

1 **Stellungnahme zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 –**
2 **Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom Januar 2022**

3 Dieses Dokument weist auf wesentliche Schwachstellen des bestehenden Verfahrens der ÜNB und
4 der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Szenariorahmens als Grundlage für den
5 Netzentwicklungsplan 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 hin.

6 Die ÜNB üben darin eine weitgehende Transparenz der Darstellung von Daten und Verfahren, die zur
7 Ermittlung des nächsten Netzentwicklungsplans eingesetzt werden sollen. Insbesondere werden
8 neben installierten Leistungen auch Benutzungsdauern und teilweise Energiemengen angegeben.
9 Weiter wird die vorgesehene regionale Aufteilung von Erzeugern und Verbrauchern ausgewiesen.

10 Die vorgesehenen Verfahren zur Modellierung und Analyse der Übertragungsaufgaben, die durch
11 Wind und Sonne zunehmend zufällig werden, haben deutliches Verbesserungspotential. Es bedarf
12 angepasster Analyseverfahren und zeitlich und regional variierender Anreize zur Erzeugung,
13 Speicherung und Nutzung elektrischer Energie. Die Modellierung von Flexibilitäten der Erzeugung
14 und des Verbrauchs darf nicht „irgendwie“ erfolgen, sondern muss eine Entlastung von Verteilungs-
15 und Übertragungsnetzen sowie die sichere Stromversorgung zum Ziel haben. Insbesondere ist bei der
16 Modellierung der Flexibilitäten darauf zu achten, dass zusätzliche Anwendungen wie die Herstellung
17 von Wasserstoff mittels Elektrolyse und die direkte Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (DAC)
18 nur in Zeiten ausreichender Strombereitstellung aus regenerativen Quellen sinnvoll ist.

19 Auch muss der räumliche Aspekt der Bereitstellung und Nutzung von elektrischer Energie stärker als
20 bisher miteinbezogen werden. Es werden zwar Verfahren zur Nutzung von Flexibilitäten in
21 Verteilungsnetzen betrachtet, aber die sehr effektive Möglichkeit der Gebotszonenaufteilung
22 innerhalb Deutschlands wird ignoriert. Dabei bestehen heute noch keine Regelwerke zur Nutzung
23 von Flexibilitäten. Aufgabe des Netzentwicklungsplans sollte daher sein, die Auswirkungen von freier
24 Allokation und beliebigem Einsatz zusätzlicher Erzeuger, Verbraucher und Speicher auf das
25 Stromnetz darzulegen. Dem wäre der Ausbaubedarf bei Anwendung zweckgebundener Regularien
26 zur Allokation und zum Einsatz von Flexibilitäten gegenüberzustellen. Damit wäre eine Chance zur
27 Abwägung der Vor- und Nachteile von Netzausbau und Regulierung des Strommarkts gegeben.

28 **Wesentliche Kritikpunkte**

29 **1 Erstellung der Netznutzungsfälle** 2
30 **1.1 Abbildung der meteorologischen Randbedingungen** 2
31 **1.2 Modellierung der Spitzenkappung Erneuerbarer Energien**..... 3
32 **1.3 Haushaltsnahe Flexibilitäten** 3
33 **1.4 Kürzung von EE-Erzeugung wird nicht regional betrachtet** 4
34 **1.5 Zusatzverbrauch kann nicht vollständig aus EE gedeckt werden** 4
35 **1.6 KWK-Anlagen** 5
36 **1.7 Onsite-Elektrolyse** 5
37 **2 Europäischer Rahmen**..... 6

38
39

1

2 **1 Erstellung der Netznutzungsfälle**

3 Die Wahl der installierten Leistungen von zukünftigen Stromerzeugern auf Basis regenerativer
4 Energien sollte nach den räumlichen und meteorologischen Bedingungen erfolgen. Damit können die
5 Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen optimiert werden.

6 Die Allokation von neuen Stromverbrauchern ist zum Teil durch die räumliche Verteilung der
7 Bevölkerung und der Industrie gegeben. Anwendungen wie Wasserelektrolyse und Direct-Air-
8 Capture sind grundsätzlich nicht an bestimmte Räume gebunden. Für diese kommt es darauf an, wie
9 die dadurch hergestellten Gasen an die Orte der Endanwendung gelangen. Der Stromtransport steht
10 in Konkurrenz zum Wasserstoff- und Kohlendioxid-Transport, welche beide durch Pipelines oder in
11 komprimierter Form erfolgen können.

12 Im Szenariorahmen werden Maßnahmen, die garantiert den Netzausbaubedarf senken würden,
13 wegen der heute nicht vorhandenen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht modelliert.
14 Andererseits werden einige Maßnahmen, die im Verdacht stehen, den Netzausbaubedarf im
15 Verteilungsnetz senken zu können, auch ohne heute bestehende gesetzliche Rahmenbedingungen
16 von den ÜNB modelliert.

17 **1.1 Abbildung der meteorologischen Randbedingungen**

18 Wie in den letzten Netzentwicklungsplänen soll wieder das meteorologische Jahr 2012 mit dem
19 zugehörigen Verlauf der Nachfrage zur Grundlage genommen werden.

20 Dabei wird verkannt, dass damit die Relation von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zum
21 Strombedarf determiniert ist. Eine zeitliche Verschiebung z. B. der Windenergieeinspeisung um 1 bis
22 3 Tage kann Phasen von Starkwind bzw. Flaute vom Wochenende auf die Arbeitswoche verschieben
23 und damit völlig andere Leistungsflüsse zur Folge haben.

24 Nachhaltiger für die Netzanalyse wäre es, mit statistischen Verfahren zu arbeiten:

- 25 - Analyse regionaler Verläufe von EE-Stromerzeugung und Strombedarf mehrerer Jahre
- 26 - Ermittlung der Korrelationsfaktoren dieser Einflussgrößen
- 27 - Kombination der Einflussgrößen mit z. B. der Monte-Carlo-Simulation

28 Das Ergebnis wären einige tausend regional differenzierte statistisch relevante Kombinationen von
29 EE-Stromerzeugung und ungesteuerter Nachfrage. Auf diese Grundlage können dann die steuerbaren
30 Einflussfaktoren aufgesetzt werden. Damit entfällt zwar die Möglichkeit zur detailverliebten
31 Modellierung thermischer Kraftwerke mit An- und Abfahrtszeiten sowie Mindestbetriebszeiten und
32 Mindeststillstandszeiten. Diese sind aber bei einem zunehmend von Erneuerbaren Energien
33 geprägten Strommarkt ohne Kernenergie- und Kohlekraftwerke nicht mehr relevant.

34 Mit der vorliegenden Modellierung auf Basis eines fixen Referenzjahres besteht die Gefahr, dass
35 besonders kritische Situationen der Versorgung und Netzbelastung nicht erfasst werden können. Mit
36 der Festlegung auf das Referenzjahr 2012 wird unabhängigen Modellierern mit begrenztem Budget
37 die Möglichkeit genommen, analoge Simulationen durchzuführen. Die Verfügbarkeit von Daten zum
38 stündlichen Verbrauch und zur stündlichen Erzeugung ist in der ENTSO-E Transparency Platform ab
39 2014 und in SMARD ab 2015 gegeben.

40 Andererseits kann die Festlegung eines Netzausbaubedarfs auf Basis einzelner Netznutzungsfälle als
41 gesichert unwirtschaftlich angesehen werden und es müssen daher die Kriterien zur Identifikation

1 von Netzausbaubedarf unter Zuhilfenahme statistischer Methoden und einer Kosten-Nutzen-
2 Bewertung angepasst werden.

3 **1.2 Modellierung der Spitzenkappung Erneuerbarer Energien**

4 Gemäß dem vorliegenden Entwurf der ÜNB erfolgt die gemäß Energiewirtschaftsgesetz von den ÜNB
5 zu berücksichtigende Spitzenkappung rein nach Auftreten von Erzeugungsspitzen der Photovoltaik
6 und der Windenergie an Land und dazu auch noch getrennt voneinander. Eine regionale
7 Differenzierung unter Berücksichtigung der Netzauslastung erfolgt nicht.

8 Dieses Verfahren dient zwar der Erfüllung der gesetzlichen Anforderung, hat aber weder im
9 Verteilungsnetz noch im Übertragungsnetz signifikante Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.
10 Nach vorläufigen Analysen kann durch die gezielte Anwendung der Spitzenkappung eine Reduzierung
11 des Netzausbaubedarfs in Höhe der Übertragungskapazität mindestens einer Drehstrom- oder
12 Gleichstromleitung erreicht werden.

13 Nachteil des von den ÜNB angewandten Verfahrens ist, dass auch dann Stromerzeugung aus
14 Photovoltaik oder Windenergie abgesenkt wird, wenn aufgrund ausreichender regionaler
15 Stromnachfrage im Verteilungsnetz noch genügend Kapazität zur Weiterleitung an das
16 Übertragungsnetz besteht. Auch die Auslastung des Übertragungsnetzes bleibt völlig außer Betracht,
17 so dass diese Form der Spitzenkappung bezogen auf den zu identifizierenden Netzausbaubedarf
18 weitgehend wirkungslos ist.

19 Gleiches gilt auch für das Verfahren der verteilnetzorientierten Lastgangerstellung, bei der die
20 Verschiebung des Bedarfs für Elektromobilität und Wärmepumpen allein aus dem Verlauf der
21 ungesteuerten Stromnachfrage ermittelt wird. Damit wird regelmäßig Stromnachfrage in die
22 Nachtstunden verlegt, in denen definitiv keine Stromerzeugung aus Photovoltaik erfolgt und
23 Stromerzeugung aus Windenergie ungewiss ist.

24 Sicher ist nur, dass es dadurch zu zahlreichen Situationen kommt, in denen die in die Nacht
25 verschobene Nachfrage durch den Einsatz fossiler Energieträger oder grünen Wasserstoff gedeckt
26 werden muss.

27 Eine wirkungsvoll auf die Entlastung von Verteilungsnetzen abzielende Modellierung sowohl der
28 Spitzenkappung Erneuerbarer Energien als auch der Leistungsverschiebung von flexiblen neuen
29 Stromverbrauchern ist sinnvoll und ohne großen Aufwand möglich. Dazu müssen die regionalen
30 ungesteuerten und gesteuerten Stromnachfragen sowie die zufälligen Erzeugungen aus
31 Erneuerbaren Energien bereits vor der Marktsimulation miteinander kombiniert betrachtet werden.

32 **1.3 Haushaltsnahe Flexibilitäten**

33 Die im Kapitel 3.7.2 des Szenariorahmens beschriebene marktorientierte Nutzung von E-PKW,
34 Haushaltswärmepumpen und Heimbatteriespeichern für einige Szenarien wird zu einem exorbitant
35 ansteigenden Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz und auch in den Verteilungsnetzen führen.
36 Allein durch die ungleiche Verteilung von EE-Erzeugung und Verbrauch innerhalb Deutschlands wird
37 sich zu Starkwindzeiten für wenige Stunden ein sehr hoher Leistungsfluss vom Nordosten zum
38 Südwesten ergeben.

39 Ein Betrieb der PV-Batteriespeicher von Haushalten und die Ladung von E-PKW mit dem Ziel der
40 Begrenzung des Leistungsaustauschs mit dem Niederspannungsnetz kann dagegen sowohl
41 kurzfristige Bezüge aus dem Verteilungsnetz als auch kurzfristige Lieferungen von
42 Leistungsüberschüssen an das Verteilungsnetz signifikant reduzieren. Damit wären sowohl
43 Übertragungsnetz als auch Verteilungsnetz entlastet.

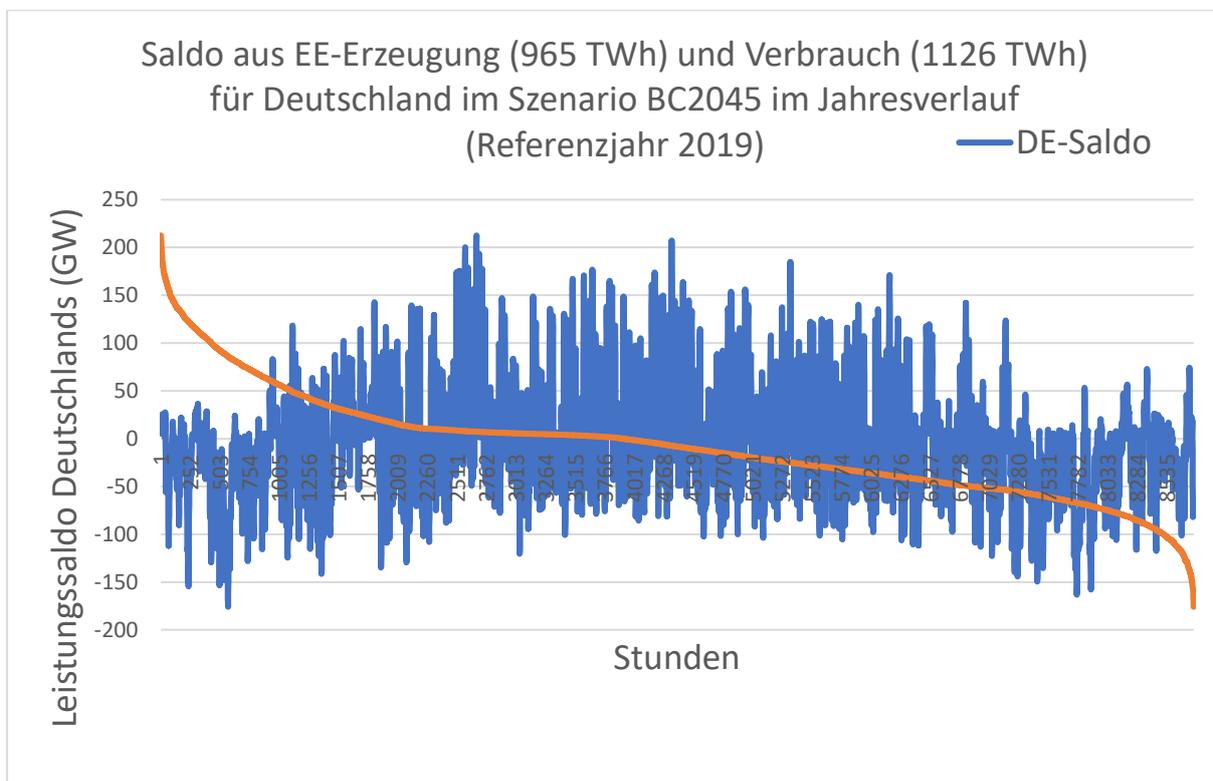
1 **1.4 Kürzung von EE-Erzeugung wird nicht regional betrachtet**

2 Sowohl die – unzulänglich modellierte - Spitzenkappung als auch die marktseitige Einsenkung der
3 Einspeiseleistung von EE-Anlagen werden im Modell der ÜNB wahrscheinlich wieder
4 diskriminierungsfrei ohne Berücksichtigung unterschiedlicher Erzeugungskosten und räumlicher
5 Differenzierung erfolgen.

6 Bei einer regional differenzierten Spitzenkappung und marktseitigen Einsenkung unter
7 Berücksichtigung der Auslastungen im Übertragungsnetz kann der Übertragungsbedarf und damit
8 vermutlich auch der Netzausbaubedarf massiv verringert werden.

9 **1.5 Zusatzverbrauch kann nicht vollständig aus EE gedeckt werden**

10 Das Saldo der EE-Erzeugung und des Verbrauchs (Residuallast) in Abbildung 1 wurde aus den
11 regionalisierten Leistungsprofilen von Verbrauch und EE-Erzeugung im Jahr 2019 unter Beachtung
12 der im Szenario B2035 genehmigten und ausgewiesenen regionalen installierten Leistungen und
13 Energiemengen modelliert. Klar zu erkennen sind Zeiten massiver Leistungsüberschüsse im
14 Sommerhalbjahr durch Photovoltaik. Die höchste Nachfrageleistung tritt im Winter auf.



15

16 *Abbildung 1: Residuallast Deutschlands vor Kraftwerken, KWK, Speichern und marktseitigen Einschränkungen (eigene*
17 *Berechnungen)*

18 Die Jahresdauerlinie der Residuallast weist für weniger als 4.000 h/a Leistungsüberschüsse auf. Direct
19 Air Capture-Anlagen, deren Betrieb mit 7.000 h/a (S. 52) angegeben wird, müssten daher mit
20 importierter Energie oder bereits gespeicherter Energie betrieben werden.

21 Bilanziell kann der ungesteuerte Strombedarf Deutschlands zwar zu einem großen Anteil aus
22 Erneuerbaren Energien gedeckt werden, im zeitlichen Verlauf erweist sich aber, dass die Volatilität
23 der vorherrschenden erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne eine zeitgerechte Versorgung
24 erschwert.

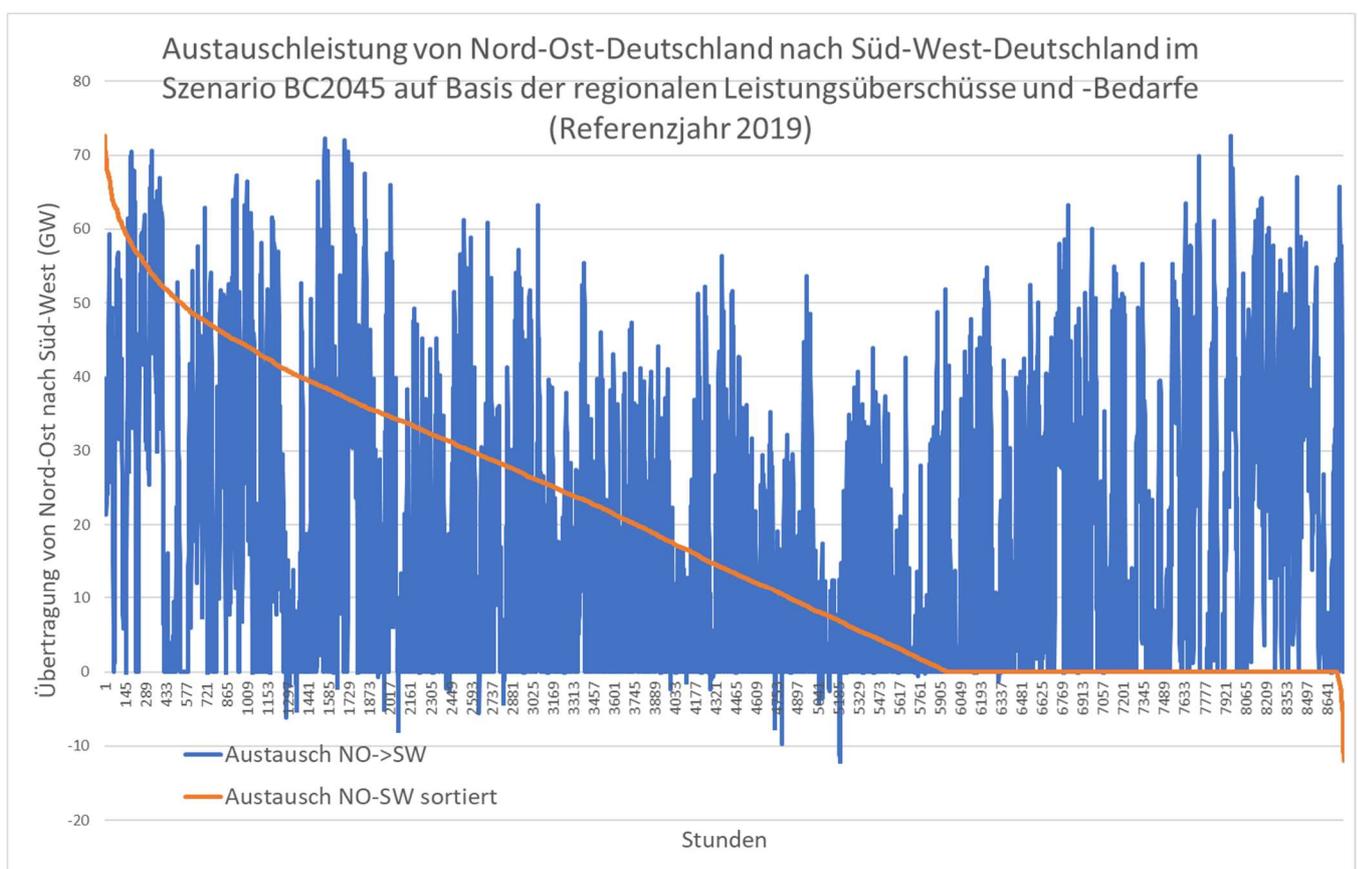
1 Bei der Vorgabe der Leistungen und Energiemengen neuer Verbraucher muss ebenso wie bei der
 2 Modellierung berücksichtigt werden, dass nicht zusätzlicher mit fossilen Brennstoffen erzeugter
 3 Strom dafür zum Einsatz kommt.

4 **1.6 KWK-Anlagen**

5 Zu KWK-Anlagen ist im Szenariorahmen nicht ausgeführt, welche Wärmespeicher vorgesehen
 6 werden, um einen optimalen Betrieb in Abhängigkeit des Stromdargebots und Wärmebedarfs zu
 7 gewährleisten.

8 **1.7 Onsite-Elektrolyse**

9 Im Szenariorahmen wird ein Teil der Wasserelektrolyse-Anlagen am Ort des Wasserstoffbedarfs
 10 lokalisiert. Nach Abb. 19 wird von 12,9 GW Leistung im Szenario BC2045 etwa die Hälfte im
 11 Südwesten Deutschlands angesetzt. Werden diese Anlagen marktorientiert eingesetzt, müssen allein
 12 hierfür 6 GW Übertragungskapazität zusätzlich geschaffen werden.



13
 14 *Abbildung 2: Austauschleistung Nord-Ost nach Süd-West vor Kraftwerken, KWK, Speichern, internationalem Handel und*
 15 *marktseitigen Einschränkungen (eigene Berechnungen)*

16 Nach Abbildung 2 findet nahezu über das gesamte Jahr der Energieaustausch von Nord-Ost nach Süd-
 17 West statt, wenn der Bedarf im Südwesten Deutschlands vorrangig aus der überschüssigen EE-
 18 Erzeugung im Nordwesten gedeckt werden soll. Jede marktorientierte zusätzliche Nachfrage im
 19 Südwesten Deutschlands oder im südlich gelegenen Ausland erhöht diesen Transportbedarf, solange
 20 keine räumlich begrenzten Marktpreise existieren.

21 In den Zeiten ohne ausgewiesenen Austausch in Abbildung 2 haben beide Regionen zeitgleich
 22 Leistungsüberschuss oder Leistungsbedarf. Der in diesen Zeiten zu erwartende Leistungsfluss ergibt
 23 sich dann aus dem internationalen Handel und dem innerdeutschen Einsatz von Speichern und
 24 Kraftwerken.

1 2 Europäischer Rahmen

2 Auf Seite 98 des Szenariorahmens vom Januar 2022 weisen die Übertragungsnetzbetreiber auf das
3 europäische Stromverbundziel von 15 % hin. Eine eindeutige Definition dieses Wertes von 15 %
4 Stromverbundgrad gibt es leider nicht, allerdings werden in EU-Verordnung 2018/1999 Indikatoren
5 definiert, nach denen sich die Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads
6 ergibt. Darin ist unter anderem festgehalten, dass für Überlegungen zum Ausbau der
7 Kuppelkapazitäten immer eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anzustellen ist.¹

8 Wollte man den Zielwert eines Stromverbundgrades als Übertragungskapazität in Relation zur
9 installierten Erzeugungsleistung definieren, ergäbe sich im Szenario BC2045 ein Wert von
10 $620 \text{ GW} \cdot 15 \% = 93 \text{ GW}$ Kuppelleitungen von Deutschland zum Ausland. Heute existieren bereits
11 Kuppelleitungen mit 66 GW Übertragungsleistung, mit den Maßnahmen aus dem Szenario B2035
12 (2021) käme sogar ein Wert von 103 GW zustande.

13 Mit 100 GW Übertragungskapazität wäre ein Transit durch Deutschland in Höhe von bis zu 50 GW
14 möglich. Damit könnte der in Abbildung 2 ausgewiesene Wert an der Grenze zwischen Nord-Ost und
15 Süd-West von ca. 70 GW auf 120 GW im Jahr 2045 ansteigen, wenn in beiden Regionen der gleiche
16 Strompreis gilt.

17 Aktuell können hier bis zu 26 GW übertragen werden. Für das Jahr 2035 wird mit dem NEP 2035
18 (2021) eine Verdoppelung der Übertragungskapazität auf ca. 57 GW angestrebt. Ohne Beschränkung
19 des internationalen Handels durch Gebotszonen innerhalb Deutschlands müsste damit innerhalb von
20 10 Jahren wieder eine Verdoppelung der Übertragungskapazität zwischen den Überschussregionen
21 und den Bedarfsregionen Deutschlands erreicht werden.

22 Mit dem großräumigen Transport eines Leistungsüberschusses von über 100 GW aus einer bezogen
23 auf Europa kleinen Fläche von 180.000 km² wächst die Gefahr eines großräumigen Blackouts im Falle
24 einer Großstörung. Abhilfe könnten schnell startende Batteriespeicher gleicher Größenordnung in
25 den Bezugsregionen schaffen, die bei Frequenzrückgang unmittelbar Leistung für mindestens eine
26 Stunde bereitstellen.

27

28

29 Dipl.-Ing. Carsten Siebels

30 siebels@stromnetzberater.net

31 www.stromnetzberater.net

32

33 Der Autor hat über 30 Jahre im Bereich der Netzplanung für Hoch- und Höchstspannungsnetze
34 verschiedener Verbundunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber gearbeitet und ist jetzt
35 freiberuflich als Stromnetzberater tätig.

¹ „Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.“