringen sein.

Ausbaubedarf an der Schnittstelle zum Verteilnetz (Seite 141)

Wir begrüßen, dass die gemeldeten Bedarfe der Verteilnetzbetreiber an zusätzlichen Transformatoren und neuen Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz (vertikale Punktmaßnahmen) im zweiten Entwurf weitestgehend aufgegriffen wurden. Um die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene zu integrieren, sind diese Maßnahmen essenziell, auch wenn die vertikalen Punktmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber keine Bestätigung im NEP erhalten.

Systemstabilität - Momentanreserve aus dem Verteilnetz (Seite 163ff., 253)

Die Analysen zur Systemstabilität weisen erhebliche Mehrbedarfe zur Beherrschung von Netzauftrennungen in Form von Momentanreserve auf, die bereits im analysierten Zwischenszenario 2030 auftreten. Diese Bedarfe sollen auch über netzdienliche Beiträge Dritter mit Anschluss in der Verteilnetzebene bereitgestellt werden.

Es wird eine Nutzung der Potentiale mit Anschluss im Verteilnetz unterstellt. Eine alleinige Anreizung der zügigen Marktreife netzbildender Anlagen und Änderung der TAR/TAB reichen hierzu nicht aus. Es wird bisher außer Acht gelassen, dass derzeit weder wissenschaftlich und erst recht nicht durch Feldtests geklärt ist, wie ein sicherer Netzbetrieb mit netzbildenden Anlagen insbesondere in der MS- und NS-Ebene gewährleistet werden kann. Welche Auswirkungen entstehen und welche Maßnahmen ergriffen werden müssen ist erst zu klären, bevor netzbildende Anlagen in diesen Spannungsebenen als Lösung für die Beherrschung von Netzauftrennungen im Übertragungsnetz antizipiert werden.

Die E.ON-Gesellschaften tragen hier aktiv zur Klärung der noch offenen Fragen bei. Die Aktivitäten umfassen u. a. die Roadmap Systemstabilität, die Arbeitsgruppen im Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN), das Forschungsprojekt Verteilnetz 2030+, das

beantragte Förderprojekt SURVIVE (Anwendung im Feld) sowie weitere eigene Analysen und Studien.

Datum
16. November 2023

Konkrete Hinweise für das Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG:

Die SH Netz begrüßt die vorläufigen Bestätigungen der Maßnahmen in Schleswig-Holstein im NEP und die Anpassungen des 1. Entwurfs des NEP 2037 mit der Aufnahme zusätzlicher vertikaler Punktmaßnahmen. Im Folgenden wird die Relevanz einzelner Maßnahmen hervorgehoben.

Identifizierte Maßnahmen

Die im NEP 2037 vorgestellten HGÜ-Projekte sowohl im Startnetz (DC3/DC4) als auch im Zubaunetz (DC25, DC31/DC32, sowie DC42) führen zu einer Vergleichmäßigung und Flexibilisierung der Leistungsflussverteilung im deutschen Höchstspannungsnetz, insbesondere zwischen der Westküsten- und Ostküstenregion Schleswig-Holsteins. Dadurch werden die Kosten des Netzengpassmanagements in Schleswig-Holstein reduziert.

Die Netzverstärkung Nordelbe (P26) wird insbesondere im Hinblick auf den wachsenden Industriestandort Brünsbüttel von der SH Netz ausdrücklich begrüßt.

Die Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum -ausbau im Bereich Audorf/Süd bis nach Göhl/West (P71) sind aus Sicht der SH Netz dringend notwendig, da im östlichen Teil Schleswig-Holsteins ein erheblicher Zubau von EE-Anlagen prognostiziert wird und hier eine vergleichsweise geringe Übertragungskapazität im HöS-Netz besteht. Diese Maßnahme in Verbindung mit dem bereits geplanten Netzausbau an der Ostküste (TTG-P72 / M351) bis nach Göhl/West führt zu mehr Übertragungskapazitäten in der gesamten Region Ostholstein und Plön, wodurch Netzengpässe weiter minimiert werden können.

Die Maßnahmen im Zusammenhang mit dem Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen (P113) sowie zwischen Lübeck/West und den Ämtern Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land (P227), werden von der SH Netz ausdrücklich begrüßt. Verbunden mit der geplanten neuen 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land werden Netzengpässe durch hohe Erzeugungsleistungen in Schleswig-Holstein minimiert und eine Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung erzielt.

Im Umspannwerk Audorf/Süd ist weiterhin die Errichtung einer Netzbooster-Pilotanlage mit 100 MW geplant. Dadurch können sich Auswirkungen auf das Netz der SH Netz ergeben. Die SH Netz begrüßt deshalb eine angemessene Einbindung in das Projekt.

Die Netzausbau-Projekte im Bereich Heide, dem Suchraum Pöschendorf und Alfstedt (P476 und P478) sowie das 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Pöschendorf führen dazu, dass Onshore-EE-Anlagen, die überwiegend an das Netz der SH-Netz und hier insbesondere entlang der Westküste Schleswig-Holsteins angeschlossen sind, in Zeiten mit hoher Erzeugungsleistung nicht in ihrer Erzeugungsleistung reduziert werden müssen.

Überlastungsindex in Schleswig-Holstein

Der errechnete Überlastungsindex im Zielnetz durch die BNetzA weist für das Bundesland Schleswig-Holstein und damit für das vorgelagerte Netz der SH Netz im Südwesten, Westen und Nordwesten diverse Überlastungen der Leitungen auf. Insbesondere sind Teile der Westküstenleitung und die 380-kV Freileitung zwischen den Umspannwerken Wilster und Audorf mit einem Index von bis zu 250 GWh pro Jahr betroffen. Laut Bericht der BNetzA sind ab einem Überlastungsindex von größer 30 GWh/a NOVA-Maßnahmen

zu ergreifen. Diese Werte des Überlastungsindex basieren auf dem genehmigten Szenario, welcher aus den nun folgenden Punkten die EEG-Leistungen aus unserer Sicht als zu gering für Schleswig-Holstein bewertet. Durch die höhere EEG-Leistung ist eine Steigerung des Index zu erwarten.

Datum
16. November 2023

Erneuerbare Erzeugung

Die im NEP angewandte Methodik zur Regionalisierung des zu erwartenden Zu- und Rückbaus von Wind-Onshore-, PV- und Biomasseanlagen führt in Summe für das Jahr 2037 zu installierten Leistungen von 26,5 GW im Szenario A, 26,5 GW im Szenario B und 26,6 GW im Szenario C. Alle in diesen Szenarien prognostizierten installierten Leistungen liegen unterhalb der von der Schleswig-Holstein Netz AG (SH Netz) derzeit ermittelten Werte, welche gemäß der im Koalitionsvertrag in Schleswig-Holstein vorgesehenen Ziele bereits im Jahr 2030 die Zahlen der Szenarien für 2037 im NEP übersteigen.

Die im Koalitionsvertrag und Gesetz zur Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein verankerten Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien decken sich mit dem Szenario der SH Netz. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an Land soll bis zum Jahr 2030 auf 40-45 TWh pro Jahr ansteigen. Dies erfolgt durch einen angestrebten Ausbau von Windkraft an Land auf 15 GW bis 2030, um 30-35 TWh pro Jahr zu erzeugen. Für die Erfüllung dieser Ziele sollen weitere Windvorrangflächen ausgewiesen werden. Für die Ermittlung der Ausbaupotenziale geht die Schleswig-Holstein Netz AG davon aus, dass noch nicht oder noch nicht vollständig bebaute Vorrangflächen bebaut und bestehende Anlagen auf Vorrangflächen durch deutlich leistungsstärkere Anlagen repowert werden. Unter Berücksichtigung der festgelegten und potenziellen Erweiterung der Windvorrangflächen der Landesregierung und der o. a. Prämissen erwartet die SH Netz bereits im Jahr 2030 eine installierte Leistung von Windkraftanlagen an Land in Höhe von bis zu 17 GW. Diese Leistung liegt damit um ca. 4 GW höher als die derzeitige Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber unabhängig vom Erreichungsjahr.

Die Prognosen der installierten Leistungen bei PV liegen nach unseren Ermittlungen und ebenfalls basierend auf den landespolitischen Zielen bei ca. 18 GW im Jahr 2030. Dabei wird ein deutlicher Zubau von Freiflächenanlagen auf eine summierte installierte Leistung von ca. 15 GW und ein Zubau von Dachflächenanlagen auf ca. 3 GW angenommen. Der NEP nimmt hingegen ausgehend vom Bestand einen gleichmäßigen Zubau an Dachflächenanlagen und Freiflächenanlagen an. Mit dieser installierten Leistung an PV werden die restlichen 15 TWh pro Jahr an Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien aus dem Koalitionsvertrag leicht übertroffen. Die derzeitigen Einschätzungen der SH Netz liegen bei der gesamten PV-Leistung ca. 4,5 GW höher als die Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber im NEP.

Die Erzeugungsleistung von Biomasseanlagen wird von der SH Netz wie im NEP rückläufig eingeschätzt. Nach Auslauf der Förderungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht vorstellbar.

Die Unterschätzung der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien um bis zu 8,5 GW, welche bereits 7 Jahre vor dem Betrachtungsjahr 2037 aus Sicht der schleswig-holsteinischen Politik erwartet werden, kann zu einem verzögerten und zu geringen Netzausbau der Übertragungsnetzbetreiber führen.

Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die beschriebenen Maßnahmen sinnvoll und notwendig sind. Die SH Netz begrüßt die vorläufige Bestätigung und die Anpassungen zwischen dem 1. und 2. Entwurf des NEP2037.

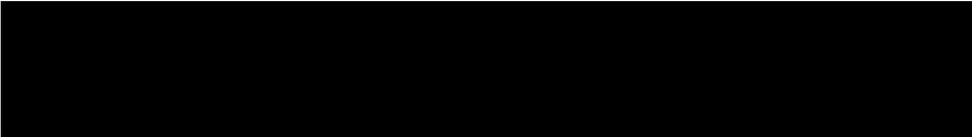
Gerne bietet die SH Netz an, die Planungsansätze insbesondere zu den EE-Ausbauzielen zu erläutern.

Darüber hinaus stehen wir gerne auch für weitere Fragen zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Datum

16. November 2023





500039

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500039
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Basell Polyolefine GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

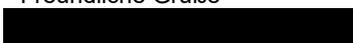
Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit anliegendem Schreiben beteiligen wir uns fristgerecht an der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 und bitten um Berücksichtigung.

Freundliche Grüße



Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/45
Postfach 8001

53113 Bonn

Konsultation Netzentwicklungsplan Strom und vorläufige Prüfungsergebnisse

Wesseling, 17.11.2023

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit diesem Schreiben beteiligt sich die Basell Polyolefine GmbH, 50389 Wesseling, an der Konsultation des Netzentwicklungsplans 2023 und der vorläufigen Prüfungsergebnisse. Die Basell Polyolefine GmbH ist Teil des weltweit tätigen Chemiekonzerns LYB – LyondellBasell und betreibt am Standort Wesseling zwei Olefin-Anlagen sowie mehrere Polyethylen- und Polypropylen-Anlagen.

LYB verpflichtet sich zur Klimaneutralität der direkten und indirekten Emissionen¹ seiner globalen Operationen bis 2050. Diese Verpflichtung wird durch ein ambitioniertes Zwischenziel von 42% Reduktion von emittierten Treibhausgasen (Scope 1 und 2), einer Reduktion der Scope 3 Emissionen um 30% sowie einem Anteil von größer 50% des Strombezugs aus erneuerbaren Quellen bis 2030² untermauert. Zusätzlich betrachtet LYB die Belastung der Umwelt durch Kunststoffabfälle als eine globale Herausforderung und verfolgt den Aufbau einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft als eine wesentliche strategische Säule. Bis zum Jahr 2030 sollen weltweit 2 Millionen Tonnen pro Jahr an Kunststoffen produziert und vermarktet werden, die aus recycelten oder erneuerbaren Rohstoffen erzeugt werden.

Wir möchten unseren Beitrag zur Erreichung der europäischen und nationalen Klimaziele leisten und verfolgen ein konkretes Programm zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und dem Aufbau der Kreislaufwirtschaft am Standort Deutschland. Zur Erreichung dieser Ziele ist die Zurverfügungstellung von elektrischer Netzanschlusskapazität an unserem Standort in Wesseling ein wesentlicher Faktor. Dies betrifft sowohl die hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit als auch die rechtzeitige Bereitstellung zukünftig erheblich größerer Strommengen.

¹ Bezogen auf Scope 1 und Scope 2 Emissionen

² Bezogen auf weltweite Scope 1, Scope 2 und Scope 3 Emissionen, sowie den Stromverbrauch für 2020

Die voraussichtliche Veränderung des Strombedarf unseres Standortes in Wesseling bezogen auf das Ausgangsjahr 2020 ist in nachfolgender Übersicht dargestellt, die auf unserem derzeitigen Planungsstand beruht.

Jahr	Erhöhung der Anschlussleistung	Erhöhung der Anschlussleistung
	Basis 2020 [%]	Basis 2020 [MVA]
2025	~ 20%	~ 40
2027	~75%	~ 140
2030	~200%	~ 400
2040	~400%	~ 800
2045	~ 500-600%	~ 1100

Zur Ermöglichung der geplanten Maßnahmen am Standort Wesseling betrachten wir das **Projekt P602 mit der Maßnahme M904 „Netzverstärkung Bollenacker – Punkt Brühl“**, wie es im derzeitigen Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037/2045 enthalten ist, als obligatorisch zur Erreichung unserer Klima- und Kreislaufwirtschaftsziele

Daher bitten wir, dieses Projekt in die finale Fassung des Netzentwicklungsplans zu übernehmen.

Wesseling / Knapsack
Geschäftsführer

Net Zero Infrastructure & Clusters Europe
Prokurist



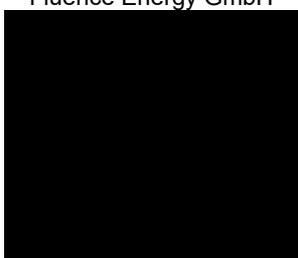
500047

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500047
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Fluence Energy GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns hiermit ausdrücklich für die Möglichkeit der Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/45 (2023), sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur. Bitte finden Sie unsere Stellungnahme anbei.

Mit freundlichen Grüßen



Fluence Energy GmbH, Schallershofer Str. 143, 91056 Erlangen

Name
Funktion:

Telefon:
E-Mail

Datum:

20. November 2023

Bundesnetzagentur

Stichwort:

Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045

Per E-mail an

Nep-2023@bnetza.de

**Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023)
sowie den vorläufigen Prüfungsergebnissen der BNetzA**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit der Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/45 (2023), sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur. In unserer Stellungnahme konzentrieren wir uns im Folgenden auf die Netzbooster-Projekte (P510, P609, P682) gemäß deren Vorstellung im zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2023 sowie deren Prüfung durch die Bundesnetzagentur gemäß den vorläufigen Prüfungsergebnissen vom 8. September 2023. Wir kommentieren weiterhin die Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber zum Konzept der Netzpuffer.

1. Netzbooster-Projekte (P510, P609, P682)

(Gemäß zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2023)

Im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) wurde das Konzept der Netzbooster als innovative Lösung der kurativen Systemführung erstmalig von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgeschlagen. Die Netzbooster-Projekte der TransnetBW in Kupferzell (P430) sowie der TenneT (P365) wurden in der Folge im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) sowie im Netzentwicklungsplan 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Beide Projekte befinden sie aktuell in der Durchführung.

Geschäftsführer: Michael Gillessen, Markus Meyer; Seat: Erlangen
Register: Amtsgericht Fürth, HRB 16319

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Anwendung der kurativen Systemführung auch im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 weiterführen und diesbezüglich das Projekt der TransnetBW in Höpfingen (P682) sowie die beiden Projekte der Amprion, den Dezentralen Netzbooster in der Region Bayerisch-Schwaben (P510) sowie den Dezentralen Netzbooster im Rheinland (P609), vorgeschlagen haben.

Netzbooster oder Netzbooster-ähnliche Projekte haben seit der ersten Erwähnung im deutschen Netzentwicklungsplan 2030 (2019) Eingang in die Netzentwicklung weltweit gefunden, unter anderem in Australien, Chile, Spanien oder den USA. Das Konzept des Einsatzes von Batteriespeichern in der kurativen Systemführung hat damit aus unserer Sicht zwar weiterhin Innovationscharakter für Deutschland, setzt sich heute bereits schon absehbar auch weltweit in der Planung und dem Betrieb von Übertragungsnetzen durch.

Die jetzt im Netzentwicklungsplan 2023-2037/45 vorgeschlagene Weiterentwicklung des Konzeptes der kurativen Systemführung – von der Durchführung von lokal begrenzten Einzelprojekten hin zu dem koordinierten Einsatz mehrerer Anlagen im Verbund – besitzt hohen Innovationscharakter und hat ein langfristiges Potential zur Reduzierung des Redispatch-Einsatzes im deutschen Stromsystem. Der Redispatch-Einsatz sowie die damit verbundene Abregelung von Erneuerbaren Energieanlagen steht im Widerspruch zu dem Ziel eines klimaneutralen Stromsystems.

Wir befürworten daher die Umsetzung der neu vorgeschlagenen Netzbooster-Projekte (P510, P609, P682) und empfehlen eine zügige Bestätigung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) als ad-hoc Maßnahmen.

2. Bewertung der Netzbooster-Projekte (P510, P609, P682) durch die BNetzA (gemäß den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur)

Bezüglich der Bewertung der Netzbooster-Projekte durch die BNetzA möchten wir folgende Anmerkungen machen:

- A. Die **Kosten-Nutzen-Analyse** der Netzbooster-Projekte war in den vergangenen Netzentwicklungsplänen durch eine **mangelhafte Transparenz** und **widersprüchliche Ergebnisse** in der Prüfung zwischen ÜNB und BNetzA gekennzeichnet. Dies setzt sich leider auch im Prozess zum NEP 2023-37/45 fort, in dem die ÜNB zu positiven Bewertungen der Projekte kommen, die BNetzA jedoch keine Wirtschaftlichkeit der Projekte erkennen kann. Wir empfehlen daher

die Veröffentlichung der Annahmen, sowie der detaillierten Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen. Dies dient der Schaffung von Transparenz, aber auch der besseren Beteiligung externer Akteure durch Validierung der verwendeten Datengrundlagen. Aufgrund der wiederholt großen Abweichungen zwischen ÜNB und BNetzA Bewertungen scheint es zu den Projekten und der verwendeten Technologie stark abweichende Informationsgrundlagen zu geben. Diese sollten durch eine aktive Beteiligung der Industrie zügig ausgeräumt werden.

- B. Die **Betriebsdauer der Netzboosteranlagen** ist gemäß ihrer technischen Auslegung mit 20 Jahren in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen. Durch die BNetzA wurde im NEP 2035 (2021) nur eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Gemäß der vorläufigen Prüfungsergebnisse zum 2. Entwurf des NEP 2023-37/45 scheint die BNetzA im Projekt Netzbooster Höpfigen (P682) nur eine Wirtschaftlichkeitsberechnung über die ersten 8 Jahre des Projektes durchzuführen. Für die dezentralen Netzboosterprojete (P510 und P609) ist nicht ersichtlich für welche Projektlaufzeit die BNetzA die Wirtschaftlichkeit prüft.

Die von der BNetzA verwendeten Annahmen zur Betriebsdauer der Netzboosteranlagen entsprechen offensichtlich nicht der technischen Lebensdauer von 20 Jahren.

Eine verkürzte Wirtschaftlichkeitsprüfung scheint aus verschiedenen Gründen nicht sachgerecht.

- i. Wie in der Folge aufgeführt (Kapitel 2.C. und D.) sollte in der Wirtschaftlichkeitsberechnung auch die Erbringung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen über die gesamte Lebensdauer der Projekte berücksichtigt werden.
- ii. Es ist unklar, inwieweit aktuelle politische Planungen, wie der beschleunigte Ausbau von Erneuerbaren als Reaktion auf das REPowerEU Paket auf EU-Ebene und darauf abgeleitete Gesetzespakete auf nationalstaatlicher Ebene, in der Bewertung der Netzbooster-Projekte berücksichtigt sind. Hier ist zu prüfen, ob sich die Rahmenbedingungen des Netzentwicklungsplans seit der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP 2023-37/45, insbesondere im Hinblick auf die Netzengpasskosten und der damit verbundenen Abregelung, verändert hat.

- iii. Falls die BNetzA der Ansicht ist, dass die Netzbooster-Anlagen in ihrer primären Funktion der Ermöglichung einer kurativen Systemführung ab einem gegebenem Zeitpunkt als Teil der Netzinfrastruktur keinen Mehrwert mehr schaffen, so sollte die Veräußerung der Anlagen an Marktakteure und ein anschließender marktlicher Einsatz der Anlagen berücksichtigt werden. Hierzu könnte ein Restwert der Anlage für eine Veräußerung berücksichtigt werden, der dann für ein Zieljahr (zum Beispiel 2037) anzulegen ist.

- C. Der ökonomische Nutzen **der Erbringung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen** (nf-SDL) durch Netzbooster als Netzbetriebsmittel der ÜNB ist in den Kosten-Nutzen-Analysen zu berücksichtigen. Im Netzboosterprojekt der TransnetBW in Kupferzell (P430) fand bereits eine Berücksichtigung der Fähigkeit zur dynamischen Blindleistungsbereitstellung statt. Dieselbe Fähigkeit ist in den dezentralen Netzboosterprojekten der Amprion (P510 und P609) vermerkt und sollte in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen werden. Dies ist in der Prüfung durch die BNetzA bisher augenscheinlich nicht geschehen.

Weiterhin sollte die Erbringung weiterer nf-SDL, wie **Momentanreserve, Kurzschlussstrombeitrag oder Schwarzstartfähigkeit** geprüft und in den Kosten-Nutzen-Analysen berücksichtigt werden. Auch dies ist bisher nicht geschehen. In der Vergangenheit wurden diese nf-SDL im Netzentwicklungsplan als mögliche Dienstleistungen aus Netzbooster-Batteriespeichern erwähnt, aber nicht berücksichtigt. Da sich die Notwendigkeit zur Erbringung dieser nf-SDL in Zukunft – insbesondere im Fall von System-Aufsplittungen – verstärkt stellen wird, sollte die Bereitstellung von nf-SDL durch Netzbooster positiven Einfluss in den Kosten-Nutzen-Analysen finden. Die BNetzA hat erst vor kurzem eine Konsultation zur marktbasieren Beschaffung von Momentanreserve durchgeführt und damit deren Wert bestätigt. Diese durch Netzboosteranlagen erzeugten Mehrwerte sind entsprechend in der Kosten-Nutzen Analyse zu berücksichtigen.¹

¹ Zu weiterführenden Informationen zu diesem Thema verweisen wir auf die Studie der consentec GmbH „Improving project economics of Grid Booster batteries by combining rate-based and market-based revenues on Storage as Transmission Assets“ (<https://www.consentec.de/publikationen/studien>)

D. Bezüglich der **Kosten für Netzboosteranlagen** scheint es von Seiten der Bundesnetzagentur noch Unklarheiten zu geben. So betont die Bundesnetzagentur in der Ausführung zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Netzboosterprojektes Höpfingen (P682), dass ihr bisher noch nicht plausibel dargelegt werden konnte, warum die von den ÜNB angegebenen Kosten für Batteriespeicher in dem Projekt unterhalb der Kosten im Netzentwicklungsplan genannten Standardkosten, sowie der Kosten der in 2022 bezuschlagten Netzbooster-Projekte liegen sollten.

Grundsätzlich ist es schwierig, zu einer Plausibilisierung der Kostenannahmen beizutragen, da es keine weiterführenden Angaben zu den verwendeten, oder von der BNetzA als plausibel erachteten Kosten gibt. So wird zwar in den Hintergrundmaterialien eine Kostenschätzung von 1,4 Millionen Euro pro MW Netzboosterleistung angegeben, allerdings ist aus der Annahme nicht ersichtlich, wie sich die genaue Kostenaufteilung zwischen Batteriespeicher und anderen Elementen der Netzboosterprojekte gestaltet. Es scheint weiterhin nicht plausibel, dass die Kosten unabhängig von Anschlussgröße der Einzelprojekte – also im Vergleich zwischen dezentralen Netzboostern und zentralem Netzbooster – sowie unabhängig vom Beschaffungsjahr gleich bleiben sollen.

Gemäß der Daten des National Renewable Energy Labs (NREL) in den USA ist zwischen 2023 und 2030 mit einer Kostenreduktion von rund 20% auf Systemebene von Großspeichern zu rechnen.² Ähnliche Kostendegradationen zeigen sich in Prognosen von Marktinformationsanbietern. Die Einsparungen werden in erster Linie durch weiter fallende Kosten für Batteriezellen getrieben. Kostendegradationen auf Batteriezellebene fallen entsprechend noch höher aus. Diese Entwicklungen liegen zum einen in dem globalen Ausbau der Batteriezellfertigungskapazitäten und damit verbundenen Skaleneffekten begründet. Zum anderen basieren Einsparungen auch auf der Weiterentwicklung der Batteriezelltechnologie. So lassen sich Einsparungen durch den reduzierten Einsatz seltener und damit teurer Materialien innerhalb der Batteriezellen erzielen. Durch eine gesteigerte Energiedichte sowie Zyklfestigkeit der Batteriezellen kann weiterhin zukünftig der gleiche Energiegehalt mit einer geringeren Anzahl an Batteriezellen bereitgestellt werden, woraus wiederum Einsparungen auf Systemebene entstehen. So müssen zum Beispiel weniger

² Siehe https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage

Container mit Hilfseinrichtungen (Brandschutz, Kühlung, etc.) für dieselbe Energiedichte bereitgestellt werden.

Weiterhin ist eine Ausrichtung an den Kosten der sich im Bau befindlichen Netzbooster-Projekte ebenfalls kritisch zu hinterfragen. Im Jahr 2022 gab es weltweit einen starken Anstieg der Kosten für Batteriespeicher in Reaktion auf Lieferketteneinschränkungen und einen Nachfrageüberhang bei der Batteriezellenfertigung. Bei beiden im Bau befindlichen Projekten ist davon auszugehen, dass sie von diesen Entwicklungen maßgeblich betroffen waren und damit bereits heute neu projektierte Batteriespeicher von der sich in der Zwischenzeit entspannten Lieferkettensystematik profitieren würden.

Im vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan wird in Kapitel 6.4.2 die notwendige Zuarbeit der Industrie zur weiteren Entwicklung und Umsetzung des Konzeptes der kurativen Systemführung betont. Fluence steht den Übertragungsnetzbetreibern, der Bundesnetzagentur sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hierbei als weltweit führender Anbieter von Großbatteriespeichern, sowie als Lieferant der beiden in Deutschland in Bau befindlichen Netzbooster-Projekte und anderen Speicherprojekte als Teil der kritischen Netzinfrastruktur gerne zu für einen tieferen Austausch zur Verfügung, um Annahmen der BNetzA zu plausibilisieren.

Kapitel 6.2.3 Netzpuffer

(Gemäß zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplanes)

Im vorliegenden zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans beschreiben die ÜNB – wie schon im ersten Entwurf – das Konzept der Netzpuffer, in dem Batteriespeicher zum präventiven Redispatch im Engpassmanagement eingesetzt werden sollen. Da es zwischen beiden Entwürfen keine Weiterentwicklung der Definition des Konzeptes Netzpuffer gegeben hat, wiederholen wir hiermit unsere Fragen zu dem Konzept. Es ergeben sich zwei Fragestellungen, um deren Beantwortung wir in Zukunft bitten:

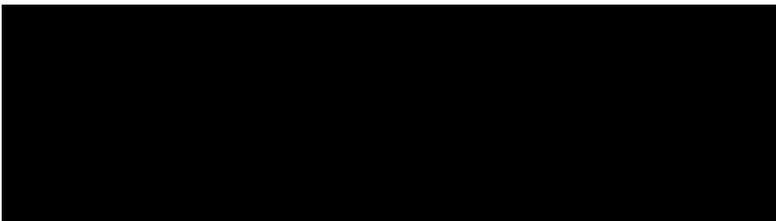
- A. Eigentümerschaft der Netzpuffer:** Da die Netzpuffer im Zusammenhang mit den im Szenariorahmen verorteten Großbatteriespeichern mit einer installierten Leistung zwischen 23,7 GW und 54,5 GW betrachtet werden, ist es unser Verständnis, dass es sich bei den als Netzpuffern beschriebenen Speichern um Großspeichersysteme handelt, die sich im Besitz von Marktakteuren befinden. Eine Klarstellung zu dieser Annahme wäre wünschenswert.

B. Funktionsweise der marktlichen Anreizung: Die Funktionsweise der marktlichen Anreizung der Großbatteriespeicher für den Einsatz im präventiven Redispatch ist ebenfalls noch nicht beschrieben. Wir gehen davon aus, dass einem kostenbasierten und durch die ÜNB angewiesenem Einsatz von Batteriespeichern im Redispatch die Komplexität der Bestimmung der Einsatz- und insbesondere der Opportunitätskosten von marktlich eingesetzten Großbatteriespeichern entgegenstehen. Daher gehen wir zum jetzigen Zeitpunkt von einem Einsatz der Batteriespeicher im Rahmen einer Flexibilitätsbeschaffung durch die ÜNB aus. Eine weiterführende Klarstellung zum Einsatz der Netzpuffer wäre ebenfalls wünschenswert.

Wir stellen ebenfalls hervor, dass sich die BNetzA im laufenden Prozess augenscheinlich nicht zum Konzept der Netzpuffer geäußert hat, und wie dieses etwa in Verbindung mit der Weiterentwicklung des Redispatches steht. Wir erbitten damit ebenfalls eine zeitnahe Bewertung und Einordnung des Konzeptes der Netzpuffer durch die Bundesnetzagentur.

Für Rückfragen zu unserem Konsultationsbeitrag sowie weitergehendem Austausch zur Rolle von Batteriespeichern in Netzbetrieb stehen wir als Fluence gerne und jederzeit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,



Über Fluence

Fluence, ein Zusammenschluss der beiden Firmen Siemens und AES, ist ein weltweiter Marktführer von Energiespeicherprodukten und -dienstleistungen sowie von Cloud-basierter Software für erneuerbare Energien und Speicher. Mit einer Präsenz in über 40 Märkten weltweit bietet Fluence ein Ökosystem von Anwendungen, um den Übergang zu sauberer Energie voranzubringen.

Dies beinhaltet modulare, skalierbare Energiespeicherprodukte sowie Serviceangebote und Softwarelösungen der Fluence IQ-Plattform. Sie ist ein durch künstliche Intelligenz gestütztes *Software as a Service*-Produkt, das eine Verwaltung und Optimierung von verschiedenen, erneuerbaren Energien und Speichern von jedem Anbieter bereitstellt. Das Unternehmen Fluence verändert die Art und Weise, wie wir unsere Welt mit Strom versorgen, indem es seinen Kunden hilft, belastbarere und nachhaltigere Stromnetze zu schaffen.

Fluence wurde von TransnetBW mit der Errichtung des Netzbooster-Projektes in Kupferzell, sowie von TenneT mit der Errichtung der Netzbooster-Projekte in Audorf und Ottenhofen beauftragt.



500048

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500048
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Supernode Ltd & DWR eco GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045
Berlin, 18.November 2023

Als Hersteller von innovativen supraleitenden Kabeln begrüßt das Unternehmen SuperNode, dass der Netzentwicklungsplans 2037/2045 sich in Kapitel 6 "Innovationen" explizit mit der Rolle von Innovationen im Stromsystem der Zukunft auseinandersetzt. Bedauerlicherweise ist der Innovationsbegriff jedoch deutlich zu eng und nicht technologieneutral definiert. Dies klammert disruptive Netztechnologien, wie Supraleiter, welche auf Demonstrationsprojekte angewiesen sind, um ihren kritischen Beitrag zu den im NEP genannten Langfristzielen eines industriepolitisch resilienten, europäisch integrierten und vollständig dekarbonisierten Stromsystems zu leisten, aus.

Viele der aktuell im Rahmen des NEP aufgeführten Innovationsvektoren sind bereits kurzfristig verfügbar und skalierbar. Es ist daher umso wichtiger, dass der NEP den Test und die Demonstration weiterer innovativer Technologien in einer kontrollierten Umgebung für eine begrenzte Zeit ermöglicht, bis auch die Herstellung dieser Technologien skaliert und kommerzialisiert werden kann. Dies würde den übergeordneten Zielen der Europäischen Kommission entgegenkommen, welche die Einrichtung von "Net-Zero Regulatory Sandboxes" vorschlägt. Der NEP sollte die Netzbetreiber anregen und auffordern solche Reallabore für Netto-Null-Technologien einzurichten, "die die Entwicklung, Testung und Validierung innovativer Netto-Null-Technologien in einem kontrollierten realen Umfeld für einen begrenzten Zeitraum vor deren Inverkehrbringen oder deren Inbetriebnahme ermöglichen und so das regulatorische Lernen und die potenzielle Ausweitung und breitere Einführung fördern."

Wie richtigerweise im NEP aufgeführt, muss die Erprobung und Validierung von Technologien im großen Umfang gewährleistet sein, um ein sicheres und resilientes, deutsches und europäisches Stromsystem zu schaffen, das weitgehend auf variabler erneuerbarer Erzeugung in Form von Photovoltaik und Windkraft besteht. Allerdings muss innovativen und potenziell disruptiven Technologien auch eine Entwicklungsperspektive auf dem Weg zu einer

kommerziellen Anwendung gegeben werden und eine Nachfrage für diese Technologien auf Seiten der Netzbetreiber ausgelöst werden. Der aktuelle Entwurf des NEP löst diese Nachfrage nicht aus.

Aufgrund des zeitlichen Horizonts einer langfristigen Netzplanung bis 2045 muss das Innovationskapitel Technologien stärker gewichten, die, sofern abschätzbar, innerhalb dieses Zeitraums, Markt- und Einsatzreife erlangen. Nicht zuletzt sind deutsche Unternehmen Marktführer im Bereich der Supraleiter, und sind im Gegensatz zu Kabeltechnologien basierend auf Kupfer oder Aluminium, nur minimal auf Importe von Rohstoffen und Komponenten angewiesen. Supraleiter können daher auch langfristig ein resilientes Stromsystem mit signifikanten volkswirtschaftlichen Kostenvorteilen gewährleisten. Damit das Innovationskapitel seinen angestrebten Zweck erfüllen kann, schlagen wir folgenden Anpassungen vor.

1) Ausweitung des Innovationsbegriffs

Kapitel 6 des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan erkennt richtigerweise an, dass "der Einsatz heutiger Lösungen und Konzepte allein nicht ausreicht, um den Umbau des Energiesystems zu bewerkstelligen". Gleichzeitig werden im Netzentwicklungsplan "nur jene Innovationen berücksichtigt, deren Marktverfügbarkeit bzw. Einsatzreife heute schon vorliegt bzw. absehbar ist". Dies würde einem technologischen Reifegrad (TRL) von 9 entsprechen. Hochtemperatur Supraleiter (HTS) sind in städtischen Anwendungen bereits kommerziell verfügbar. Pilotprojekte, wie das AmpaCity-Projekt in Essen, haben den Nutzen von Supraleitern bereits dargelegt. Dennoch können Supraleiter die restriktiven Anforderungen des NEP nicht erfüllen und werden nicht als mögliche Technologieoption für das Stromnetz der Zukunft aufgeführt.

Hauptgrund dafür ist laut NEP die fehlende Erprobung der Technologie. Dies steht im Widerspruch mit dem Demonstrationsprojekt auf Übertragungsebene durch die Stadtwerke München (SuperLink). Im Rahmen des Projekts soll "untersucht werden, wie das Lastzentrum im Süden der bayerischen

Landeshauptstadt über ein 12km langes HTS-Kabel an die Haupteinspeisung des Übertragungsnetzes im Norden angeschlossen werden kann." Ziel ist es eine elektrische Leistung von 500 MVA auf der 110-kV-Spannungsebene über ein einziges HTS-Kabel zu übertragen. Das Projekt wird vom BMWK gefördert und startete im Oktober 2020.

Durch die Entscheidung Supraleiter nicht als Technologieoption in Kapitel 6 zu nennen, wird die Weiterentwicklung, Implementierung von Demonstrationsprojekte, und Skalierung hin zur Marktreife durch die Netzbetreiber entscheidend ausgebremst. Die erforderliche Validierung bleibt aus, weil Supraleiter nicht den nötigen Rückhalt und eine damit verbundene Planungssicherheit aufgezeigt bekommen.

Supraleitende Kabel verfügen bereits heute über einen hohen Reifegrad und werden in verschiedenen Projekten in Deutschland und weltweit hin zu höheren Übertragungsleistungen, geringeren Investitions- und Betriebskosten, sowie Redundanz und Zuverlässigkeit weiterentwickelt. Bis zum Jahr 2030 wird sowohl für supraleitende Kabel im Übertragungs- als auch im Verteilnetz ein TRL-Level (TRL=Technology Readiness Level) von 9 angestrebt. Supraleiter werden von ENTSO-E bereits heute mit einem TRL 5-6 für Gleichstrom-Übertragung bzw. TRL 7-8 für Wechselstrom-Übertragung bewertet.

Die nächste Generation der supraleitenden Kabel wird die Reichweite auf mehrere hundert Kilometer verlängern und Offshore-Anwendungen möglich machen. Pilotprojekte können ab 2024 starten, die Kommerzialisierung ist vor 2030 angestrebt. Damit erfolgt eine technologische Reife von Supraleitern für langstreckige Übertragung deutlich innerhalb des zeitlichen Horizonts des Netzentwicklungsplans bis 2045 und kann einen realen Beitrag für die Herausforderungen des Klimaneutralitätsnetzes leisten. Eine Einschätzung, welche nur auf dem derzeitigen TRL basiert, steht im Widerspruch zur Prämisse der Technologieoffenheit, und macht die Entwicklung von neuen, innovativen Netztechnologien und deren Beitrag zu den übergeordneten Energie-, Umwelt-, und Industriezielen nichtig.

Durch diese enge Interpretation des Innovationsbegriffs werden wertvolle Innovationspotenzial liegen gelassen. Gerade junge Technologien, die sich auf früheren Stufen des Innovationszyklus befinden, brauchen zwingend Investitionssignale und Anreize für Demonstrationsprojekte, damit sie den sogenannten "Valley of Death" überbrücken und von Labor über Demonstration in eine kommerzielle Anwendung überführt werden können. Nur durch die Andeutung eines technologischen Entwicklungspfad für Sprunginnovationen wie Supraleiter, kann das derzeitige Henne-Ei-Problem mit Blick auf Innovationen in der Netzplanung behoben werden.

Darüber hinaus ist eine Ungleichbehandlung mit anderen technologischen Innovationen festzustellen, die über eine vergleichbare TRL (Hochtemperaturleiterteile=TRL 7) wie Supraleiter verfügen, jedoch ein eigenes Unterkapitel im Innovationskapitel gewidmet bekommen. Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum Supraleiter nicht innerhalb eines Level Playing Field mit diesen Technologien bewertet werden und im Innovationskapitel weitestgehend ausgeblendet werden.

2) Diskrepanz zwischen forschungspolitischen Schwerpunkten und langfristiger Systemplanung

Der Netzentwicklungsplan verfolgt u.a. das Ziel eine verlässliche Planungsgrundlage zu schaffen, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Als grundlegend sieht der NEP in diesem Kontext an, dass "die Infrastruktur [8230:] mit innovativen Technologien ausgestattet und weiter ausgebaut werden" muss. Durch die im vorherigen Kapitel angesprochenen Ausklammerung von Technologien mit einem geringeren Reifegrad als TRL 8 entsteht eine Diskrepanz zwischen politischem Innovationswillen und der netzplanerischen Realität.

Im kürzlich vorgestellten 8. Energieforschungsprogramm des BMWKs werden Hochtemperatur-Supraleitungen als Technologie vorgestellt, welche insbesondere für den Transport von Strom über große Distanzen prädestiniert sind. Das Energieforschungsprogramm verfolgt dabei das explizite Ziel innovative Technologien, Geschäftsmodelle und Verfahren in der Praxis zu erproben, den Betrieb zu optimieren, und Vertrauen in neue Lösungen zu schaffen. Dieses innovationspolitische Ziel zugunsten einer stärkeren Entwicklung von Supraleitern im RD-Stadium muss jedoch durch nachfrageseitige Impulse flankiert werden. Denn ohne eine frühzeitige Erprobung von Supraleitern unter realen Marktbedingungen in Kooperation mit den ÜNBs und VNBs, kann das für eine Anwendung im großtechnischen Maßstab nötige Vertrauen der Investoren nicht erreicht werden. Ansonsten droht Deutschland zu verpassen, seine Innovationsführerschaft bei Supraleitern in industriepolitische Erfolge zu übersetzen.

Auf die Gefahr der ausbleibenden Kommerzialisierung von Supraleitern macht auch die Bundestagfraktion der CDU/CSU im Rahmen einer kleinen Anfrage aufmerksam. Die CDU/CSU fordert "konkrete Langzeitprojekte, um die Technologie für die Energiewende auch in der Praxis zu erproben und mittelfristig zu nutzen".

Deutschland ist das einzige europäische Land, welches über ein umfassendes Ökosystem und die gesamte Wertschöpfungskette von Supraleitern verfügt. Wissenschaftlichen Institutionen wie das KIT, wie auch kleine und mittelständige Unternehmen (z.B., Theva) sind globale Vordenker und Marktführer. Es wäre fahrlässig, diese signifikanten Wertschöpfungspotenziale für eine heimisch entwickelte Zukunftsindustrie ungenutzt zu lassen.

Forschungs- und industriepolitische Potenziale müssen daher zwingend mit einem marktlichen "Pull" zugunsten von Supraleitern zusammengebracht werden. Der Netzentwicklungsplan stellt dabei ein wichtiges Grundlagendokument dar, um die richtigen Signale und Weichenstellungen für eine Überführung von Projekte aus der Forschungsebene in die Praxisebene. Daher bedarf es einer engeren Verzahnung von forschungspolitischen Schwerpunkten und Netzplanung und einer weitsichtigeren Bewertung von Sprunginnovationen wie Supraleitern.

Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045

Berlin, 18. November 2023

Als Hersteller von innovativen supraleitenden Kabeln begrüßt das Unternehmen SuperNode, dass der Netzentwicklungsplans 2037/2045 sich in Kapitel 6 „Innovationen“ explizit mit der Rolle von Innovationen im Stromsystem der Zukunft auseinandersetzt. Bedauerlicherweise ist der Innovationsbegriff jedoch deutlich zu eng und nicht technologieneutral definiert. Dies klammert disruptive Netztechnologien, wie Supraleiter, welche auf Demonstrationsprojekte angewiesen sind, um ihren kritischen Beitrag zu den im NEP genannten Langfristzielen eines industriepolitisch resilienten, europäisch integrierten und vollständig dekarbonisierten Stromsystems zu leisten, aus.

Viele der aktuell im Rahmen des NEP aufgeführten Innovationsvektoren sind bereits kurzfristig verfügbar und skalierbar. Es ist daher umso wichtiger, dass der NEP den Test und die Demonstration weiterer innovativer Technologien in einer kontrollierten Umgebung für eine begrenzte Zeit ermöglicht, bis auch die Herstellung dieser Technologien skaliert und kommerzialisiert werden kann. Dies würde den übergeordneten Zielen der Europäischen Kommission entgegenkommen, welche die Einrichtung von „Net-Zero Regulatory Sandboxes“ vorschlägt. Der NEP sollte die Netzbetreiber anregen und auffordern solche Reallabore für Netto-Null-Technologien einzurichten, „die die Entwicklung, Testung und Validierung innovativer Netto-Null-Technologien in einem kontrollierten realen Umfeld für einen begrenzten Zeitraum vor deren Inverkehrbringen oder deren Inbetriebnahme ermöglichen und so das regulatorische Lernen und die potenzielle Ausweitung und breitere Einführung fördern.“¹

Wie richtigerweise im NEP aufgeführt, muss die Erprobung und Validierung von Technologien im großen Umfang gewährleistet sein, um ein sicheres und resilientes, deutsches und europäisches Stromsystem zu schaffen, das weitgehend auf variabler erneuerbarer Erzeugung in Form von Photovoltaik und Windkraft besteht. Allerdings muss innovativen und potenziell disruptiven Technologien auch eine Entwicklungsperspektive auf dem Weg zu einer kommerziellen Anwendung gegeben werden und eine Nachfrage für diese Technologien auf Seiten der Netzbetreiber ausgelöst werden. Der aktuelle Entwurf des NEP löst diese Nachfrage nicht aus.

Aufgrund des zeitlichen Horizonts einer langfristigen Netzplanung bis 2045 muss das Innovationskapitel Technologien stärker gewichten, die, sofern abschätzbar, innerhalb dieses Zeitraums, Markt- und Einsatzreife erlangen. Nicht zuletzt sind deutsche Unternehmen Marktführer im Bereich der Supraleiter, und sind im Gegensatz zu Kabeltechnologien basierend auf Kupfer oder Aluminium, nur minimal auf Importe von Rohstoffen und Komponenten angewiesen. Supraleiter können daher auch langfristig ein resilientes Stromsystem mit signifikanten volkswirtschaftlichen Kostenvorteilen

¹ Europäische Kommission (2023) Netto-Null-Industrie-Verordnung [Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0161>]

gewährleisten. Damit das Innovationskapitel seinen angestrebten Zweck erfüllen kann, schlagen wir folgenden Anpassungen vor.

1) Ausweitung des Innovationsbegriffs

Kapitel 6 des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan erkennt richtigerweise an, dass „der Einsatz heutiger Lösungen und Konzepte allein nicht ausreicht, um den Umbau des Energiesystems zu bewerkstelligen“.² Gleichzeitig werden im Netzentwicklungsplan „nur jene Innovationen berücksichtigt, deren Marktverfügbarkeit bzw. Einsatzreife heute schon vorliegt bzw. absehbar ist“.³ Dies würde einem technologischen Reifegrad (TRL) von 9 entsprechen. Hochtemperatur Supraleiter (HTS) sind in städtischen Anwendungen bereits kommerziell verfügbar. Pilotprojekte, wie das AmpaCity-Projekt in Essen, haben den Nutzen von Supraleitern bereits dargelegt. Dennoch können Supraleiter die restriktiven Anforderungen des NEP nicht erfüllen und werden nicht als mögliche Technologieoption für das Stromnetz der Zukunft aufgeführt.

Hauptgrund dafür ist laut NEP die fehlende Erprobung der Technologie. Dies steht im Widerspruch mit dem Demonstrationsprojekt auf Übertragungsebene durch die Stadtwerke München (SuperLink). Im Rahmen des Projekts soll „untersucht werden, wie das Lastzentrum im Süden der bayerischen Landeshauptstadt über ein 12km langes HTS-Kabel an die Haupteinspeisung des Übertragungsnetzes im Norden angeschlossen werden kann.“⁴ Ziel ist es eine elektrische Leistung von 500 MVA auf der 110-kV-Spannungsebene über ein einziges HTS-Kabel zu übertragen. Das Projekt wird vom BMWK gefördert und startete im Oktober 2020.

Durch die Entscheidung Supraleiter nicht als Technologieoption in Kapitel 6 zu nennen, wird die Weiterentwicklung, Implementierung von Demonstrationsprojekte, und Skalierung hin zur Marktreife durch die Netzbetreiber entscheidend ausgebremst. Die erforderliche Validierung bleibt aus, weil Supraleiter nicht den nötigen Rückhalt und eine damit verbundene Planungssicherheit aufgezeigt bekommen.

Supraleitende Kabel verfügen bereits heute über einen hohen Reifegrad und werden in verschiedenen Projekten in Deutschland und weltweit hin zu höheren Übertragungsleistungen, geringeren Investitions- und Betriebskosten, sowie Redundanz und Zuverlässigkeit weiterentwickelt. Bis zum Jahr 2030 wird sowohl für supraleitende Kabel im Übertragungs- als auch im Verteilnetz ein TRL-Level (TRL=Technology Readiness Level) von 9 angestrebt. Supraleiter werden von ENTSO-E bereits heute mit einem TRL 5-6 für Gleichstrom-Übertragung bzw. TRL 7-8 für Wechselstrom-Übertragung bewertet.⁵

Die nächste Generation der supraleitenden Kabel wird die Reichweite auf mehrere hundert Kilometer verlängern und Offshore-Anwendungen möglich machen. Pilotprojekte können ab

² Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0

³ *Ibid.*

⁴ Mercer, William J. und Pashkin, Yuri A. (2023) Superconductivity: the path of least resistance to the future, Contemporary Physics [Online verfügbar unter: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/00107514.2023.2259654?scroll=top&needAccess=true>]

⁵ ENTSO-E (2023) High Temperature Superconductor (HTS) Cables [Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/high-temperature-superconductor-hts-cables>]

2024 starten, die Kommerzialisierung ist vor 2030 angestrebt. Damit erfolgt eine technologische Reife von Supraleitern für langstreckige Übertragung deutlich innerhalb des zeitlichen Horizonts des Netzentwicklungsplans bis 2045 und kann einen realen Beitrag für die Herausforderungen des Klimaneutralitätsnetzes leisten. Eine Einschätzung, welche nur auf dem derzeitigen TRL basiert, steht im Widerspruch zur Prämisse der Technologieoffenheit, und macht die Entwicklung von neuen, innovativen Netztechnologien und deren Beitrag zu den übergeordneten Energie-, Umwelt-, und Industriezielen nichtig.

Durch diese enge Interpretation des Innovationsbegriffs werden wertvolle Innovationspotenzial liegen gelassen. **Gerade junge Technologien, die sich auf früheren Stufen des Innovationszyklus befinden, brauchen zwingend Investitionssignale und Anreize für Demonstrationsprojekte, damit sie den sogenannten „Valley of Death“ überbrücken und von Labor über Demonstration in eine kommerzielle Anwendung überführt werden können. Nur durch die Andeutung eines technologischen Entwicklungspfads für Sprunginnovationen wie Supraleiter, kann das derzeitige Henne-Ei-Problem mit Blick auf Innovationen in der Netzplanung behoben werden.**

Darüber hinaus ist eine Ungleichbehandlung mit anderen technologischen Innovationen festzustellen, die über eine vergleichbare TRL (Hochtemperaturleiterteile=TRL 7) wie Supraleiter verfügen, jedoch ein eigenes Unterkapitel im Innovationskapitel gewidmet bekommen. Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum Supraleiter nicht innerhalb eines *Level Playing Field* mit diesen Technologien bewertet werden und im Innovationskapitel weitestgehend ausgeblendet werden.

2) Diskrepanz zwischen forschungspolitischen Schwerpunkten und langfristiger Systemplanung

Der Netzentwicklungsplan verfolgt u.a. das Ziel eine verlässliche Planungsgrundlage zu schaffen, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Als grundlegend sieht der NEP in diesem Kontext an, dass „die Infrastruktur [...] mit innovativen Technologien ausgestattet und weiter ausgebaut werden“ muss.[§] Durch die im vorherigen Kapitel angesprochenen Ausklammerung von Technologien mit einem geringeren Reifegrad als TRL 8 entsteht eine Diskrepanz zwischen politischem Innovationswillen und der netzplanerischen Realität.

Im kürzlich vorgestellten 8. *Energieforschungsprogramm* des BMWKs werden Hochtemperatur-Supraleitungen als Technologie vorgestellt, welche insbesondere für den Transport von Strom über große Distanzen prädestiniert sind.[‡] Das Energieforschungsprogramm verfolgt dabei das explizite Ziel innovative Technologien, Geschäftsmodelle und Verfahren in der Praxis zu erproben, den Betrieb zu optimieren, und Vertrauen in neue Lösungen zu schaffen. Dieses innovationspolitische Ziel zugunsten einer stärkeren Entwicklung von Supraleitern im R&D-Stadium muss jedoch durch nachfrageseitige Impulse flankiert werden. Denn ohne eine frühzeitige Erprobung von Supraleitern unter realen Marktbedingungen in Kooperation mit den ÜNBs und VNBS, kann

[§] Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0

[‡] BMWK (2023) 8. Energieforschungsprogramm zur angewandten Energieforschung – Forschungsmissionen für die Energiewende

das für eine Anwendung im großtechnischen Maßstab nötige Vertrauen der Investoren nicht erreicht werden. Ansonsten droht Deutschland zu verpassen, seine Innovationsführerschaft bei Supraleitern in industriepolitische Erfolge zu übersetzen.

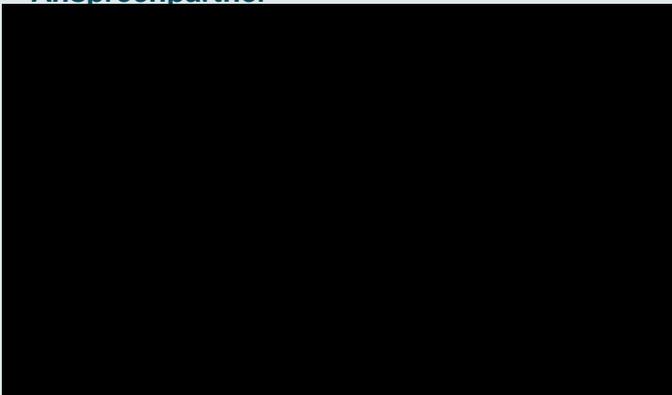
Auf die Gefahr der ausbleibenden Kommerzialisierung von Supraleitern macht auch die Bundestagfraktion der CDU/CSU im Rahmen einer kleinen Anfrage aufmerksam. Die CDU/CSU fordert „konkrete Langzeitprojekte, um die Technologie für die Energiewende auch in der Praxis zu erproben und mittelfristig zu nutzen“.⁸

Deutschland ist das einzige europäische Land, welches über ein umfassendes Ökosystem und die gesamte Wertschöpfungskette von Supraleitern verfügt. Wissenschaftlichen Institutionen wie das KIT, wie auch kleine und mittelständige Unternehmen (z.B., Theva) sind globale Vordenker und Marktführer. Es wäre fahrlässig, diese signifikanten Wertschöpfungspotenziale für eine heimisch entwickelte Zukunftsindustrie ungenutzt zu lassen.

Forschungs- und industriepolitische Potenziale müssen daher zwingend mit einem marktlichen „Pull“ zugunsten von Supraleitern zusammengebracht werden. Der Netzentwicklungsplan stellt dabei ein wichtiges Grundlagendokument dar, um die richtigen Signale und Weichenstellungen für eine Überführung von Projekte aus der Forschungsebene in die Praxisebene. Daher bedarf es einer engeren Verzahnung von forschungspolitischen Schwerpunkten und Netzplanung und einer weitsichtigeren Bewertung von Sprunginnovationen wie Supraleitern.

⁸ Deutscher Bundestag (2023) Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU – Die Nutzung von Supraleitern für die Energiewende in Deutschland

Ansprechpartner



About SuperNode and Superconductors

SuperNode is a global technology development company that designs and delivers cutting-edge, superconducting cable systems for bulk electricity transmission.

Conventional transmission cables are limited in terms of current levels which in turn limit their power transfer capability. Electricity grids based upon superconducting cable systems can move larger quantities of power over longer distances with smaller and less obtrusive infrastructure, without electrical losses and at significantly lower voltages. SuperNode's technology will connect electricity producers and consumers in a way that facilitates the most efficient integration of large-scale renewables and the achievement of energy independence and a decarbonised pan-European energy system.

SuperNode, headquartered in Dublin, Ireland, was founded in 2018 by Dr. Eddie O'Connor and renewable energy developer Mainstream Renewable Power Ltd. SuperNode is jointly owned by Dr. O'Connor and Norwegian green investment group AKER Horizons.



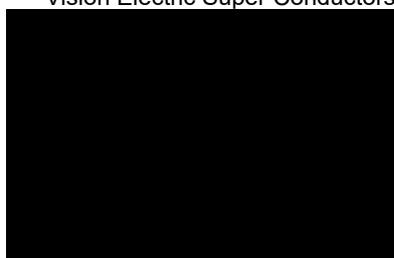
500051

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500051
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Vision Electric Super Conductors GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Vision Electric Super Conductors GmbH - Morlauterer Str. 21 - D-67657
Kaiserslautern
20.11.2023

Stellungnahme der Vision Electric Super Conductors GmbH
im Rahmen des 2. Konsultationsverfahrens zum NEP 2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Konsultation zum 1. Entwurf des NEP stellten etliche unterschiedliche Einreichungen die vorteilhafte Nutzung der Supraleitertechnologie für den Netzausbau heraus. Diese wurden im 2. Entwurf der ÜNB nicht entsprechend und in ausreichendem Maß aufgegriffen.

Ein Grund hierfür könnte darin zu finden sein, dass das Arbeitsfeld der ÜNB auf die Hochspannung beschränkt ist und nicht durch die Übertragungsleistung definiert wird. Supraleiter erlauben durch den technisch nicht vorhandenen elektrischen Widerstand die Absenkung der Spannung bei gleicher Übertragungsleistung. Dies wurde in der von Amprion beauftragten "Studie über den Einsatz von supraleitenden Gleichstrom-Mittelspannungs-Kabeln zur Gigawatt Energieübertragung" untersucht, in der supraleitende DC-Übertragungssysteme (S-MVDC) mit einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) verglichen wurden. Sowohl technisch als auch wirtschaftlich bietet eine S-MVDC auf langen Strecken und hohen Leistungen entscheidende Vorteile gegenüber der HGÜ, jedoch erlaubt der Arbeitsbereich der ÜNB den Einsatz von Supraleitern nur im Hochspannungsbereich, wobei der Vorteil der hohen Stromdichte nicht wirklich genutzt werden kann. Die Studie ist nicht veröffentlicht. Die Bewertung der Supraleiterkabel kann jedoch in der von Amprion freigegebenen, beiliegenden Präsentation, die auf der ZIEHL-Tagung 2022 vorgestellt wurde, eingesehen werden.

Die langjährige Förderung der Hochtemperatur-Supraleitung mit einem eigenen Forschungsfeld hat zur Beantwortung und technischer Entwicklung fast aller technologisch bedingten Fragen geführt. Jetzt gilt es, das erreichte Know-how über die wirtschaftliche Schwelle zu heben und zum allgemeinen Nutzen in die Anwendung zu bringen. Hierzu bedarf es der Willensbekundung der Stakeholder zum Netzeinsatz von supraleitenden Systemen, zu denen auch ÜNB und BNetzA gehören.

Im Anbetracht der Vorteile von supraleitenden Übertragungssystemen für den zukünftigen Netzausbau würden wir die folgenden Maßnahmen sehr begrüßen:

- Die Erweiterung des Arbeitsbereichs der ÜNB auf Übertragungsleistung bei gleichzeitiger Freigabe der Mittelspannung
- Die Erstellung einer "Roadmap-to-Grid" mit mehreren supraleitenden Pilot- und Demonstrationsinstallationen
- Die Ausweisung von supraleitenden Verbindungsstrecken, die aufgrund von technischen, organisatorischen oder gesellschaftlichen Faktoren Vorteile gegenüber konventioneller Technologie aufweisen
- Die wirtschaftliche Förderung der supraleitenden Verbindungen der ÜNB, sei es durch steuerliche Berücksichtigung oder durch andere Maßnahmen

Weitere Gründe für den Einsatz von supraleitenden Systemen sind in unserer Stellungnahme zum 1. NEP-Entwurf zu finden, die unten angefügt ist.

Mit freundlichen Grüßen



Vision Electric Super Conductors GmbH

#8195;

+++++

25.4.2023

Stellungnahme der Vision Electric Super Conductors GmbH zum

1. Entwurf des Netzentwicklungsplan 2037 / 2045

Sehr geehrte Damen und Herren,
hiermit nimmt die Vision Electric Super Conductors GmbH Stellung zum 1. Entwurf des NEP 2037/2045. Grundsätzlich wird der Ausblick auf das Jahr 2045 mit den entsprechenden Eckdaten sehr begrüßt.

Der letzte Netzentwicklungsplan 2021-2035 wurde im Januar 2022 bestätigt und veröffentlicht. Darin wurde im Kapitel 4. Angaben zu Pilotprojekten und neuen Technologien auf Seite 59 vermerkt:

"Einige Konsultationsbeiträge schlugen vor, dass Supraleitung als innovative Übertragungstechnologie diskutiert und berücksichtigt werden sollte. Diese Technologie habe großes Potenzial und der Netzeinsatz im Gigawatt-Bereich im Jahr 2030 sei realistisch, wenn beispielsweise im Netzentwicklungsplan entsprechende Pilotprojekte vorgesehen würden.

Die Bundesnetzagentur begrüßt grundsätzlich die Auseinandersetzung mit innovativen Technologien. Ob Supraleitung für das Übertragungsnetz eine geeignete Technologie ist, kann jedoch im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht abschließend bewertet werden. [#8230;] Die Bundesnetzagentur geht allerdings davon aus, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber intensiv mit neuen Technologieoptionen auseinandersetzen, auch wenn sie sich im Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht dazu äußern. Im europäischen Kontext setzt sich beispielsweise ENTSO-E mit neuen Technologien wie beispielsweise Supraleitung auseinander. Die Prüfung von wirtschaftlichen Pilotanlagen im

Netzentwicklungsplan ist prinzipiell möglich, die Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch bisher keine Projekte dieser Art vorgelegt."

Die Empfehlung der Bundesnetzagentur, sich mit der Supraleitertechnologie auseinanderzusetzen, wurde im vorliegenden Entwurf nicht aufgegriffen. Dies ist bedauerlich, da supraleitende Systeme erhebliche Vorteile für den Ausbau der Netze bieten.

Supraleiter beschleunigen den Netzausbau

Der Netzausbau ist stark verzögert, die Realisierungszeiträume einzelner Maßnahmen liegen im Bereich von über 8 Jahren. Eine kürzere Realisierungszeit wird meist durch die, in vielen Fällen berechnete, fehlende Akzeptanz der Bevölkerung verhindert. Begründet werden Einsprüche durch mangelhaften Natur- und Personenschutz oder befürchtete Emissionen - elektromagnetischer und thermischer Art.

Supraleiter können durch die kompakte Bauweise, ohne elektromagnetische Emissionen und ohne Bodenerwärmung verlegt werden. Es wird erwartet, dass die Planung in kürzerer Zeit und mit geringerem gesellschaftlichem Widerstand durchgeführt werden kann. Schmale Supraleitertrassen benötigen eine geringere Ausführungszeit bei reduzierten Tiefbaukosten im Vergleich zu herkömmlichen Kabeln. Die Gesamtrealisierungszeit könnte sich beim Einsatz von supraleitenden Systemen fallabhängig bis zu 50% gegenüber konventionellen Kabeln reduzieren.

Supraleiter reduzieren Netzverluste

Supraleiter weisen gegenüber herkömmlichen Gleichstrom-Kabeln keinen Widerstand auf. Unter Einbeziehung der Kältekosten zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur der Supraleiter ergibt sich eine Verminderung der Netzverluste bis zu 50%, im Gleichlauf mit der Reduzierung der Betriebskosten und damit der Netzentgelte für die Bevölkerung. Im Gegensatz hierzu wird im neuen NEP-Entwurf eine Verdopplung der Netzverluste prognostiziert.

Die innovative Effizienztechnologie Supraleitung benötigt die Unterstützung durch Netzbetreiber und Bundesnetzagentur. Supraleitung kann die vorgedachte Ausweitung des bestehenden Netzes unterstützen. Vision Electric Super Conductors empfiehlt die Errichtung von ersten supraleitenden Pilotstrecken und deren Ausweisung im 2. NEP-Entwurf, wie im letzten bestätigten NEP2021-2035 von der Bundesnetzagentur angeregt.

Über Vision Electric Super Conductors

Vision Electric Super Conductors GmbH (VESC), Kaiserslautern, entwickelt supraleitende Übertragungssysteme für den Transport großer Strommengen und großer Leistungen. VESC konzentriert sich auf Anwendungsprojekte, die im Hinblick auf Energieeffizienz, Raumökonomie, Bauaufwand, Umwelt- und Personenschutz besondere Anforderungen stellen.



20.11.2023

**Stellungnahme der Vision Electric Super Conductors GmbH
im Rahmen des 2. Konsultationsverfahrens zum NEP 2037/2045**

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Konsultation zum 1. Entwurf des NEP stellten etliche unterschiedliche Einreichungen die vorteilhafte Nutzung der Supraleitertechnologie für den Netzausbau heraus. Diese wurden im 2. Entwurf der ÜNB nicht entsprechend und in ausreichendem Maß aufgegriffen.

Ein Grund hierfür könnte darin zu finden sein, dass das Arbeitsfeld der ÜNB auf die Hochspannung beschränkt ist und nicht durch die Übertragungsleistung definiert wird. Supraleiter erlauben durch den technisch nicht vorhandenen elektrischen Widerstand die Absenkung der Spannung bei gleicher Übertragungsleistung. Dies wurde in der von Amprion beauftragten „Studie über den Einsatz von supraleitenden Gleichstrom-Mittelspannungs-Kabeln zur Gigawatt Energieübertragung“ untersucht, in der supraleitende DC-Übertragungssysteme (S-MVDC) mit einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) verglichen wurden. Sowohl technisch als auch wirtschaftlich bietet eine S-MVDC auf langen Strecken und hohen Leistungen entscheidende Vorteile gegenüber der HGÜ, jedoch erlaubt der Arbeitsbereich der ÜNB den Einsatz von Supraleitern nur im Hochspannungsbereich, wobei der Vorteil der hohen Stromdichte nicht wirklich genutzt werden kann. Die Studie ist nicht veröffentlicht. Die Bewertung der Supraleiterkabel kann jedoch in der von Amprion freigegebenen, beiliegenden Präsentation, die auf der ZIEHL-Tagung 2022 vorgestellt wurde, eingesehen werden.

Die langjährige Förderung der Hochtemperatur-Supraleitung mit einem eigenen Forschungsfeld hat zur Erforschung und technischen Entwicklung fast aller technologisch bedingten Fragen geführt. Jetzt gilt es, das erreichte Know-how über die wirtschaftliche Schwelle zu heben und zum allgemeinen Nutzen in die Anwendung zu bringen. Hierzu bedarf es der Willensbekundung der Stakeholder zum Netzeinsatz von supraleitenden Systemen, zu denen auch ÜNB und BNetzA gehören.

Im Anbetracht der Vorteile von supraleitenden Übertragungssystemen für den zukünftigen Netzausbau würden wir die folgenden Maßnahmen sehr begrüßen:

- Die Erweiterung des Arbeitsbereichs der ÜNB auf Übertragungsleistung bei gleichzeitiger Freigabe der Mittelspannung
- Die Erstellung einer „Roadmap-to-Grid“ mit mehreren supraleitenden Pilot- und Demonstrationsinstallationen
- Die Ausweisung von supraleitenden Verbindungsstrecken, die aufgrund von technischen, organisatorischen oder gesellschaftlichen Faktoren Vorteile gegenüber konventioneller Technologie aufweisen
- Die wirtschaftliche Förderung der supraleitenden Verbindungen der ÜNB, sei es durch steuerliche Berücksichtigung oder durch andere Maßnahmen

Weitere Gründe für den Einsatz von supraleitenden Systemen sind in unserer Stellungnahme zum 1. NEP-Entwurf zu finden, die unten angefügt ist.

Mit freundlichen Grüßen


Geschäftsführer
Vision Electric Super Conductors GmbH

Einsatz supraleitender DC-Kabel im Energieübertragungsnetz

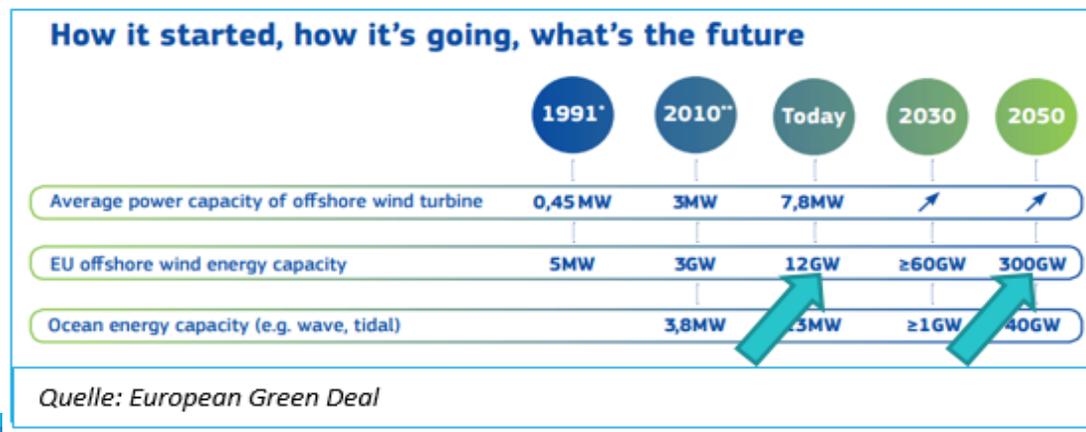
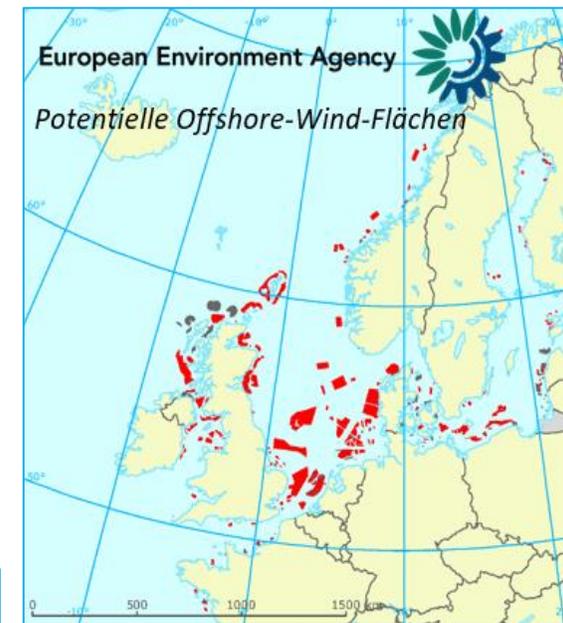
DR. WOLFGANG REISER

VISION ELECTRIC SUPER CONDUCTORS

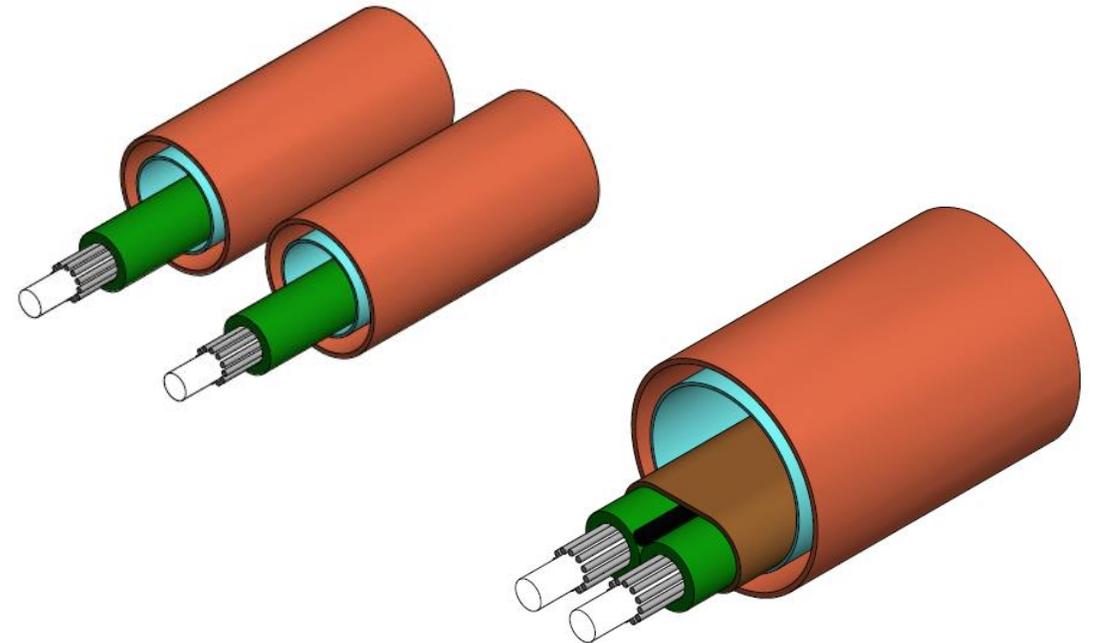
Herausforderung der nächsten Jahre

- NEP 2035, bestätigt von der BNetzA, Jan.2022
 - Ausbau der erneuerbaren Energien verändert die Energielandschaft grundlegend
 - Stromerzeugung nicht am Bedarfsort und zur Bedarfszeit, sondern wo und wann verfügbar
 - Stromüberschüsse und –defizite sind neu verteilt
 - Herausforderung an Netzstrukturen
- Ausbau der Offshore-Windenergie ist strategisches Ziel der Europäischen Kommission
 - Ausbau von heute 12 GW auf 300 GW in 2050 *
 - Bedarf von weiteren HVDC Verbindungen
- Frage, die in einer Studie beantwortet werden soll:
Kann die Supraleitung zum Netzausbau einen Beitrag leisten und wenn ja, welchen?

* https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_2096



- S-MVDC: Studie über den Einsatz von DC Gigawatt Leitungen mit Supraleitung
- Machbarkeitsstudie im Auftrag von Amprion
- Mitwirkung: KIT, Messer, Siemens, Vorwort von Dr. Bednorz
- Inhalt
 - Motivation und Systemanforderungen
 - Konverterstationen
 - Supraleitendes Kabel
 - Aufbau
 - Eigenschaften
 - Kältekonzepte
 - Verlegung
 - Kosten



Anforderungen

■ Elektrische Werte

- Übertragungsleistungen von 1, 2 und 4 GW, perspektivisch bis 10 GW
- Spannungen von ± 25 , ± 50 und ± 100 kV DC
- Ströme zwischen 5 und 40 kA
- Kurzschlussfest
- Überspannungsfest

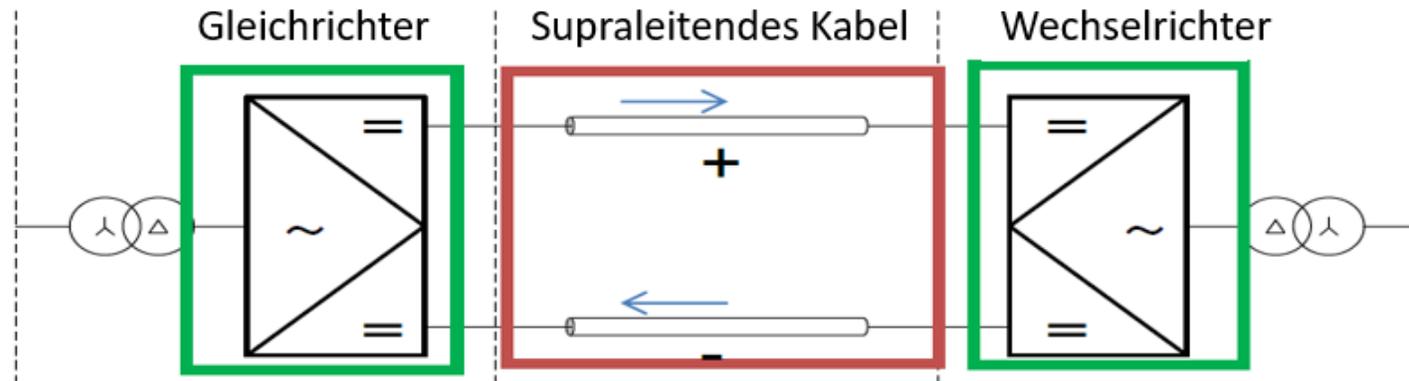
■ Geringe EM-Felder

- Elektrisches Feld = 0
- Magnetisches Feld max. 500 μT / Praxiswert 100 μT

■ Lange Übertragungslängen zwischen den Konverterstationen

■ Große Distanzen zwischen den Kältestationen

- Onshore: min. 10 km
- Offshore: max. mögliche Länge



■ Fault-Ride-Through

■ Schwarzstartfähig

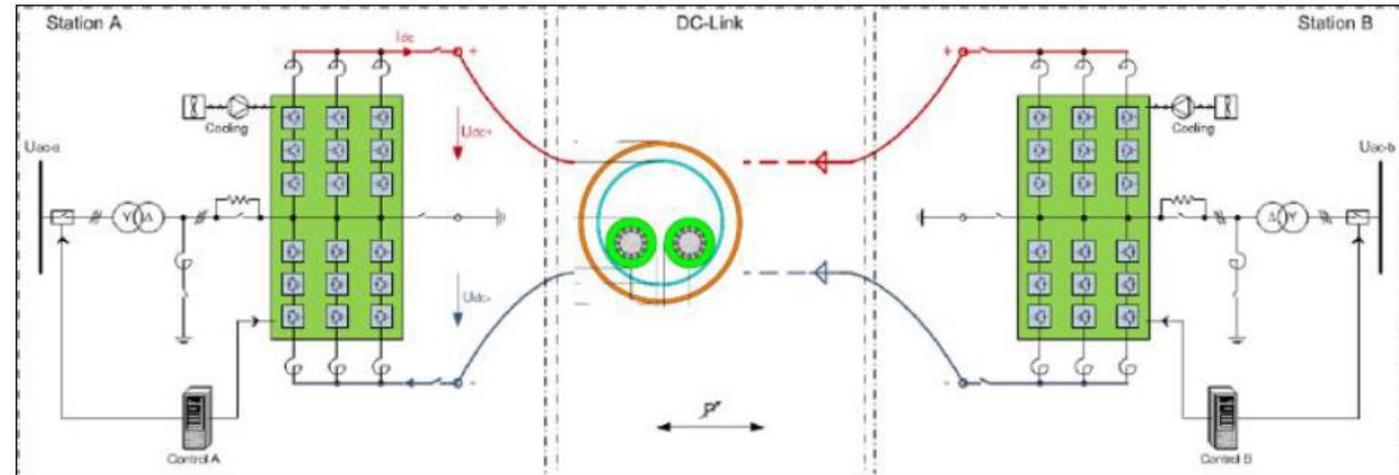
- Kaltreserve
- Dunkelgangreserve

■ Verlegung

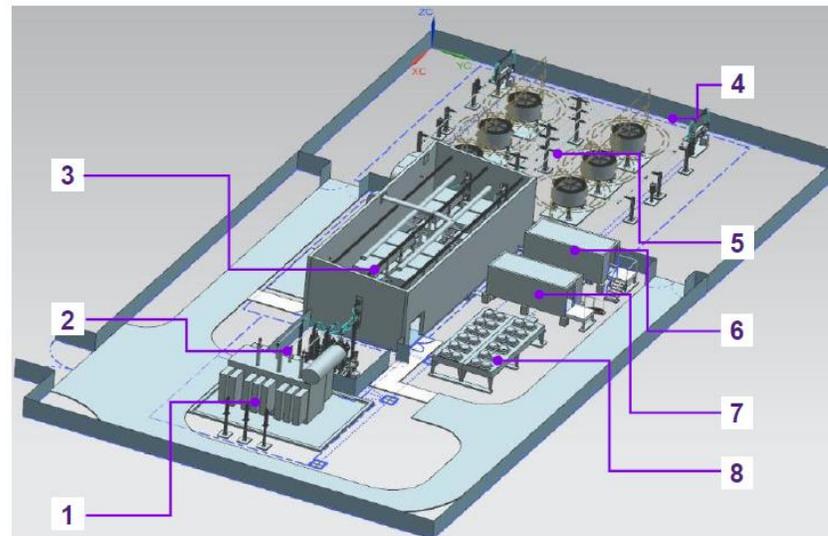
- Offener Graben
- Spülbohrverfahren
- Mikrotunnel

Konverterstation MVDC

- Symmetrischer Monopol
- ± 25 und ± 50 kVDC
- bei 150 MW Übertragungsleistung
→ für 1 GW: 7 Stationen parallel



Type	DNDC-24	DNDC-48
DC voltage at rectifier	+/-24 kVdc	+/-50 kVdc
Rated DC current (max.)	1.5kA _{dc}	1.5kA _{dc}
Active power transfer (max.)	70MW	149MW
Reactive power / station (max.)	32MVar	66MVar
P- / Q-Control	✓	
Voltage control	✓	
STATCOM operation	✓	
AC fault ride through	✓	

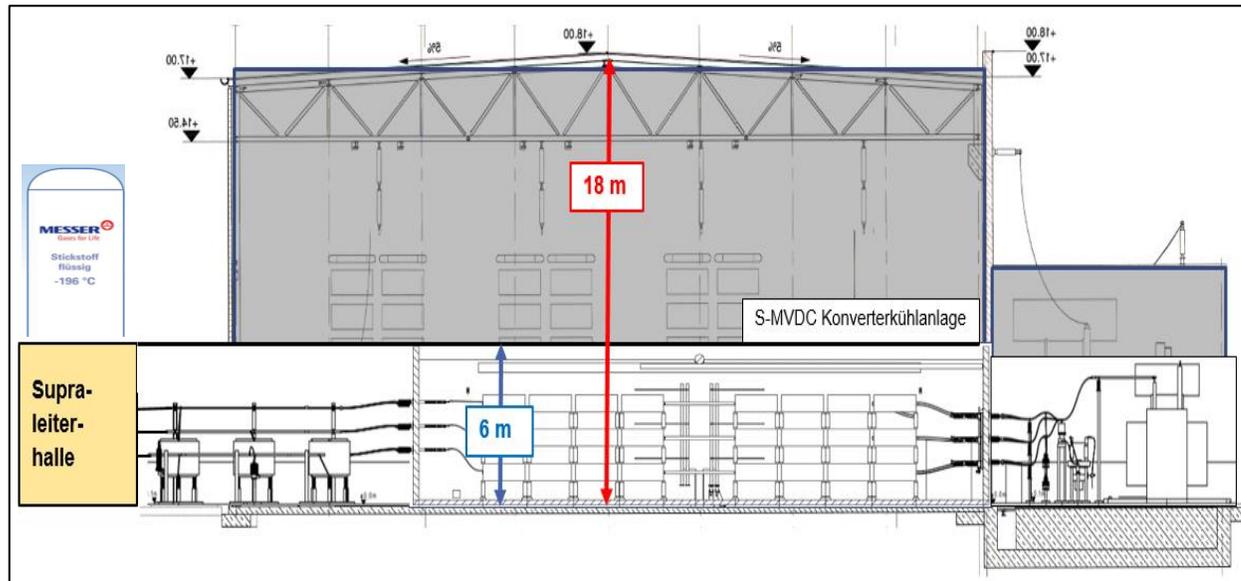


1. Power Transformer
2. AC Yard
3. Converter tower with IGBT
4. DC Yard
5. Phase Reactors
6. Control & Protection Container
7. Cooling Container
8. Outdoor Cooler

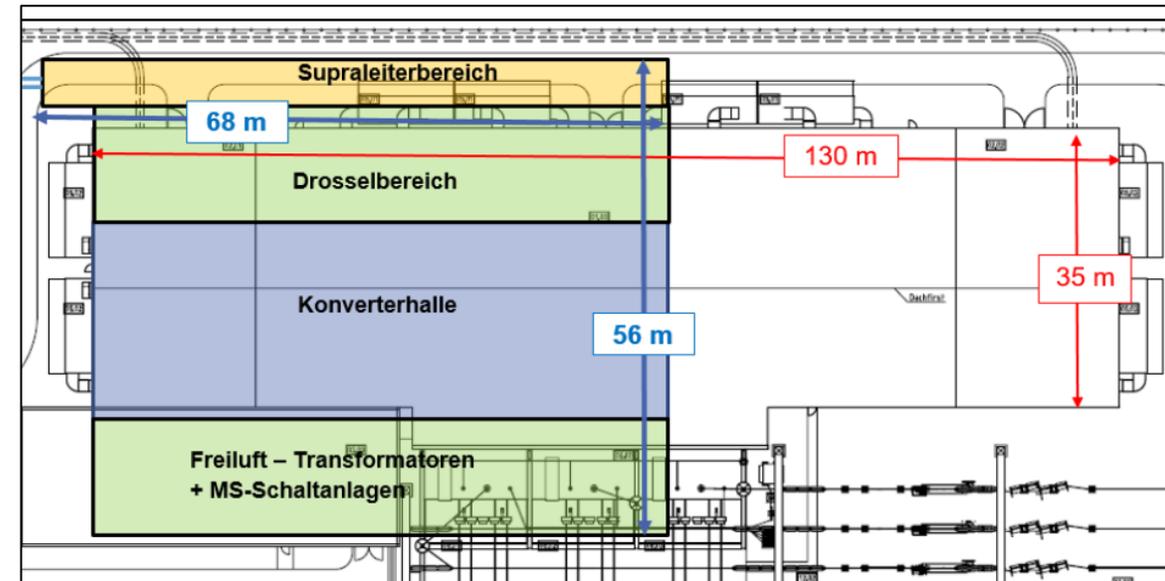
Bildquellen: Siemens Energy

Konverterstationen MVDC

- DC-Spannungsebenen: 25, 50 und 100 kV
- Stationsleistungen: bis 300 MW, in Stufen bis 4 GW
- Spannungsebene bedingt die Hallenhöhe
- Voraussichtlich kein wesentlicher Unterschied in der Gesamtfläche der Station



Höhenvergleich: S-MVDC 50kV mit LN2-Tank vs HGÜ 320 kV



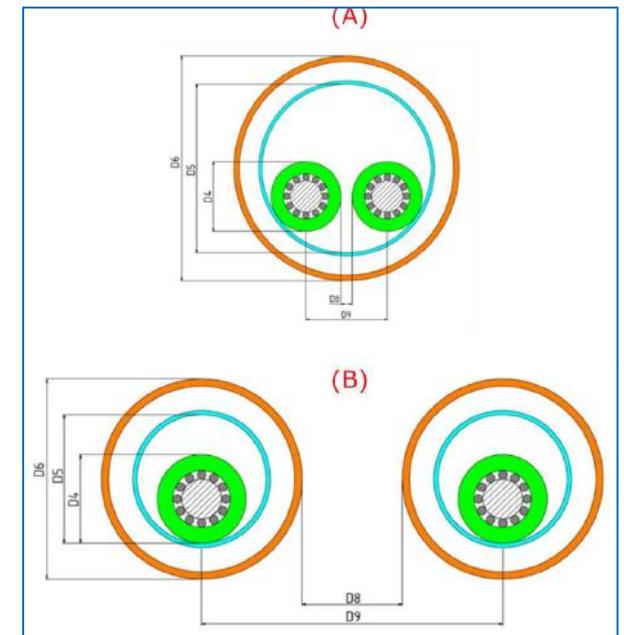
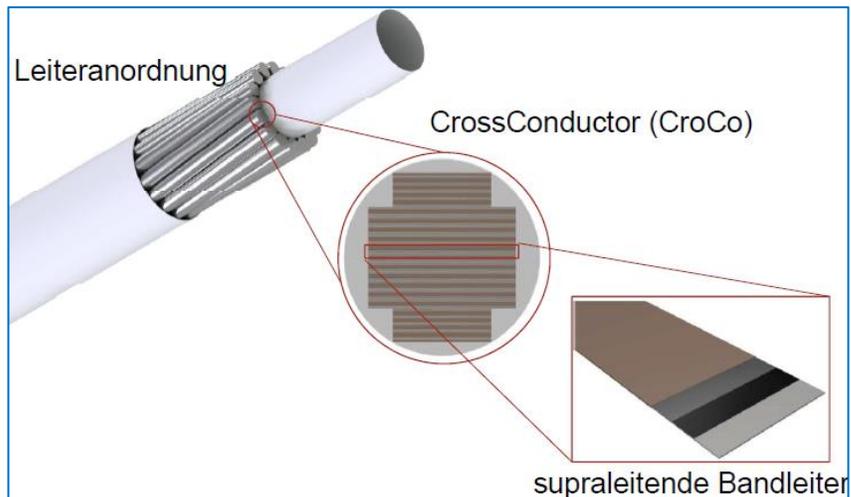
Flächenprojektion S-MVDC-Konverter

Supraleitendes Kabel - Aufbau

- Viele HTS- und Cu-Bänder → CroCo: 3 Größen mit je 5 Varianten
- Mehrere CroCo (6, 9, 12, 16) → Phasenleiter
- Elektr. Mischisolation aus PPLP & LN2

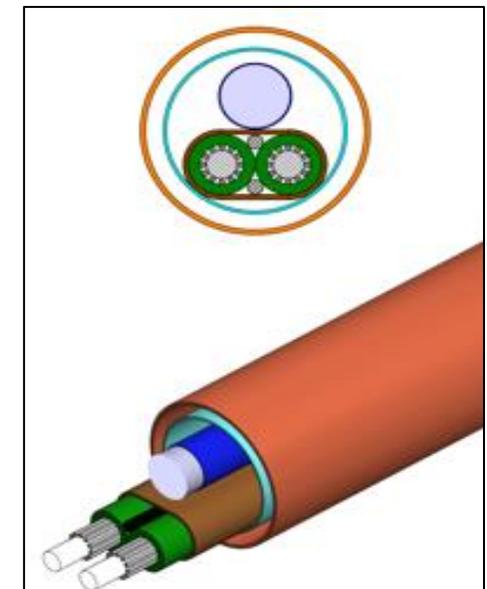
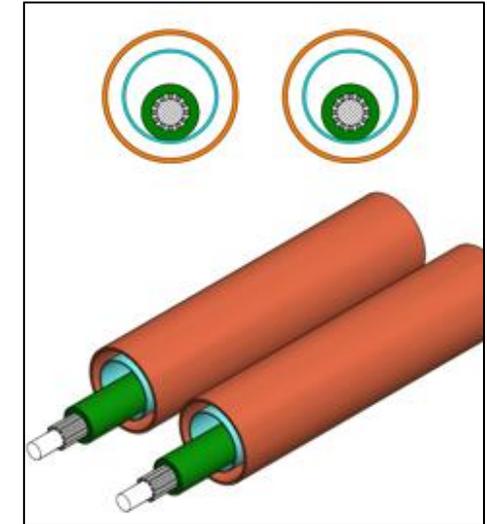
Beide Möglichkeiten in einer Trasse:
Wellrohr- und Glattrohr-Kryostate

Ein oder beide Phasenleiter in einem Kryostat



Supraleiterkabel

- Varianten und Komponenten
 - DC-Ströme: 5, 10, 20, 30, 40 kA
 - Besteht aus mehreren Rundleitern & elektr. Isolation
 - Kryostat – doppelwandig mit Vakuum zur thermischen Isolation)
 - Ausführungen
 - Monopolar – Kryostat-Durchmesser 140 – 170 mm
 - Bipolar – Kryostat-Durchmesser 210 – 260 mm
 - Stromzuführung mit supraleitender Sammelschiene – Übergang zwischen Kabel und Konverterstationen
- Betriebstemperatur: 70 -75 K, unterkühlter LN2
 - Offener Kühlkreis mit Vakuum-Unterkühler
 - Geschlossener Kühlkreis mit Kältemaschinen
 - Bipolare Anordnung: Rückführung LN2 im Kryostaten oder außerhalb

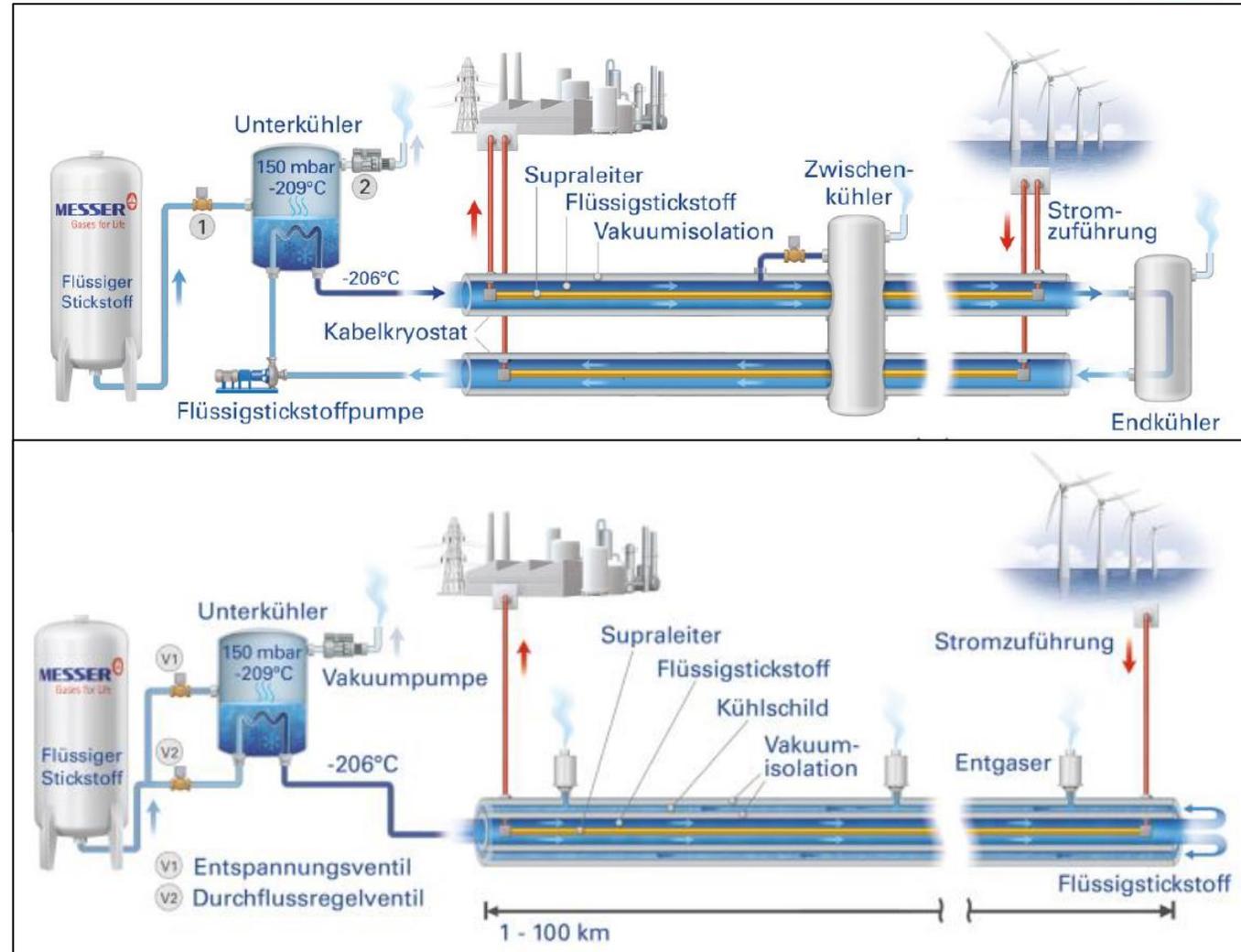


Untersuchte Eigenschaften des supraleitenden Kabels

- Leitereigenschaften HTS-Bänder
 - Kupferschicht
- CroCo-Eigenschaften (Strom)
 - Anteil Kupferbänder (5 Varianten)
 - Magnetfeldeinfluss im CroCo
- Phasenleiter
 - Kältekontraktion (integriert)
 - Anzahl & Abstände der CroCos
 - Elektr. Isolation (25, 50, 100 kV)
 - Fertigungslänge auf Haspel (> 1 km)
 - Durchmesser f(U): 58 – 84 mm
- Berechnung der Impedanzen
- Thermische Betrachtung
 - Temperaturprofil LN2
 - Radial und über die Länge
 - Stationär und im Störfall
 - Wechselstromverluste durch DC-Ripple
 - Magnetfeldbetrachtung
 - Ausfall der Kühlung (Kältekapazität)
- Konstruktive Eigenschaften
 - Übergang von ein- auf zweiphasig
 - Haspeltransport
 - Fertigungsmöglichkeiten

Kältekonzepte

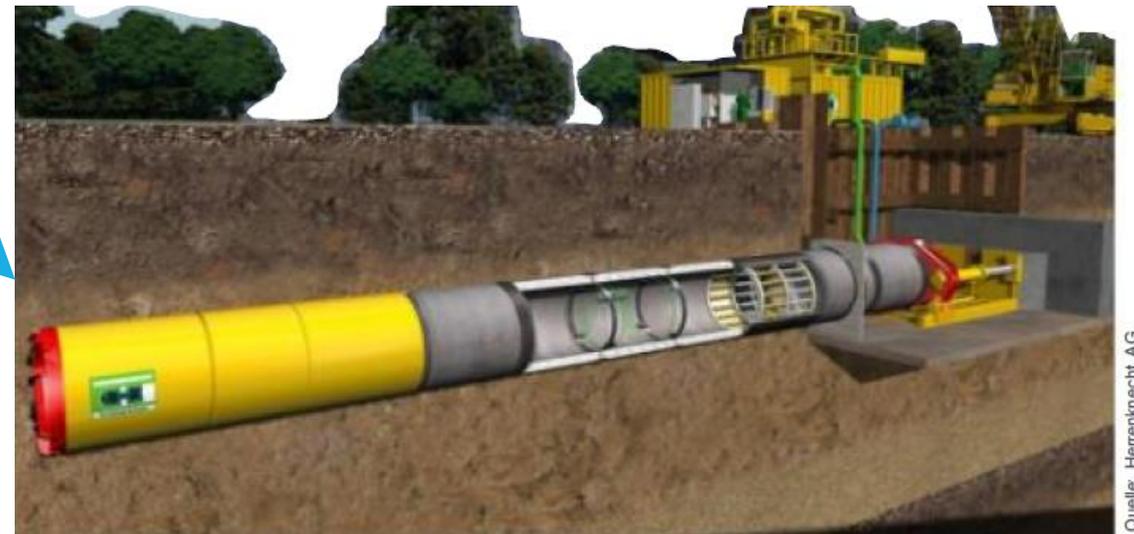
- Berechnung der Kälteleistung
 - Stromzuführung
 - Kryostatverluste
 - Kontaktübergänge
 - Hydraulische Verluste
- Ermittlung Abstand Kältestationen
 - Berechnung günstigster Massenfluss und Druckabfall
 - max. Entfernung von 10 bis 20 km
 - Mit offenem und geschlossenem Kältekreis
 - Entwicklung „Long-Range“- Lösung
 - Entfernungen > 100 km
 - Mit offenem Kältekreis
 - Gemeinsames Patent Messer & VESC



Bildquellen: Messer

Verlegung

- Offene Verlegung im Graben
 - Schmale Grabensohle
 - Geringer Bodenaushub
 - Ohne Flüssigboden – komplette Wiederverfüllung
 - Reduzierte Baubedarfsfläche
- Spülbohrverfahren und Mikrotunnel zur Kreuzung von Infrastrukturen
- Einpflügen (nur flexibler Kryostat)
- Untersuchung an Referenz-HGÜ mit ca.:
 - 150 Straßen und Wege
 - 10 Eisenbahnlinien
 - 400 Versorgungsleitungen (Gas, Fernwärme, Wasser, Abwasser, Stromleitungen, Telefon- und LWL-Kabel)



Quelle: Herrenknecht AG

Investitionskosten	S-MVDC	HVDC (HGÜ)
Übertragungslänge < 100 km Übertragungsleistung < 1GW	> 120%	100%
Übertragungslänge > 100 km Übertragungsleistung > 1GW	< 100%	100%
Übertragungslänge = 700 km Übertragungsleistung = 2 GW	< 90%	100%
Übertragungslänge = 700 km Übertragungsleistung = 4 GW	< 80%	100%

Voraussichtliche Investitionskostenabschätzung

- Kostenschnittpunkt zwischen S-MVDC und HVDC liegt zwischen 100 und 150 km
- Mit zunehmender Leistung wird die Differenz zwischen S-MVDC und HVDC größer
 - 2 GW und 4 GW S-MVDC werden im gleichen Kryostaten geführt → gleiche Grabenbreite, gleiche Tiefbaukosten
 - Die max. Kabelleistung einer HVDC beträgt 2 GW bei 525 kV. 4 GW HVDC benötigt 2 Kabel und damit die doppelte Grabenbreite

S-MVDC vs. HVDC(HGÜ)

Leitungsverluste über 500 km ohne Konverterstationen		
für 2 GW Nennleistung	S-MVDC	HVDC 500 kV
bei 50% der Nennleistung	< 0,1%	9,45 MW
bei 90% der Nennleistung	< 0,1%	33 MW
für 4 GW Nennleistung	S-MVDC	HVDC 500 kV
bei 50% der Nennleistung	< 0,1%	18,9 MW
bei 90% der Nennleistung	< 0,1%	65,4 MW

Betriebskosten über 500 km ohne Konverterstationen		
für 2 GW Nennleistung	S-MVDC	HVDC 500 kV
bei 50% der Nennleistung	126%	4,1 mio € / a
bei 90% der Nennleistung	36%	14,3 mio € / a
für 4 GW Nennleistung	S-MVDC	HVDC 500 kV
bei 50% der Nennleistung	63%	8,3 mio € / a
bei 90% der Nennleistung	18%	28,7 mio € / a

- Leitungsverluste = Spannungsabfall * Betriebsstrom
- S-MVDC: praktisch kein Widerstand, gleichbleibender Spannungsabfall unabhängig von der Streckenlänge
- HVDC: widerstandbehaftet, Spannungsabfall proportional zur Streckenlänge (bei 1000 km doppelter Leitungsverlust der o.g. Werte)

- Betriebskosten ohne Wartung & Nichtverfügbarkeit
- S-MVDC: Leitungsverluste + Kältearbeit
- HVDC: nur Leitungsverluste
- Break-even 2GW 4 GW
 - mit 50% nach 650 km nach 300 km
 - mit 90% nach 200 km nach 90 km

Vorteile von S-MVDC

- Reduktion des umbauten Volumens der Konverterstationen → **Mögliche höhere Akzeptanz**
- Komplette feldfreie Trasse durch supraleitende Schirmung → **Mögliche höhere Akzeptanz**
- Kein Wärmeeintrag (ins Erdreich) → **Mögliche höhere Akzeptanz**
- Niedrigere Spannungen denkbar → **Mögliche höhere Verfügbarkeit und kürzere Genehmigungsfristen**
- Zur Verfüllung ist kein Flüssigboden notwendig → **Beschleunigung der Erdarbeiten beim Trassenbau**
- Skalierbarkeit des Stroms und damit der Leistung bei gleicher Kabelgröße → **Gleiche Breite für 4 GW und 2 GW-Trasse möglich**
- Geringere Verluste → **Hohe Effizienz**
- Wirtschaftlichkeit bei hohen Leistungen / lange Strecken → **Kostenreduktion möglich**

Nachteile von S-MVDC

- Fehlende Prototypen und Betriebserfahrung (TRL 3 von 9) und fehlende Standardisierung → **Weitere Entwicklungsschritte und –kosten notwendig**
- Zwischenkühlstation mit Kühltanks (Höhe 6 bis 18m) → **eventuell zusätzliche Genehmigungen für Nebenanlagen**
- Vergleichsweise hohe Investitionskosten bei geringen Leistungen / kurzen Strecken
- Im offenen Kältekreis geringe Wartung, dafür hoher LN₂-Verbrauch
- Im geschlossenen Kältekreis wartungs- und erneuerungsintensive Kältemaschinen
- Lange Inbetriebnahmezeiten nach längerem Ausfall der Kühlung und Systemerwärmung

Ausblick

- Supraleitende Kabel zeigen verschiedene Vorteile gegenüber der konventionellen HVDC-Kabeltechnik
- Weitere technologische Entwicklung von Prototypen als auch Qualifizierungsprüfungen erforderlich
- Voraussichtlich erst in 5-10 Jahren Einsatz im Planungsprozess
- Konsolidierte Roadmap unter Beteiligung der Stakeholder erforderlich zur Beschleunigung der Entwicklung

Vielen Dank!

Dr. Wolfgang Reiser

Vision Electric Super Conductors GmbH

Morlauterer Str. 21
67657 Kaiserslautern



www.vesc-superbar.de

www.ivsupra.de

www.demo200.de



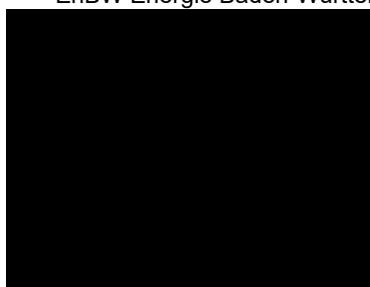
700078

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700078
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 6

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei erhalten Sie die Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023).

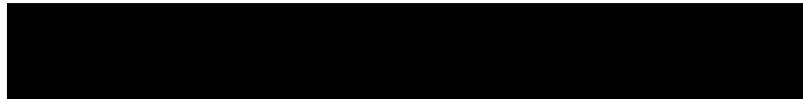
Für Rückfragen stehe ich gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



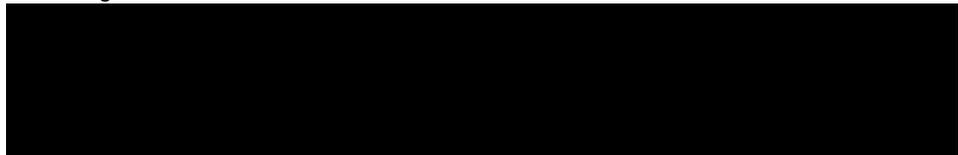
Manager Regulierungsmanagement
Compliance & Regulierung (H-LC)

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Durlacher Allee 93 · 76131 Karlsruhe



[cid:image001.png@01DA1BB5.856DD850]<<https://www.facebook.com/EnBW>>
[cid:image002.png@01DA1BB5.856DD850] <<https://x.com/enbw>>
[cid:image003.png@01DA1BB5.856DD850]
<<https://www.youtube.com/user/enbw>>
[cid:image004.png@01DA1BB5.856DD850]
<<https://www.linkedin.com/company/enbw>>
[cid:image005.png@01DA1BB5.856DD850]
<https://www.instagram.com/enbw_ag/>

EnBW Energie Baden-Württemberg AG · Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim · HRB Nr. 107956



Karlsruhe, 20 November 2023

EnBW-Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2023).

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben der Bundesnetzagentur (BNetzA) den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2023) am 12. Juni 2023 zur Prüfung übergeben. Die BNetzA hat diesen überarbeiteten Entwurf geprüft und die vorläufigen Prüfergebnisse vor der Bestätigung am 08. September 2023 der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Die BNetzA hat auf zwei Online-Informationstagen am 13. Oktober 2023 sowie 17. Oktober 2023 Prüfungsergebnisse hierzu vorgestellt. EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) bedankt sich für die Möglichkeit, Stellung zu nehmen. Einer Veröffentlichung unserer Stellungnahme stimmen wir hiermit ausdrücklich zu.

1 Allgemeine Rahmenbedingungen

EnBW begrüßt, dass zum ersten Mal im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) ein Klimaneutralitätsnetz mit dem Zieljahr 2045 in allen Szenarien betrachtet wird. Dabei ist das resultierende Klimaneutralitätsnetz in allen Szenarien im Jahr 2045 identisch. Dieser NEP und die resultierenden Maßnahmen basieren also auf der ersten Modellierung eines Stromübertragungsnetzes, welches die politischen Ziele des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Klimaneutralität beinhaltet. Der weite Betrachtungshorizont bis 2045 ist vor diesem Hintergrund herausfordernd und wichtig für die Akteure, die die Energiewende zur Klimaneutralität umsetzen werden. Aus den mündlichen Ausführungen der BNetzA auf einem der NEP-Infotage 2023 sowie den Ergänzungen der ÜNB aus dem Konsultationsverfahren des ersten Entwurfs des NEP wird zusätzlicher Netzausbau in den Raum gestellt, der über die zu prüfenden Maßnahmen in diesem zur Konsultation gestellten NEP hinausgeht. Um die zur Konsultation gestellten Maßnahmen im Stromübertragungsnetz umzusetzen, sind bereits enorme Investitionen erforderlich. Für die Finanzierung dieser Investitionen ist insbesondere die frühzeitige Investitions- und Planungssicherheit von großer Bedeutung. Zudem ist ein Regulierungsrahmen, der die notwendigen Anreize für Investitionstätigkeit in Zukunft setzt, sowie die vollständige Refinanzierung von Kapital- und Betriebskosten ermöglicht, die Grundvoraussetzung zur Umsetzung der im NEP hinterlegten Maßnahmen. Im aktuellen Regulierungsrahmen reichen die Rückflüsse aus dem Betrieb der Übertragungsnetze nicht aus, um die Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes zu finanzieren.

2 Korridore

Die BNetzA kommt in ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen zu dem Ergebnis, dass fünf weitere DC-Projekte neu in den NEP aufgenommen werden müssen, damit die Integration von erneuerbaren Energien ermöglicht wird. Gemäß EnWG schlagen die ÜNB in diesem Zusammenhang erstmalig Bündelungsoptionen für die neuen identifizierten DC-Netzausbaumaßnahmen vor. EnBW begrüßt, dass hierbei Energiekorridore benannt werden, um den Netzausbau optimiert, beschleunigt, effektiv und auch möglichst kosteneffizient auszuführen. Die drei Korridore „Offshore“, „Rhein-Main-Link“ und die „Stammstrecke Nord“ werden die Gesamtinvestitionen voraussichtlich beträchtlich reduzieren im Vergleich zur jeweils alleinigen Trassenführung. Hier wäre eine Quan-

tifizierung des Potentials zur Senkung des Investitionsbedarfs und der Beschleunigung des Netzausbaus wünschenswert. Im Übrigen sollten die südlichen Ausspeisepunkte den Bedarfen entsprechend (insb. Bayern) ausgestellt werden.

3 DC-Freileitung und DC-Erdkabelsysteme

Die Bedeutung der geplanten zusätzlichen HGÜ-Verbindungen zur großflächigen Übertragung elektrischer Energie zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsstandorten in Deutschland und damit für das gesamtdeutsche Übertragungsnetz ist auf Basis des NEP und den Modellierungen der ÜNB aus ökologischer wie auch aus ökonomischer Sicht gegeben.

Grundsätzlich besteht aus technischer Sicht die Möglichkeit, die HGÜ-Verbindungen als DC-Freileitung oder DC-Kabelsystem auszuführen. EnBW spricht sich klar für die Ausführung der neu geplanten DC-Projekte als DC-Freileitung aus. Die längere Lebensdauer in Verbindung mit den geringeren Kosten für Investition und Betrieb sowie deutlich höherer Verfügbarkeit macht die Freileitung wirtschaftlich eindeutig vorteilhafter. Zudem bietet die Freileitung Vorteile in Bezug auf Wiederverwertbarkeit und man kann von deutlich kürzeren Bauzeiten ausgehen. Ist das Landschaftsbild doch etwas mehr durch eine Freileitung beeinträchtigt, so hat sie bezogen auf Flora und Fauna wesentlich geringeren negativen Einfluss sowohl im Bau, Betrieb als auch Rückbau. In kritischen Netzsituationen kann die Freileitung witterungsabhängig überlastet werden, ein Erdkabel hingegen – wenn überhaupt – nur zu Lasten eines signifikanten Lebensdauerverzehr. Weitere Details sind in untenstehender Tabelle 1 zusammengefasst.

Der generelle Vorrang der Erdkabelvariante gegenüber einer Freileitung sollte daher aufgehoben und für neue Projekte zugunsten der Freileitung verankert werden, wenn man den Kapitalbedarf und die Gesamtinvestitionssummen von Start- und Zielnetz im NEP betrachtet.

Tabelle 1: Gegenüberstellung Freileitung - Erdkabel

	Erdkabel	Freileitung
Lebensdauer	Keine empirische Erfahrung unter Höchstspannung; erwartet ca. 40 Jahre	80-100 Jahre
Kosten (Investition, Betrieb)	Gesamtkosten der Erdkabel um ein Vielfaches höher	
Elektrische Leitungsverluste	Freileitung bei Vollast ca. 2x höher als Kabel	
Verfügbarkeit	erwartet > 93 %	Aus langjähriger Betriebserfahrung > 99,8 %
Beeinträchtigung Landschaftsbild	Niedrig bis nicht vorhanden	Hoch, vergleichbar mit Onshore-Windparks
Beeinträchtigung Flora & Fauna	Hoch bei Bau und Rückbau	In Bau und Rückbau vergleichsweise niedrig
Überlastungsfähigkeit	Überlastbarkeit nur in engen Grenzen gegeben, bei Überschreitung Lebensdauerverzehr	Witterungsabhängige Überlastbarkeit bspw. Winter in Deutschland +30% möglich
Rückbau & Wiederverwertbarkeit	Aufwendiger Rückbau Verwertung nur in Teilen möglich	Relativ einfacher Rückbau & größtenteils Wiederverwertung möglich

4 Systemische Netzentwicklungsplanung

EnBW unterstützt ausdrücklich die integrierte und systemische Betrachtung von Strom, Gas und Wasserstoff. Nur so lassen sich optimale Lösungen für die Ausgestaltung des zukünftig klimaneutralen Energiesystems finden. Ein gemeinsam abgestimmter Szenariorahmen aller Sektoren als Vorstufe für die jeweiligen Netzentwicklungspläne Strom, Gas und Wasserstoff würde zur Kohärenz beitragen. Die derzeit vom BMWK gesteuerte Systementwicklungsstrategie (SES) scheint hier ein Ansatzpunkt zu sein. Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass immer auch die Verteilnetzebene sowohl bei Strom als auch Gas/Wasserstoff mitgedacht wird.



500033

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500033
Eingangsdatum: 18.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Piratenpartei Deutschland
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Die Piratenpartei Deutschland nimmt hiermit Stellung zum zweiten Entwurf des NEP Strom 2037 mit Ausblick 2045.

Bereits im Februar 2022 hatten wir den Szenariorahmen kritisiert, der dem vorliegenden Entwurf zugrunde liegt. Diese Kritik wurde in keiner Weise berücksichtigt. [1]

Das Zahlenwerk, das die Basis für den Netzentwicklungsplan darstellt, ist nicht stimmig. Es wird realistischerweise von einem zukünftigen Leistungsbedarf von 120-150 GW ausgegangen. Dem stehen aber nur abrufbare Kapazitäten von ca. 60 GW gegenüber. Zusätzlich sind zwar noch Speicher vorgesehen, allerdings in so geringem Umfang, dass sie bei einer Strommangellage nach wenigen Stunden erschöpft wären.

Als abrufbare Kapazitäten sind hauptsächlich 34,6 GW an Gaskraftwerken vorgesehen, die als sogenannte 'Wasserstoff-Ready'-Kraftwerke gebaut werden sollen. Tatsächlich müssten aber etwa drei mal so viel Kapazität an Gaskraftwerken gebaut werden, wobei sich nicht nur die Frage stellt, wer diese errichten sollte, sondern auch, wie man mit einem Kraftwerkstyp planen kann, der so nicht existiert. Es ist bisher nur eine Versuchsanlage zum Betrieb mit Wasserstoff im Bau. Anlagen, die wahlweise Methan oder Wasserstoff nutzen können, gibt es noch nicht.

Dazu kommt, dass die Stromerzeugung aus Gas die hohen Schwankungen beim Strompreis verursacht hat und Abhängigkeiten von ausländischen Lieferanten verschärft.

Nicht nachvollziehbar ist, warum die Planung davon ausgeht, den Strom über möglichst große Strecken zu transportieren. Dies ist unwirtschaftlich und technisch auch nicht sinnvoll. Erneuerbare Energien (EE) können praktisch überall lokal gewonnen werden. Die Unterschiede bei den Gestehungskosten in verschiedenen Regionen sind dabei absehbar kleiner als die Kosten für den geplanten Zubau an Stromtrassen.

Der erste Entwurf der NEP2023 sah noch einen Investitionsbedarf von 250 Mrd € vor, im zweiten Entwurf sind bereits 12,5 Mrd € dazu gekommen. Es ist also von einer weiteren rasanten Kostensteigerung auszugehen. Aber bereits mit den 262,5 Mrd € ergeben sich, basierend auf den aktuell garantierten 6,91 % Rendite, jährliche Mehrkosten bei den Netzentgelten von 18,14 Mrd € und das nur für die Finanzierung der Rendite der Netzbetreiber - der eigentliche Netzbetrieb kommt noch hinzu. Basierend auf der aktuellen Strommenge wären das 3,6 ct/kWh, was z.B. den Kosten für die wesentlich sinnvollere Speicherung in Großbatterien entspräche, allerdings wären dies bei den Speichern die kompletten Kosten und nicht nur die Rendite.

Mit einer zeitnahen Fertigstellung der geplanten Trassen ist nicht zu rechnen, so dass eine positive Wirkung auf das Stromnetz ohnehin nicht in absehbarer Zeit zu erwarten wäre. Auch bei einer schnellen Fertigstellung würde sich keine Entlastung im Bereich der tatsächlichen Probleme ergeben. Hauptsächlich Engpässe bestehen nicht darin, Strom von Norwegen nach Italien zu transportieren, sondern EE-Anlagen lokal anzuschließen und zu ermöglichen, dass der Strom lokal verteilt werden kann.

Ebenfalls nicht verständlich ist, warum an keiner Stelle des NEP die Rolle der Verordnung EU2019/943 angesprochen wird. Durch diese Verordnung ist vorgeschrieben, dass völlig unakzeptable 70% der Übertragungsnetzkapazität für den Stromhandel zur Verfügung stehen müssen. Diese ist scheinbar auf merkwürdigen Wegen in den NEP mit eingeflossen, ohne dass sie explizit benannt wird.

Zusammenfassend können wir den vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans nur komplett ablehnen. Er basiert auf Zahlen, die nicht schlüssig sind, verursacht völlig unverhältnismäßige Kosten, reduziert die Versorgungssicherheit und löst keines der tatsächlichen Probleme.

Die grundlegende Herangehensweise ist nicht mehr zeitgemäß. Wir haben kein Netz mehr, in dem wenige zentrale Erzeuger Strom liefern, der an viele Verbraucher verteilt wird. Eine Planung von der Übertragungsebene ausgehend ist grundlegend falsch für das Problem, vor dem wir stehen. Es muss von der unteren Netzebene nach oben geplant werden und nicht umgekehrt.

[1]

<https://energiepolitik.piratenpartei.de/2022/02/14/stellungnahme-zum-szenariomen-zum-netzentwicklungsplan/>



PIRATENPARTEI

Deutschland

STELLUNGNAHME DER PIRATENPARTEI DEUTSCHLAND ZUM NETZENTWICKLUNGSPLAN - NEP STROM 2023-2037/2045

Die Piratenpartei Deutschland nimmt hiermit Stellung zum zweiten Entwurf des NEP Strom 2037 mit Ausblick 2045.

Bereits im Februar 2022 hatten wir den Szenariorahmen kritisiert, der dem vorliegenden Entwurf zugrunde liegt. Diese Kritik wurde in keiner Weise berücksichtigt. [1]

Das Zahlenwerk, das die Basis für den Netzentwicklungsplan darstellt, ist nicht stimmig. Es wird realistischweise von einem zukünftigen Leistungsbedarf von 120-150 GW ausgegangen. Dem stehen aber nur abrufbare Kapazitäten von ca. 60 GW gegenüber. Zusätzlich sind zwar noch Speicher vorgesehen, allerdings in so geringem Umfang, dass sie bei einer Strommangellage nach wenigen Stunden erschöpft wären.

Als abrufbare Kapazitäten sind hauptsächlich 34,6 GW an Gaskraftwerken vorgesehen, die als sogenannte "Wasserstoff-Ready"-Kraftwerke gebaut werden sollen. Tatsächlich müssten aber etwa drei mal so viel Kapazität an Gaskraftwerken gebaut werden, wobei sich nicht nur die Frage stellt, wer diese errichten sollte, sondern auch, wie man mit einem Kraftwerkstyp planen kann, der so nicht existiert. Es ist bisher nur eine Versuchsanlage zum Betrieb mit Wasserstoff im Bau. Anlagen, die wahlweise Methan oder Wasserstoff nutzen können, gibt es noch nicht.

Dazu kommt, dass die Stromerzeugung aus Gas die hohen Schwankungen beim Strompreis verursacht hat und Abhängigkeiten von ausländischen Lieferanten verschärft.

Nicht nachvollziehbar ist, warum die Planung davon ausgeht, den Strom über möglichst große Strecken zu transportieren. Dies ist unwirtschaftlich und technisch auch nicht sinnvoll. Erneuerbare Energien (EE) können praktisch überall lokal gewonnen werden. Die Unterschiede bei den Gestehungskosten in verschiedenen Regionen sind dabei absehbar kleiner als die Kosten für den geplanten Zubau an Stromtrassen.

Der erste Entwurf der NEP2023 sah noch einen Investitionsbedarf von 250 Mrd € vor, im zweiten Entwurf sind bereits 12,5 Mrd € dazu gekommen. Es ist also von einer weiteren rasanten Kostensteigerung auszugehen. Aber bereits mit den 262,5 Mrd € ergeben sich, basierend auf den aktuell garantierten 6,91 % Rendite, jährliche Mehrkosten bei den Netzentgelten von 18,14 Mrd € und das nur für die Finanzierung der Rendite der Netzbetreiber - der eigentliche Netzbetrieb kommt noch hinzu. Basierend auf der aktuellen Strommenge wären das 3,6 ct/kWh, was z.B. den Kosten für die wesentlich sinnvollere Speicherung in Großbatterien entspräche, allerdings wären dies bei den Speichern die kompletten Kosten und nicht nur die Rendite.

Mit einer zeitnahen Fertigstellung der geplanten Trassen ist nicht zu rechnen, so dass eine positive Wirkung auf das Stromnetz ohnehin nicht in absehbarer Zeit zu erwarten wäre. Auch bei einer schnellen Fertigstellung würde sich keine Entlastung im Bereich der tatsächlichen Probleme ergeben. Hauptsächliche Engpässe bestehen nicht darin, Strom von Norwegen nach Italien zu transportieren, sondern EE-Anlagen lokal anzuschließen und zu ermöglichen, dass der Strom lokal verteilt werden kann.

Ebenfalls nicht verständlich ist, warum an keiner Stelle des NEP die Rolle der Verordnung EU2019/943 angesprochen wird. Durch diese Verordnung ist vorgeschrieben, dass völlig unakzeptable 70% der Übertragungsnetzkapazität für den Stromhandel zur Verfügung stehen müssen. Diese ist scheinbar auf merkwürdigen Wegen in den NEP mit eingeflossen, ohne dass sie explizit benannt wird.

Zusammenfassend können wir den vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans nur komplett ablehnen. Er basiert auf Zahlen, die nicht schlüssig sind, verursacht völlig unverhältnismäßige Kosten,

reduziert die Versorgungssicherheit und löst keines der tatsächlichen Probleme.

Die grundlegende Herangehensweise ist nicht mehr zeitgemäß. Wir haben kein Netz mehr, in dem wenige zentrale Erzeuger Strom liefern, der an viele Verbraucher verteilt wird. Eine Planung von der Übertragungsebene ausgehend ist grundlegend falsch für das Problem, vor dem wir stehen. Es muss von der unteren Netzebene nach oben geplant werden und nicht umgekehrt.

[1] <https://energiepolitik.piratenpartei.de/2022/02/14/stellungnahme-zum-szenariorahmen-zum-netzentwicklungsplan/>



Themenbeauftragter Energiepolitik, im Namen der
Piratenpartei Deutschland
Pflugstraße 9a
10115 Berlin



700116

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700116
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Fraktion die LINKE
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Ralph
Nachname: Lenkert
Straße, Hausnummer / Postfach: Platz der Republik 1
PLZ, Ort: 11011, Berlin
E-Mail: ralph.lenkert@bundestag.de
Telefon: 030 227 72636

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,
anbei sende ich Ihnen meine Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zum
2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037 mit der Bitte um
Kenntnisnahme und Einarbeitung in den Prozess.
Mit der Veröffentlichung der Stellungnahme bin ich einverstanden .

Mit freundlichen Grüßen
Ralph Lenkert

Ralph Lenkert
Mitglied des Deutschen Bundestages | DIE LINKE
Mitglied im Beirat der Bundesnetzagentur

Platz der Republik 1 - 11011 Berlin
Tel: +49(0)30 227 72636
Email: ralph.lenkert@bundestag.de
Web: www.ralph-lenkert.de



Ralph Lenkert
Mitglied des Deutschen Bundestages

Ralph Lenkert, MdB, Platz der Republik 1, 11011 Berlin

Berlin, 20.11.2023

Ralph Lenkert, MdB
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Büro: Jakob-Kaiser-Haus
Raum: E.805
Telefon: +49 30 227-72636
Fax: +49 30 227-76638
ralph.lenkert@bundestag.de

Mitglied im Beirat der
Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2023 - 2037/2045 Version 2

Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Konsultation

Vorbemerkung:

Der BNetzA als Regulierungsbehörde muss sich eröffnen, dass dieser Netzentwicklungsplan ein eklatantes Problem für die Stromversorgung in der Zukunft aufzeigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber stehen auf dem Standpunkt, dass es nicht ihre gesetzliche Aufgabe ist, die Konsistenz des Szenariorahmens auf Versorgungssicherheit zu prüfen, insbesondere, dass es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans sei, die Versorgungssicherheit für die Zukunft nachzuweisen.

Dann stellt sich allerdings die Frage, wieviel zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten bei der Nachrüstung des Stromsystems über die jetzt angenommenen Investitionsvolumina des Netzausbaus hinaus noch anfallen werden. Mithin stellt sich die Frage, ob das gegenwärtige Marktregime und das Prinzip des Marktanreizes für Erzeugungs- und Flexibilitätselemente geeignet sind, die technologische Problemstellung „Energiewende“ und deren Netzinfrastruktur hinreichend zu lösen oder ob sich die Gesellschaft im Sinne der Daseinsvorsorge mit konkreteren Vorgaben nicht selbst mehr beteiligen sollte.

Die gesamte Systematik des Netzentwicklungsplans erscheint unplausibel, wenn ein wetterabhängiges komplexes Gesamtsystem nicht auf die gesamte Bandbreite der mit hoher Wahrscheinlichkeit



eintreffenden Witterungsbedingungen ausgelegt wird. Dieser Makel des Szenariorahmens erzeugt Ergebnisse der Netzplanung, die am „Auslegungsfall“ scheitern müssen.

Ich fordere die Bundesnetzagentur daher dringend auf, endlich eine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung der Transformationskosten der Energieinfrastruktur hin zur Versorgungssicherheit und Emissionsfreiheit durchzuführen und alternative Szenarien zu entwickeln, die insbesondere eine Preiszonentrennung prüfen und darüber hinaus die Beteiligung der Stromhändler an den Netzkosten.

Mir ist bewusst, dass die Konsultation des Netzentwicklungsplans hier nicht vorsieht, Kritik am Szenariorahmen aufzugreifen. Da aber meiner Überzeugung nach die Grundannahmen falsch sind, ist die Methode falsch und sind die hier veröffentlichten Ergebnisse unplausibel. Ich hoffe, dass diese Erörterung zumindest für den nächsten Szenariorahmen hilfreich ist.

Im Einzelnen:

Szenariorahmen nicht versorgungssicher, immense Mehrkosten erwartbar, die im NEP nicht abgebildet werden

Die saisonale Speicherung von Strom bzw. die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zusätzlich zum europäischen Stromhandel sind für lange windschwache Phasen in den Wintermonaten nicht dargestellt. Die vorgesehenen Flexibilitäten und insbesondere die geplanten Speicherkapazitäten reichen ganz offensichtlich bei weitem nicht aus, diese Lücke zu füllen. Die fehlende Last liegt nach aktuellen Kennzahlen erwartbar sogar jenseits der Handelskapazitäten (vergl. hierzu Stellungnahmen zum Szenariorahmen 2023-2037¹ und zum 1. Entwurf des NEP Strom 2023-2037²) und das im Fall einer Dunkelflaute für mehrere Wochen.

Die Darstellung der Extremstunden im Netzentwicklungsplan (Kapitel 3.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland, Tabelle 12 auf Seite 82) sind lediglich Momentaufnahmen, die bei maximaler Residuallast von einer Speicherverfügbarkeit ausgehen, die gemäß den Annahmen des Szenariorahmens nach wenigen Stunden komplett erschöpft ist und danach bis zum Ende der ungünstigen Witterung nicht mehr zur Verfügung stehen. Es ist dringend geboten, die Darstellung der ausgewählten

¹ <https://www.ralph-lenkert.de/themen/netzausbau/szenariorahmen-nep-2023-2037>

² <https://www.ralph-lenkert.de/themen/netzausbau/nep-2023-2037-2045-erster-entwurf-stellungnahme/>



Intensivsituationen nicht auf einzelne Situationen zu beschränken, sondern als zeitlich kumulativen Prozess darzustellen und auf mehrere Tage oder sogar Wochen auszuweiten. Dieser Prozess muss auch die Verfügbarkeit von ausländischer Stromerzeugung mit abbilden. Nur so ist es möglich, eine Gesamtvorstellung über die nötigen Kapazitäten von Reservekraftwerken, Handelskapazitäten oder Speicheroptionen zu erhalten.

Derzeit besteht der Verdacht, dass enorme zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur zu erwarten sind, über die sich der NEP bislang ausschweigt. Bei einer mittleren Last des Stromverbrauchs von permanent mehr als 100 GW muss überzeugend dargestellt werden, wie nach Abzug von gesicherter Leistung und geeigneter Flexibilität eine langanhaltende Residuallast im Größenbereich der heutigen Spitzenlast über Tage bzw. sogar Wochen gedeckt werden kann.

Szenariorahmen nicht versorgungssicher, Systematik und Ergebnis des NEP unplausibel

Die ÜNB weisen darauf hin, dass es nicht Aufgabe des NEP sei, die Versorgungssicherheit nachzuweisen und dass Annahmen zu lastnahen Reserven nicht ausschlaggebend für die weitere Netzentwicklungsplanung sei. Dieses Argument erschließt sich nicht, wenn davon ausgegangen werden muss, dass eine immense Abhängigkeit von Stromimporten gerade dann besteht, wenn die Erzeugung von Erneuerbaren Energien über Tage oder Wochen sehr gering ist, was im benachbarten Ausland mit Wahrscheinlichkeit genau dann ebenfalls der Falls ist, und gleichzeitig aufgrund einer Kälteperiode in Wintermonaten der Energiebedarf sehr hoch ist. Das Stromsystem wird genau in diesen Zeiten mit Ausschöpfung von Flexibilitäten, Einspeisemanagement, maximaler Auslastung von Interkonnektoren und einer relativ schwachen Eigenerzeugung an die Auslegungsgrenzen gebracht werden.

Dass genau dieser Fall für die Netzentwicklungsplanung und alle damit verbundenen nötigen zusätzlichen Netzelemente nicht relevant sein soll, ist stichhaltig zu begründen.

Volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung nicht nur auf das Netzsystem oder einzelne Projekte, sondern an den Marktrahmen richten

Die fehlende volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung des Netzausbaus lässt sich durch die CBA des TYNDP bei Interkonnektoren und die Abstimmung auf allgemeine marktliberale Argumente nicht heilen.



Der Netzentwicklungsplan gibt uns eine Vorstellung über den Infrastrukturbedarf und die nötigen Investitionen, denen die Annahmen eines unvollständigen Szenariorahmens zugrunde liegen.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihren Erläuterungen zu den Konsultationen auf die volkswirtschaftliche Effizienz des Netzausbaus zwar ein. Dabei argumentieren sie eng an dem vorgegebenen Rahmen und dem Credo der Wichtigkeit des Wachstums des europäischen Binnenmarktes. Meine Frage nach der volkswirtschaftlichen Effizienz richtet sich aber nicht nach einzelnen Leitungsprojekten, die als Resultat einer Simulation des gegenwärtigen Marktregimes als erforderlich erscheinen. Die Frage der volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung richtet sich nach dem Marktrahmen selbst. Seit Jahren fordere ich in Stellungnahmen, dass alternative Marktszenarien entwickelt und geprüft werden sollen. Dazu gehört als simpelstes Beispiel die Umsetzung einer Preiszonentrennung in Deutschland. Weitere Möglichkeiten wäre die Betrachtung von Nodal-Prizing-Modellen, zumindest aber ein simpleres Modell der Einbeziehung der Stromhändler an den Netzkosten. Darüber hinaus muss geprüft werden, inwieweit eine Beschränkung des europäischen Stromhandels konkret Auswirkungen auf das Preisniveau hat und ob sich damit vermiedener Netzausbau bilanziell wirklich negativ oder vielleicht doch positiv auf die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung auswirkt.

Angesichts der immensen Stromlücke, die sich auf Grundlage der Annahmen des Szenariorahmens in Mitteleuropa in den kommenden Jahrzehnten in den Wintermonaten entwickeln könnte, muss die Systematik des Netzentwicklungsplans endlich das versorgungssichere Gesamtsystem mit den entsprechenden Kosten darstellen. Das bedeutet insbesondere, dass Annahmen zu saisonalen Speichern oder Ersatzkapazitäten gemacht werden müssen, die in die Lastberechnungen des NEP einfließen und dort bislang fehlen.

Diese Gesamtkosten, inklusive aller Netzelemente, die durch die Ertüchtigung des Szenariorahmens hin zur Versorgungssicherheit erwartbar werden, müssen in verschiedenen Szenarien dann gegenübergestellt werden, um zu ermitteln, ob es sinnvoll ist, den gesetzlichen Rahmen hin zu mehr Dezentralität, Zentralität, regulatorischen Vorgaben zur Verortung von Elektrolyseuren, Trennung von Preiszonen, staatlicher Vorhaltung von Ersatzkapazitäten, Verfügbarmachung von Ersatzbrennstoffen usw. zu verändern.

Die Planungs- und Genehmigungszeiten für Infrastruktur sind bekanntermaßen lang. Wenn in den kommenden 10 bis 15 Jahren der Kohleausstieg vollzogen werden soll und sich dann herausstellt, dass das übrig gebliebene System aufgrund mangelnder Planung in



der Vergangenheit (heute) die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet, ist die Energiewende gescheitert. Dann explodieren die Kosten, ist jegliche Akzeptanz verloren, sozialer Unfrieden wahrscheinlicher und der Wirtschaftsstandort Deutschland in erhebliche Mitleidenschaft gezogen.

Die Bundesnetzagentur kann diese Bedenken nicht einfach übergehen. Sie muss sich endlich qualifiziert mit den offenen Fragen der Versorgungssicherheit beschäftigen und diese Fragen entweder ausräumen oder sie an den Gesetzgeber adressieren und Szenarien zu deren Lösung vorschlagen.

Witterungs-Stresstest für Szenarien einführen

Die Frage der Versorgungssicherheit muss Teil des Netzentwicklungsplanes werden. Das Stromnetz muss so geplant werden, dass es in den Extrempereoden die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dafür sind umfangreiche Annahmen zu Reserveleistungen, Speichern und Handelskapazitäten zu machen. Der Auslegungsfall ist hierbei eine über Wochen anhaltende Dunkelflaute über Zentraleuropa mit massivem Kaltlufteinbruch einerseits, und eine über mehrere Wochen andauernde windschwache Hitzeperiode im Sommer andererseits. Es handelt sich bei den beschriebenen Ereignissen ausdrücklich nicht um Sonderfälle wie ein Jahrhundertereignis, für das man aus volkswirtschaftlicher Erwägung keiner Komplettauslegung bedarf. Aber langanhaltende kaum veränderliche Wetterlagen sind nach aktuellem Forschungsstand zukünftig als immer wahrscheinlicher werdend anzunehmen, und die Anzahl der „Jahrhundertereignisse“ hat in den ersten zwei Jahrzehnten dieses Jahrhunderts bereits alle Erwartungen übertroffen.

Mit der Veröffentlichung der Stellungnahme bin ich einverstanden.

Ralph Lenkert
Mitglied des Deutschen Bundestags
Mitglied im Beirat der Bundesnetzagentur

Berlin, November 2023