

Auswirkungen der Energiewende auf die Stromnetze

Carsten Siebels¹

Ausgangssituation

Strom in großen Mengen wird nur in Ausnahmefällen am Ort des Bedarfs erzeugt. Im Regelfall ist es wirtschaftlicher, die Entfernungen zwischen der Erzeugung elektrischer Energie und den Verbrauchsorten durch ein Netzwerk von Leitungen zu überbrücken. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Übertragungsnetzen und Verteilnetzen. Während Stromerzeuger mit Ausnahme von Großkraftwerken vorwiegend in Verteilnetze einspeisen und außer sehr großen Industriebetrieben praktisch alle Verbraucher ihren Strombedarf auch aus diesen Verteilnetzen decken, dienen Übertragungsnetze zum Stromtransport über weite Strecken. Charakteristische Kennwerte der einzelnen Stromnetzebenen sind in **Tabelle 1** dargestellt.

Stromnetze	Spannung	Leistung je Anschluss	Ausdehnung	
Übertragungsnetz	220 kV, 380 kV, HGÜ ^{*)}	>200 MW	Deutschland, Europa	
Verteilnetz, Hochspannung	60 kV, 110 kV	>20 MW	Unter 1.000 qkm bis zu 70.000 qkm	
Verteilnetz, Mittelspannung	10 kV, 20 kV, 30 kV	< 30 MW	Bis zu mehreren 10 qkm	
Verteilnetz, Niederspannung	0,4 kV	< 500 kW	Ortsteile	

*) HGÜ: Hochspannungsgleichstromübertragung (bis 525 kV)

Tabelle 1: Struktur des Stromnetzes, eigene Darstellung

Vor der Energiewende, also der Intensivierung der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie, gab es nur geringfügig mehr installierte Kraftwerksleistung als Spitzenbedarf, wie die Tabellen 3 und 4 in [1] zeigen. Zudem waren die verantwortlichen Unternehmen bemüht, die Stromerzeugungsanlagen nahe an Verbrauchszentren zu errichten. Nur für die Nutzung von Energie aus Wasserkraft in den Alpen und aus Braunkohle musste Strom über größere Entfernungen transportiert werden. Dagegen wurden auch Großverbraucher gezielt nahe an kostengünstigen und verlässlichen Kraftwerken angesiedelt. Der Bedarf an Übertragungsleitungen erstreckte sich damit im Wesentlichen darauf, regionale Ungleichgewichte von Erzeugung und Verbrauch auszugleichen, Störungen zu beherrschen und den stabilen Betrieb der großen Kraftwerke zu gewährleisten.

Solange das bestehende Übertragungsnetz noch freie Kapazitäten hatte, verursachte der zusätzliche Transport z. B. von Windstrom zu den Verbrauchszentren als Ersatz für dort sonst eingesetzte Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen nur relativ geringe Kosten, weil nur die Übertragungsverluste ausgeglichen werden mussten. Im Laufe der letzten Jahre ist die im Nordosten Deutschlands onshore und offshore erzeugte Windenergie sehr stark angestiegen, ohne dass sich dort die Nachfrage entsprechend erhöhte. Die installierte Leistung der Windenergieanlagen und der Fotovoltaikanlagen erreicht inzwischen regional ein Vielfaches der maximalen Nachfrage. Dafür, und um den Leistungsbedarf zusätzlicher Stromanwendungen für Wärme und Mobilität abzudecken, müssen Stromnetze massiv ausgebaut werden. Mit an den Verteilnetzen angeschlossenen (Batterie)-Speichern und innovativem Management kann ein Teil des ansonsten erforderlichen Ausbaus vermieden werden.

¹ Dipl.-Ing. Carsten Siebels
siebels@stromnetzberater.net

Kiephof 8, 30457 Hannover, Deutschland

Im Übertragungsnetz führt ein zeitweiser massiver Leistungsüberschuss im heutigen Marktdesign nach Merit Order zur Verdrängung konventioneller Erzeugung im In- und Ausland, da Strom aus Erneuerbaren Energien im Gegensatz zu konventionell erzeugtem Strom mit Grenzkosten von Null Euro bewertet wird.

Marktmechanismen

Im heutigen Marktsystem ergibt sich nach dem Merit-Order-Prinzip ein Großhandelsstrompreis auf Basis des Kraftwerks mit den höchsten variablen Stromerzeugungskosten, die sich u. a. aus den Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate sowie der Umwandlungseffizienz ergeben. Dieser Großhandelsstrompreis wird für jedes Marktgebiet, in der Regel sind dies Staaten, für Zeiträume von Stunden oder Viertelstunden gebildet. Unterschiedliche Strompreise zwischen den Marktgebieten können über internationalen Handel angeglichen werden. Dabei wird Strom aus Marktgebieten mit niedrigerem Strompreis an benachbarte Marktgebiete mit höherem Strompreis geliefert, wodurch sich die Stromgroßhandelspreise beider Marktgebiete aneinander annähern.

Prinzipiell ist z.B. die Stromerzeugung in Skandinavien aufgrund des sehr großen Anteils regenerativer Wasserkraft in Verbindung mit Kernenergie in vielen Stunden preisgünstiger als die Stromerzeugung in Südosteuropa mit zahlreichen Erdgaskraftwerken [2].

Wenn der Strompreis in Deutschland zwischen denen Skandinaviens und Italiens liegt, besteht für Händler in Deutschland ein wirtschaftliches Interesse daran, Strom aus Skandinavien zu beziehen und diesen dann über die Schweiz und Österreich weiter nach Südeuropa zu verkaufen. Grenzen sind diesem Transithandel nur durch die verfügbaren technischen Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Strommärkten gesetzt. Solange diese Übertragungskapazitäten vom Markt nicht voll ausgeschöpft werden, gibt es in beiden Strommärkten für die Abrechnungsperiode den gleichen Großhandelsstrompreis. Ist die Nachfrage nach Stromaustausch zwischen benachbarten Marktgebieten größer als die verfügbare Übertragungskapazität zwischen diesen, finden Auktionen statt. Dabei geben Stromhändler ein Geldangebot ab, um ihre Strommengen zwischen den Marktgebieten handeln zu können. Die Händler mit den höchsten Geboten erhalten dann das Recht zum Stromhandel an dieser Grenze. Die Erlöse aus den Auktionen erhalten die Übertragungsnetzbetreiber, die diese zur Senkung der Netznutzungsentgelte verwenden.

Wenn der Strompreis im Marktgebiet Deutschland aufgrund eines massiven Leistungsdefizits, z. B. im Fall einer Dunkelflaute, höher ist als in allen benachbarten Marktgebieten, wird über alle Marktgebietsgrenzen Strom nach Deutschland importiert. Wenn aufgrund hoher Einspeisung aus Wind- und Fotovoltaikanlagen in Deutschland bei moderater Stromnachfrage der Strompreis niedriger als in allen benachbarten Marktgebieten ist, wird über alle Marktgebietsgrenzen Strom aus Deutschland exportiert. Diese Sonderfälle sind jedoch nur selten zu erwarten. Dagegen ergeben sich häufig Situationen, in denen gleichzeitig Stromexport und -import stattfinden, wodurch Stromtransite durch das deutsche Übertragungsnetz geleitet werden müssen. Transithandel von Skandinavien nach Südosteuropa und ein Leistungsüberschuss im Nordosten Deutschlands bei Leistungsbedarf im Südwesten können sich überlagern und zu hohen Leitungsauslastungen in Norwegen und Deutschland führen. In Norwegen existieren vom Norden, wo viel Wasserkraft zur Verfügung steht, bis in den bevölkerungsreichen Süden mehrere Marktgebiete. Bei Ausschöpfung der vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen diesen Marktgebieten lässt der Übertragungsnetzbetreiber keinen weiteren Stromhandel mehr zu. Damit steigen die Preise im Süden und gehen die Preise im Norden zurück. Es bedarf keiner weiteren Eingriffe des norwegischen Übertragungsnetzbetreibers. Die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland müssen bei Netzengpässen dagegen zur Entlastung der vorhandenen Stromleitungen einen Redispatch innerhalb Deutschlands oder auch über nationale Grenzen hinweg (Cross-Border-Redispatch) durchführen.

Unter Redispatch versteht man dirigistische Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer prognostizierten Überlastung

durch Stromtransporte aus einem Überschussgebiet in ein Defizitgebiet zu schützen. Eine regional begrenzte mögliche Überlastung, beispielsweise einer einzelnen Freileitung, kann durch die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung von Stromerzeugern im Überschussgebiet bei gleichzeitiger Steigerung der Wirkleistungseinspeisung im Defizitgebiet erreicht werden, wobei die gesamte Wirkleistung im Stromnetz in Summe in etwa konstant bleibt. Voraussetzung für die Möglichkeit zum Redispatch ist, dass im Defizitgebiet oder in angrenzenden Regionen noch freie Kraftwerksleistung oder abschaltbare Verbraucher verfügbar sind. Dies ist auch zur Beherrschung der kalten Dunkelflaute unerlässlich. Redispatch-Maßnahmen sind immer mit zusätzlichen Kosten verbunden, weil die Stromerzeuger in Regionen mit hohem Leistungsüberschuss dafür bezahlt werden, dass sie ihre angemeldete Einspeisung reduzieren, während dafür in den Regionen mit prognostiziertem Leistungsdefizit die Stromerzeuger, die wegen höherer Kosten normalerweise ihren Strom zu diesem Zeitpunkt nicht verkauft bekommen hätten, die Differenz zwischen ihrem Angebotspreis und dem Großhandelspreis erstattet bekommen. Die Kosten für diese Doppelbezahlung tragen alle Stromverbraucher, die Energie aus dem Stromnetz beziehen. Außer Stromerzeugern können auch zertifizierte große Stromverbraucher am Redispatchverfahren teilnehmen und davon finanziell profitieren.

Redispatchverfahren sind für die Übertragungsnetzbetreiber mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden, weil sie in der Pflicht stehen, Maßnahmen zu finden, die insgesamt zu den geringsten Kosten für alle Beteiligten führen. Diese Maßnahmen müssen dann zwingend von den Stromerzeugern umgesetzt werden.

Zwischen 2013 und 2022 verzehnfachte sich gemäß **Abbildung 1** die für die vorsorgliche Behebung prognostizierter Netzengpässe jährlich betroffene Strommenge von 2,8 TWh auf 35,4 TWh. Die jährlichen Kosten stiegen dabei um das 20-fache von 0,21 Mrd. € auf 4,25 Mrd. € [3]. Für das Jahr 2023 wird laut Spiegel-online von der Bundesnetzagentur ein Wert von 3,1 Mrd. € angegeben [4]. Dadurch hatten die Stromkunden im Jahr 2023 bei einem Nettostromverbrauch von 466 TWh (siehe Folie 29 in [5]) im Durchschnitt ein um 6,6 € je Megawattstunde (0,66 ct/kWh) erhöhtes Netznutzungsentgelt zu bezahlen.

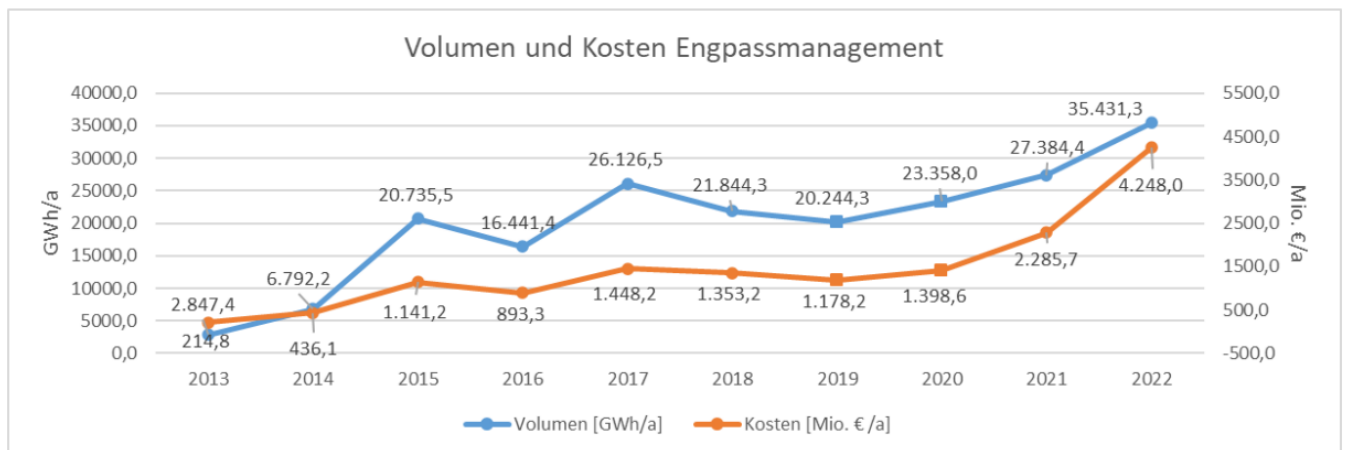


Abbildung 1: Volumen und Kosten des Engpassmanagements (u. a. Redispatch) in Deutschland, Quelle: [3]

Bezogen auf die Strompreise der Haushaltskunden ist die Veränderung durch das erhöhte Netznutzungsentgelt von unter 1 ct/kWh recht gering, für Großverbraucher, die ihre elektrische Energie zu Großhandelspreisen beziehen, kann dies schon deutliche Auswirkungen auf die Rentabilität haben. Die Größenordnung und Entwicklung der Großhandelsstrompreise am Vortag der Verwirklichung (Day-Ahead) sind in **Abbildung 2** dargestellt.

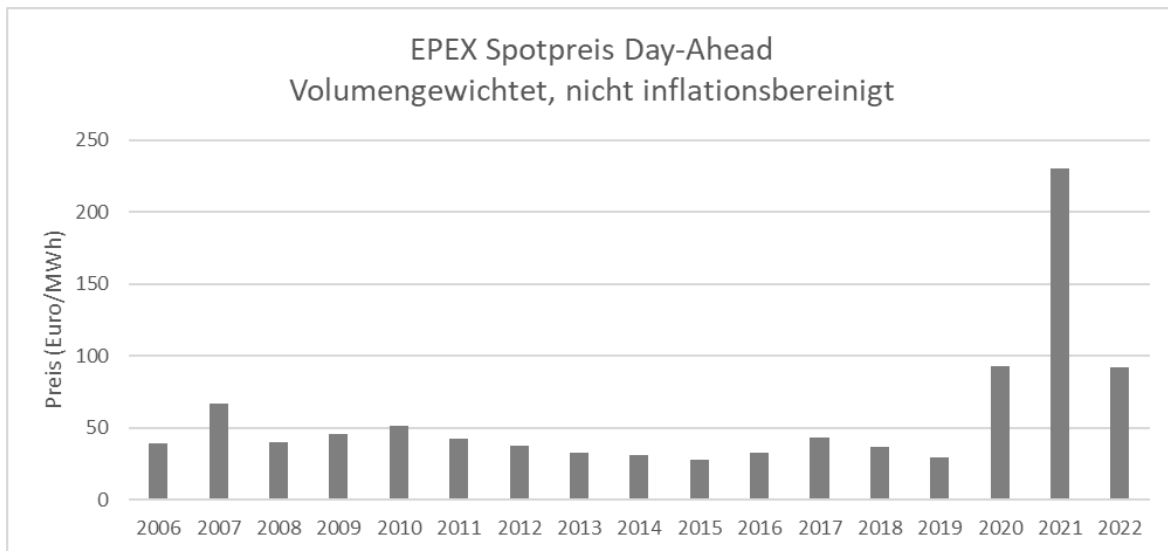


Abbildung 2: Volumengewichteter Großhandelsstrompreis im Marktgebiet Deutschland, Quelle: [2],

Bis zum Jahr 2020 lagen die Großhandelspreise in der Größenordnung von 50 €/MWh, im Jahr 2022 wurden fast 100 €/MWh erreicht.

Netzentwicklung

Nach Fertigstellung der von der Bundesnetzagentur im März 2024 bestätigten Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz für die Jahre 2037 und 2045 soll der Bedarf für Redispatch auf 1,5 bis 5,9 TWh zurückgehen (siehe Seite 132 in [6]). Allerdings werden dann die Kosten des in großen Teilen mit teuren Erdkabeln realisierten Netzausbaus und für die zusätzliche Verlustenergie durch den Stromtransport und durch notwendige Blindleistungskompensation die Stromverbraucher durch höhere Netznutzungsentgelte belasten. Die Bundesnetzagentur betrachtet weder bei der Bestätigung der Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan noch später bei der Einzelgenehmigung deren voraussichtliche Kosten. Sie beschränkt sich in beiden Fällen auf den Maßnahmenumfang wie z. B. Anzahl der Leitungsprojekte, den Kabelanteil einer Leitung oder die Anzahl von Schaltfeldern einer Umspannanlage.

Im Netzentwicklungsplan Strom werden die Investitionskosten für alle Szenarien identisch mit 156 Mrd. € angegeben (siehe Abb. 70 in [6]). Überschlagsmäßig entstehen dadurch jährliche Kosten von ca. 16 Mrd. € für Abschreibung, Verzinsung und Betrieb. Die zugrunde liegende Nettoenergiemenge beträgt laut Tabelle 1 in [6] zwischen 800 und 1.200 TWh je Jahr. Damit erhöhen sich die Netznutzungsentgelte für das Übertragungsnetz nach heutigem Geldwert um 13 bis 20 € je Megawattstunde (1-2 ct/kWh), solange einzelne Gruppen von Netznutzern nicht privilegiert werden.

Für verschiedene Arten des Gütertransports werden oft deren Kosten je Tonne und Kilometer verglichen. Im Personenverkehr gibt es die Vergleichsgröße Personenkilometer. Ähnlich könnten auch die Kosten für den weiträumigen Stromtransport je übertragener Megawattstunde und Kilometer bestimmt werden und als wirtschaftliches Kriterium für die Sinnhaftigkeit einer Netzausbaumaßnahme herangezogen werden.

Die wesentlichen Kosten entstehen durch Abschreibungen auf die Investitionen in Leitungen und Umspannwerke sowie deren Verzinsung. Zusammen mit den Prognosen der jährlichen Belastungsverläufe können so spezifische Kosten für jede Leitung bestimmt werden. Zum Beispiel betragen die Übertragungskosten der aus Offshore-Windkraftanlagen erzeugten elektrischen Energie bis zum küstennahen Netzanschlusspunkt an Land ca. 30 Euro je Megawattstunde (3 ct/kWh) [7]. Der Stromtransport über mehrere hundert Kilometer von der Küste nach Süddeutschland, z. B. über

SuedLink, erreicht je nach Steuerungsmodus der Gleichstromverbindung dieselbe Größenordnung. Damit ist der Transport von Strom aus den Offshore-Windparks in der Nordsee nach Bayern bereits teurer als es der Großhandelspreis in Deutschland bis zum Jahr 2019 war (**Abbildung 2**).

Die Leitungen für diesen Stromtransport vom Nordosten in den Südwesten werden zu einem wesentlichen Teil durch zusätzliche Nachfrage von grünem Strom im bevölkerungsreichen Südwesten Deutschlands und auch für Handelstransite mit benachbarten Marktgebieten benötigt.

Im Netzentwicklungsplan Strom 2023 stellen die Übertragungsnetzbetreiber einen „angenommenen Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs“ gemäß **Abbildung 3** dar (siehe Abb.39 in [6]). Diese Karte zeigt in etwa die Gebiete Deutschlands mit strukturellem Überschuss an elektrischer Energie im Nordosten (hellgrau) und strukturellem Energiedefizit im Südwesten (dunkelgrau).

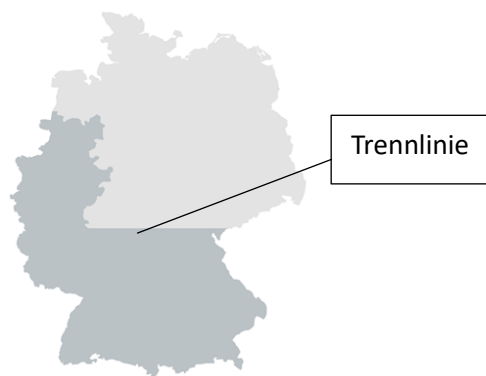


Abbildung 3: Aufteilung Deutschlands in Gebiete mit Energieüberschuss im Nordosten und Energiedefizit im Südwesten, Quelle ÜNB [6]

Ebenso werden im Netzentwicklungsplan Strom 2023 die Häufigkeiten des für die Jahre 2037 und 2045 prognostizierten innerdeutschen Transportbedarfs zwischen diesen Gebieten gemäß **Abbildung 4** dargestellt (siehe Abb. 40) in [6]). Ein Transportbedarf von 40 Gigawatt und weniger über eine gedachte Trennlinie durch Deutschland, die den Nordosten vom Südwesten trennt, tritt demnach in Süd-Nord-Richtung in 100 % und in Nord-Süd-Richtung in 75 % aller Stunden auf.

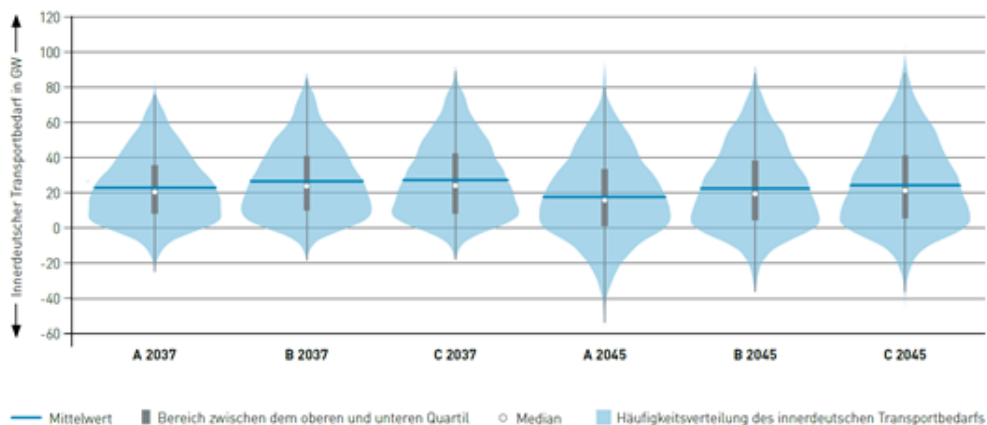


Abbildung 4: Innerdeutscher Transportbedarf in den untersuchten Szenarien, Quelle ÜNB [6]

In nur 25 % aller Stunden (oberes Quartil) treten damit Leistungen zwischen 40 Gigawatt und 100 Gigawatt im Extremfall des Szenarios C 2045 auf. Der Netzausbau muss nach den im Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigten bisher geltenden Regeln also für mehr als die zweifache Leistung für relativ wenige Stunden im Jahr ausgebaut werden. Der Großteil der zusätzlichen

Investitionen in den Netzausbau wäre damit für die Übertragung dieser relativ geringen Energiemengen erforderlich und führt zu erheblich höheren spezifischen Kosten.

Einen Vergleich des bisher bestehenden Netzausbaus zur Maximalleistung und dem geplanten Ausbau bis zum Jahr 2045 zeigt **Abbildung 5**. An der Grenzlinie zwischen dem Nordosten und dem Südwesten Deutschlands soll das Drehstromnetz um das zwei- bzw. dreifache ausgebaut werden. Dazu kommen an dieser Stelle bis zum Jahr 2045 elf Gleichstromsysteme mit über 22 GW und sieben Offshore-Netzanschlussysteme (NAS) mit 14 GW Übertragungskapazität.

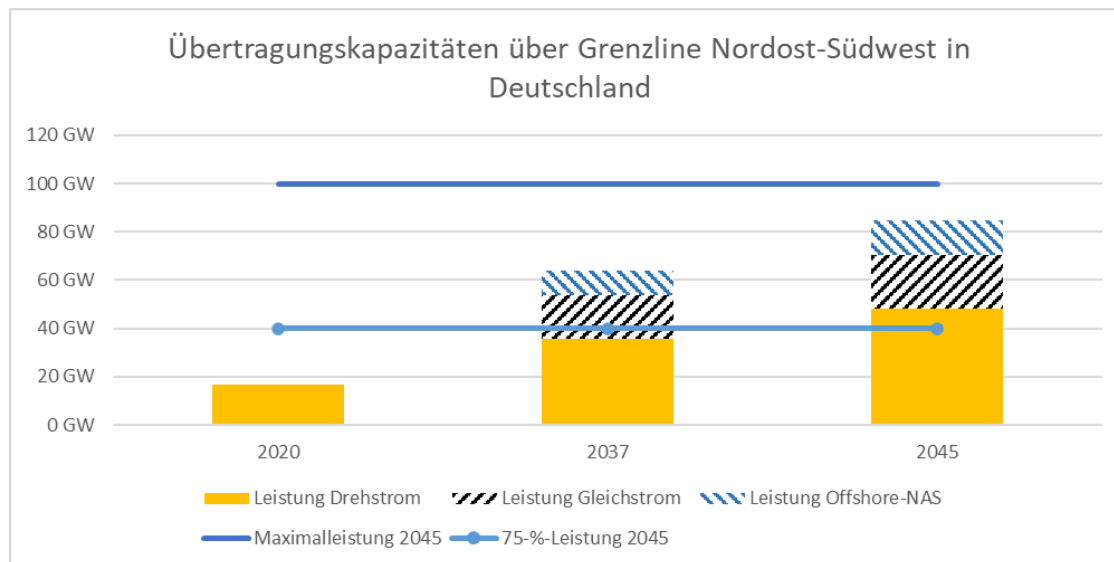


Abbildung 5: Entwicklung der innerdeutschen Übertragungskapazitäten, Quelle ÜNB [6] [8], eigene Auswertungen

Eine solch hohe Übertragungskapazität von über 80 Gigawatt aus einer im europäischen Maßstab (4 Mio. qkm, 450 Mio. Einwohner) relativ kleinen Region, wie z.B. der Nordosten mit 0,2 Mio. qkm und 30 Mio. Einwohner, stellt für die Versorgungssicherheit in Europa eine besonders große Herausforderung dar. Für den Fall einer störungsbedingten Auftrennung des europäischen Verbundnetzes an dieser Trennlinie müsste kurzfristig verfügbare Reserveleistung im übrigen Europa verfügbar sein oder es müssten dort Stromverbraucher in großem Umfang vom Netz getrennt werden.

Marktgebiete

Aktuell müssen die hohen Zusatzkosten für den weiträumigen Stromtransport von allen Stromkunden gleichermaßen getragen werden. Regional differenzierte Anreize bei der Ansiedelung von Kraftwerken und Großverbrauchern wie Elektrolyseanlagen oder Datacentern und zeitlich und räumlich differenzierte marktliche Anreize könnten sowohl deren Einsatz als auch z. B. das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen, den Einsatz von Wärmepumpen und Batteriespeichern sowie den internationalen Stromhandel so beeinflussen, dass die Netze wirksam entlastet werden.

Alternativ zum derzeitigen Zustand wird im Folgenden beispielhaft die Bildung von zwei Marktgebieten in Deutschland ähnlich zu der Darstellung in **Abbildung 3** betrachtet.

Diese Gebiete zeichnen sich dadurch aus, dass im Nordosten nach Einschätzung der Bundesnetzagentur etwa 70 % der Leistung aller Windenergieanlagen installiert sein sollen und im bevölkerungsreichen Südwesten der Großteil des Strombedarfs entsteht. Die Stromerzeugung durch Fotovoltaikanlagen erfolgt nach der Prognose im Netzentwicklungsplan Strom mehr im Südwesten als im Nordosten. Die Solarenergie ist besser als die Windenergie mit der täglichen Stromnachfrage korreliert. Durch Einsatz von Batteriespeichern kann und soll überschüssige Tagesenergie in der Nacht nutzbar sein. Sie ist daher

für die Auslegung des Übertragungsnetzes nicht von so hoher Bedeutung wie die deutlich zufälliger auftretende Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land und offshore. Weiter liegt die ausgewiesene Trennlinie quer zur Verbindung zwischen Skandinavien und Südeuropa und auch quer zur Verbindung zwischen Polen und Frankreich.

Bei Beibehaltung des Prinzips der Preisbildung im Stromgroßhandel nach Merit Order würde ein hoher Leistungsüberschuss im Nordosten bei begrenztem Austauschvermögen mit dem Marktgebiet im Südwesten und allen anderen benachbarten Marktgebieten zu einer deutlichen Senkung des Großhandelspreises im Nordosten führen. In der Folge wäre der Import aus Skandinavien weniger attraktiv oder könnte sogar in einen Export Erneuerbarer Energie umgekehrt werden. Weiter hätten Betreiber von großen Stromverbrauchern und Batteriespeichern einen Anreiz, im Rahmen ihrer Betriebskonzeption zusätzliche Leistung aufzunehmen. Stromerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien könnten bei negativen Großhandelspreisen sogar kurzzeitig auf die Einspeisung verzichten. In begrenztem Umfang hätte dies auch Auswirkungen auf den Einsatz von Wärmepumpen und die Ladung von Elektrofahrzeugen.

Im Südwesten hätte dann die begrenzte Importmöglichkeit aus dem Nordosten zeitweise einen erhöhten Großhandelspreis für Strom zur Folge. Dies könnte den Stromhandel mit den benachbarten Marktgebieten von Export zu Import umkehren. Weiter könnten Betreiber von Batteriespeichern angeregt werden, mehr Leistung bereitzustellen. Betreiber von Elektrolyseanlagen hätten einen Anreiz, Wasserstoff aus Speichern abzugeben, statt ihn in dieser Situation zu produzieren. Die in Deutschland für die Versorgungssicherheit während kalter Dunkelflauten erforderlichen Kraftwerke und Speicher sollten bei Auflösung des einheitlichen Marktgebietes dann vorrangig im Südwesten errichtet werden.

Vorschlag

Die Aufteilung des bisherigen Marktgebietes Deutschlands in ein Marktgebiet im Nordosten und eines im Südwesten mit einer innerdeutschen Übertragungskapazität von ca. 40 Gigawatt statt der für 2045 vorgesehenen 80-100 Gigawatt laut Netzentwicklungsplan Strom 2023 würde zu 75 % der Jahresstunden einen freien Stromhandel bei gleichen Großhandelsstrompreisen in Deutschland gewährleisten. Lediglich in 25 % der Jahresstunden wären unterschiedliche Großhandelsstrompreise zwischen dem Nordosten und dem Südwesten zu erwarten. Es entstehen in diesen Situationen schwer abschätzbare gegensätzliche Vor- und Nachteile für Stromerzeuger und Stromverbraucher in den beiden Marktgebieten. Auch könnte ein Teil des aus Erneuerbaren Energien erzeugbaren Stroms nicht nutzbar sein. In diesen Zeiten wären dann aber regionale Anreize für Anlagenbetreiber vorhanden, die vorgesehenen zeitlichen Flexibilitäten der Speicherung, des Stromverbrauchs und der Erzeugung verstärkt einzusetzen. Die Übertragungsnetzbetreiber können sich darauf konzentrieren, die für jede Handelsperiode sicher übertragbare Leistung zwischen den Strommarktgebieten zu bestimmen. Redispatch wäre dann ggf. nur noch innerhalb der Marktgebiete erforderlich, falls Netzverstärkungen nicht kostengünstiger sind. Die Bildung dieser - durch Leitungen mit einer Übertragungskapazität von 40 Gigawatt verbundenen - Marktgebiete würde den Zubau nahezu der Hälfte aller geplanten Drehstrom- und Gleichstromleitungen über die vorgeschlagene Marktgebietsgrenze hinweg vermeiden. Damit würde der Anstieg der Netznutzungsentgelte begrenzt und es gäbe geringere Umweltschäden durch den Entfall von großräumigen Baumaßnahmen. Die Umsetzung der Marktaufteilung ist innerhalb weniger Jahre möglich, dagegen benötigen Leitungsbauprojekte nicht selten zehn Jahre und mehr Zeit und benötigen riesige Mengen an wertvollen Materialien.

Zusammenfassung

Politische Zielsetzung ist die komplette Versorgung Deutschlands mit regenerativer Energie und grünem Wasserstoff. Zahlreiche Bemühungen werden aktuell unternommen, um Lösungen für die im Rahmen dieser Energiewende in Deutschland zu erwartenden Herausforderungen auch im Stromsektor zu

entwickeln. Diese betreffen die zeitgerechte Nutzung, Speicherung und Bereitstellung regenerativ erzeugter elektrischer Energie für einzelne Anlagen oder kleinere Regionen. Allgemein wird davon ausgegangen, dass es wirtschaftliche Anreize für diejenigen geben soll, die zur Stabilisierung des Stromversorgungssystems in den Verteilnetzen beitragen können und wollen. Nur beim Ausbau und Betrieb der Übertragungsnetze für Strom in Deutschland wird auf wirtschaftliche Anreize verzichtet. Dies wird dazu führen, dass die Kosten für und die Umweltbelastung durch den Ausbau und Betrieb der Übertragungsnetze unverhältnismäßig stark steigen werden. Diese Kosten werden die Stromkunden tragen müssen. Deshalb sollten auch bei der Planung des deutschen Übertragungsnetzes mit dem Zeithorizont 2045 wirtschaftliche Kriterien für die Beurteilung des zumutbaren Netzausbaus berücksichtigt werden. Während in Norwegen fünf und in Italien sieben Strommarktgebiete bestehen, würde schon die Schaffung von nur zwei Strommarktgebieten in Deutschland dabei eine wirksame Alternative zum exzessiven Ausbau des Übertragungsnetzes darstellen.

Literaturverzeichnis

- [1] ÜNB, „www.netzentwicklungsplan.de,“ 15 08 2012. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-12/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf. [Zugriff am 18 04 2024].
- [2] Fraunhofer ISE, „www.energy-charts.info,“ [Online]. Available: https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2023.pdf. [Zugriff am 15 04 2024].
- [3] BDEW, „www.bdew.de,“ 2023. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Redispatch_Bericht_2023_zum_Berichtsjahr_2022.pdf. [Zugriff am 15 04 2024].
- [4] Spiegel, „www.spiegel.de,“ 8 4 2024. [Online]. Available: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/netzausbau-engpaesse-im-stromnetz-kosteten-2023-knapp-3-1-milliarden-euro-a-fee2a9d8-6351-4387-9c34-68414d2e76a4>. [Zugriff am 15 04 2024].
- [5] BDEW, „www.bdew.de,“ 18 12 2023. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2023_Foliensatz_final_18Dez2023_V2.pdf. [Zugriff am 15 4 2024].
- [6] ÜNB, „www.netzentwicklungsplan.de,“ 12 06 2023. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf. [Zugriff am 15 04 2024].
- [7] C. Siebels, „<https://onlinelibrary.wiley.com/>,“ 25 01 2021. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1002/cite.202000147>. [Zugriff am 15 04 2024].
- [8] ÜNB, „www.netzentwicklungsplan.de,“ 24 3 2023. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil2_6.pdf. [Zugriff am 17 04 2024].