Faktenpapier Ausbau der Stromnetze

Grundlagen | Planungen | Alternativen

DIHK Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Herausgeber und Copyright	DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK) - Berlin | Brüssel
DIHK Berlin	Postanschrift: 11052 Berlin Besucheranschrift: Breite Straße 29 | 10178 Berlin-Mitte Telefon (030) 20 308-0 | Telefax (030) 20 308-1000
DIHK Brüssel	Hausanschrift: 19 A-D, Avenue des Arts | B-1000 Bruxelles Telefon +32-2-286 1611 | Telefax +32-2-286 1605 Internet: www.dihk.de
Autor	Jakob Flechtner
Stand	September 2017
Bildnachweis für Titel	Titelbilder: thinkstock by Getty

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung des Herausgebers gestattet. Alle Angaben wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet und zusammengestellt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernimmt der DIHK keine Gewähr.

Stromnetze –Standortfaktor für die Wirtschaft in Deutschland

Ein Stromnetz mit ausreichend Transportkapazitäten ist Voraussetzung

- für einen freien Handel mit Strom in Deutschland und innerhalb der Europäischen Union (europäischer Strombinnenmarkt) sowie einen effizienten Einsatz von Erzeugungskapazitäten im Wettbewerb,
- für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien an ertragreichen Standorten mit wettbewerbsfähigen Erzeugungspreisen,
- für die Überwindung der zunehmenden räumlichen Trennung von Stromerzeugung und –verbrauch, insbesondere durch die Abschaltung der Kernkraftwerke im Süden und den Ausbau der Windenergie im Norden und
- für den regionalen Ausgleich des stark schwankenden Stromangebots aus der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen, vor allem aus Wind und Sonne.

Der Netzausbau ist die Achillesferse der Energiewende. Wenn er sich weiter verzögert, wird

- die Zahl der Eingriffe und die Kosten zur Netzstabilisierung weiter steigen,
- die Sicherheit und Qualität der Versorgung sinken und
- eine einheitliche Preiszone in Deutschland kaum mehr zu rechtfertigen sein - mit der Folge eines Strompreisanstiegs für Haushalte und Unternehmen im Süden.

Der Netzausbau ist die günstigste Option, Versorgungssicherheit und eine Stromerzeugung zu wettbewerbsfähigen Preisen zu gewährleisten.

Der DIHK fordert:

- eine schnellstmögliche Umsetzung der im Energieleitungsausbau- und Bundesbedarfsplangesetz festgelegten neuen und zu verstärkenden Netze und
- den Ausbau grenzüberschreitender Netzinfrastruktur als Beitrag zur Vollendung des Europäischen Energiebinnenmarktes.

Inhaltsverzeichnis

1 WARUM EIN „FAKTENPAPIER AUSBAU DER STROMNETZE“? 2

2 DAS DEUTSCHE STROMNETZ: STATUS QUO UND AUSBAU 4

2.1 Übertragungsnetz 6

2.1.1 Verfahren zur Feststellung des Ausbaubedarfs und dessen Umsetzung im Übertragungsnetz 7

2.1.2 Ausbau- und Verstärkungsbedarf im Übertragungsnetz 13

2.1.3 Transeuropäischer Übertragungsnetzausbau 16

2.2 Verteilnetze 16

3 WACHSENDE ANFORDERUNGEN AN DIE STROMNETZE 19

3.1 Wandel der Erzeugungslandschaft 19

3.2 Liberalisierung des Strommarktes 26

3.3 Europäischer Energiebinnenmarkt 27

4 SYSTEMSICHERHEIT, NETZBETRIEB UND FINANZIERUNG 30

4.1 Versorgungsqualität in Deutschland 31

4.2 Systemdienstleistungen und Netzbetrieb 33

4.3 Netzentgelte 40

4.4 Anreizregulierung 42

5 NOVA-PRINZIP, NETZTECHNOLOGIEN UND -KONZEPTE 45

6 DISKUSSION ALTERNATIVER MAßNAHMEN ZUM NETZAUSBAU 51

6.1 Einrichtung von Preiszonen in Deutschland als Alternative zum Netzausbau? 51

6.2 Lastnahe Erzeugung - Können Gaskraftwerke Netzausbau ersetzen? 52

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 55

1. Warum ein „Faktenpapier Ausbau der Stromnetze“?

Netze sind die physikalische Verbindung zwischen Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern. Für eine Versorgung rund um die Uhr und einen ungehinderten Handel bedarf es eines ausreichend dimensionierten Stromnetzes. Per Gesetz sind die Netzbetreiber für die Systemsicherheit und den dafür notwendigen Netzausbau verantwortlich.

Mit der Energiewende ändern sich die Anforderungen an das Stromnetz grundsätzlich: An die Stelle großer Kraftwerke, die nah der Verbrauchszentren liegen, tritt zunehmend eine dezentrale und kleinteilige Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Deren Ausbau erfolgt vor allem an Standorten, die viel Wind oder viele Sonnenstunden aufweisen und den Anlagenbetreibern damit relativ geringe Erzeugungskosten ermöglichen. Ob der Strom lokal oder regional abgenommen werden kann, spielte bei der Investitionsentscheidung bislang keine Rolle. Eine überregionale Verteilung der Erzeugungsanlagen ermöglicht bei ausreichenden Netzkapazitäten einen gewissen Ausgleich der wetterabhängigen Erzeugung aus Photovoltaik (PV) und Windkraft.

Das Übertragungsnetz wird daher vermehrt genutzt, um regionale Überschüsse aufzunehmen und über weite Strecken in Gebiete mit einem insbesondere aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke zunehmenden Nachfrageüberhang zu transportieren. Die niedrigeren Netzebenen dienten in der Vergangenheit vorrangig dazu, den Strom bis zur Steckdose zu transportieren, während Großkraftwerke auf den höheren Netzebenen einspeisen. Wind- und Solaranlagen sind hingegen fast ausschließlich im Verteilnetz angeschlossen und erhöhen dort den Bedarf an Netzkapazitäten.

Ein zunehmender Transportbedarf ergibt sich auch aus der bereits seit Ende der 90er Jahre umgesetzten Strommarktliberalisierung und dem zunehmend integrierten europäischen Energiebinnenmarkt. Damit Wettbewerb zwischen den Stromanbietern herrschen kann, darf es innerhalb einheitlicher Gebotszonen nicht aufgrund mangelnder Netzkapazitäten zu Handelseinschränkungen kommen. Grenzüberschreitender Netzausbau ermöglicht es darüber hinaus, die Gebotszonen im Europäischen Binnenmarkt zunehmend aneinander zu koppeln und damit den Wettbewerb auf europäischer Ebene zu stärken. Deutschland nimmt dabei eine wichtige Rolle ein, da es aufgrund seiner Lage eine zentrale Drehscheibe im Energiebinnenmarkt Europas ist.

Es gilt also, die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur einschließlich der Grenzkuppelstellen an diese Herausforderungen anzupassen. Dies wird vorwiegend durch verstärkte und neue

Netze erfolgen. Maßnahmen wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Speicher, Nachfragemanagement und der Ausbau von Grenzkuppelstellen können helfen, die Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur zu optimieren und damit Netzausbau zu begrenzen und Systemsicherheit kosteneffizient zu gewährleisten.

Der bislang realisierte und in den nächsten Jahren zu erwartende Ausbau bleibt aber deutlich hinter den Anforderungen zurück. Gerade auf Ebene der Übertragungsnetze mangelt es vielfach an Akzeptanz der Ausbauvorhaben sowohl vor Ort als auch teilweise in der Politik. Daher müssen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute häufig in den Netzbetrieb eingreifen, um eine stabile Stromversorgung aufrecht zu erhalten. Folge sind in erster Linie steigende Kosten zur Absicherung des Netzbetriebs. Auch wenn in Deutschland im europäischen Vergleich nach wie vor eine sehr hohe Versorgungsqualität besteht, erhöht sich damit aber auch das Risiko von Stromausfällen und die Versorgungsqualität (Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistung) leidet. Stromausfälle führen gerade in der Wirtschaft zu hohen Kosten, da sie den Betrieb unterbrechen und Fertigungsanlagen schädigen können.

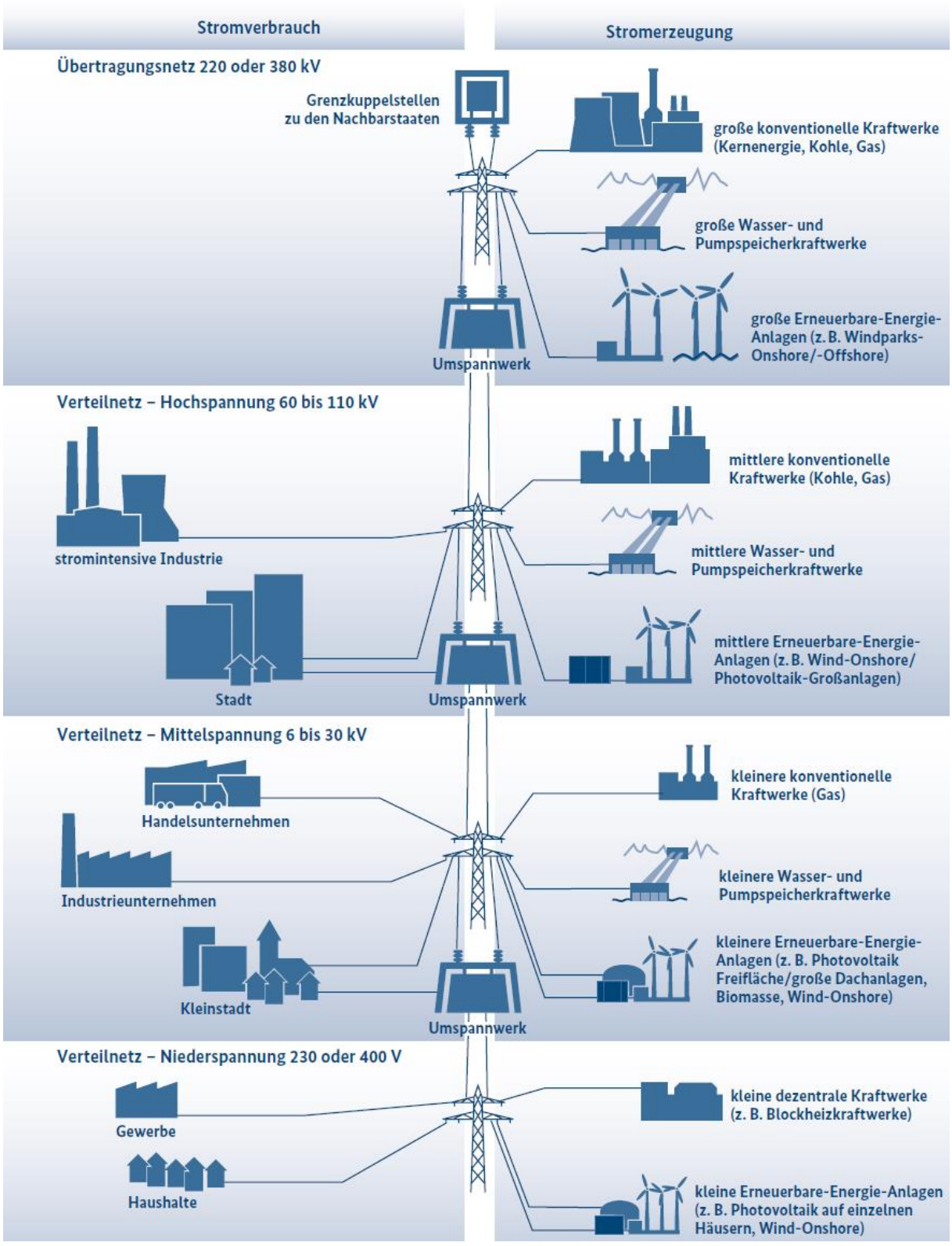
Ziel dieses „Faktenpapiers Stromnetze“ ist es, zu einer objektiv geführten Debatte über den notwendigen Netzausbau beizutragen. Dazu werden die Anforderungen an die Stromnetze, Kosten und Nutzen des Netzausbaus, die Grundlagen der Finanzierung der Netze, die Verfahren zur Bestimmung und Deckung des Ausbaubedarfs sowie Maßnahmen und Technologien zur möglichen Begrenzung des Netzausbaubedarfs beschrieben.

2. Das deutsche Stromnetz: Status quo und Ausbau

Das Stromnetz in Deutschland ist in mehrere Netzebenen mit unterschiedlichen Funktionen eingeteilt (s. Abbildung 1). Das Übertragungsnetz bildet die oberste Netzebene. Dies sind die „Stromautobahnen“, die dem weiträumigen Transport und Ausgleich von Strom innerhalb Deutschlands und mit den Nachbarländern dienen. Das Übertragungsnetz arbeitet mit Höchstspannung von 380 oder 220 kV. Erzeuger wie Kohle- und Kernkraftwerke und große (Offshore-)Windparks sind auf dieser Netzebene angeschlossen. In den Spannungsebenen darunter befinden sich die Verteilnetze. Sie untergliedern sich in Hoch- (110 kV), Mittel- (10-30 kV) und Niederspannung (0,23 oder 0,4 kV). Je niedriger die Spannungsebene, desto kleiner sind die angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Insgesamt ist das Stromnetz in Deutschland rund 1,8 Mio. Kilometer lang, 1,45 Mio. Kilometer davon verlaufen unter der Erde[1]. Im Übertragungsnetz sind in Deutschland, abgesehen von den Netzen zum Anschluss von Offshore-Windparks, derzeit jedoch nur wenige Kilometer verkabelt. Freileitungen sind der Stand der Technik. Für die geplanten Trassenkorridore in der Höchstspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie (HGÜ) wurde Ende 2015 ein Erdkabelvorrang verankert, im März 2017 sind die Genehmigungsverfahren für diese „Hauptschlagadern der Energiewende“ gestartet.

[1] BDEW, Pressemitteilung vom 5. August 2014, http://bdew.de/internet.nsf/id/20140805-pi-strom-netzlaenge-entspricht-45facher-erdumrundung-de

Abbildung 1: Netzebenen des deutschen Stromnetzes



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

2.1 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regelzonen eingeteilt, die durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW betrieben werden (Abbildung 2). Die ÜNB sind im Zuge der Entflechtung von Erzeugung und Übertragungsnetzbetrieb aus den Stromkonzernen hervorgegangen und rechtlich sowie wirtschaftlich unabhängig.[2] Neben Betrieb, Wartung und Weiterentwicklung des Übertragungsnetzes haben die ÜNB auch eine Treuhänderfunktion bei der finanziellen Abwicklung der EEG- und KWK-Umlage sowie weiterer Umlagen.[3]

Abbildung 2: Die vier Regelzonen mit Nord- und Ostsee

Quelle: http://www.netzentwicklungsplan.de.

Derzeit umfasst das Übertragungsnetz in Deutschland etwas mehr als 35.000 km. Aufgrund des Ausbaus vorwiegend dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien[4], dem gleichzeitigen

[2] Entflechtungsauflagen aus dem 3. EU-Binnenmarktpaket, umgesetzt mit der Novellierung des EnWG im November 2010.

[3] Teil 4 Ausgleichsmechanismus §§ 56 ff EEG (2017); weitere Umlagen: Offshore-Haftungsumlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Umlage nach § 18 AbLaV.

[4] Die Erzeugung aus Windkraft und PV ist wetterabhängig und damit (nach oben) nicht regelbar. Das EEG sieht bis 2025 einen Erneuerbaren-Anteil von 40 bis 45 Prozent und bis 2035 einen Anteil von 55 bis 60 Prozent am deutschen Bruttostromverbrauch vor. Dies soll vor allem durch Solarenergie (jährlicher Zubau von 2,5 GW Leistung) und Windenergie (an Land: jährlicher Zubau von 2,8 GW Leistung in den Jahren 2017 bis 2019 und dann 2,9 GW Leistung, auf See: 6,5 GW Leistung bis 2020 und 15 GW bis 2030) erreicht werden.

Rückgang zentraler, regelbarer Erzeugung – bis 2022 überwiegend durch die Abschaltung der Kernkraftwerke – und die seit 1998 in Deutschland umgesetzte Liberalisierung des Strommarktes besteht ein zunehmend höherer weiträumiger Transport- und Ausgleichsbedarf (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2). Dies erfordert den Ausbau des Übertragungsnetzes - soweit keine alternativen Maßnahmen (vgl. Kapitel 0) zur Verfügung stehen oder diese nicht wirtschaftlich sind.

2.1.1 Verfahren zur Feststellung des Ausbaubedarfs und dessen Umsetzung im Übertragungsnetz

Vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 und absehbarer Verzögerungen beim Netzausbau hat die Bundesregierung im Sommer 2011 neue Instrumente zur Netzplanung und Genehmigung beschlossen. Kernelemente sind ein novelliertes Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Damit sind die Verfahren der Bedarfsermittlung bis hin zur Projektierung und Umsetzung für den Übertragungsnetzausbau neu justiert worden. Die Öffentlichkeit wird in allen Stufen der Bedarfsermittlung und der konkreten Trassenplanung beteiligt.

Ende 2015 wurde angesichts der Widerstände gegen den Netzausbau ein Erdkabelvorrang als Planungsgrundsatz für die drei in HGÜ-Technologie geplanten, großen Nord-Südverbindungen beschlossen. Um eine bessere Synchronisation von Erneuerbaren und Netzausbau zu erreichen, wurde im Zuge der Novellierung des EEG Mitte 2016 (EEG 2017) zudem die Ausweisung eines Netzausbaugebietes beschlossen. In diesem Gebiet, das nach der Ausführungsverordnung der Bundesnetzagentur zum EEG vom Februar 2017 die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen und den nördlichen Teil des Landes Niedersachsen[5] umfasst, wird der jährliche Ausbau der Windenergie auf 58 Prozent des durchschnittlichen Ausbaus der Jahre 2013 bis 2015 begrenzt (902 MW).

[5] Landkreise Cuxhaven, Harburg, Lüneburg, Osterholz, Rotenburg (Wümme), Stade, Ammerland, Aurich, Cloppenburg, Emsland, Friesland, Leer, Oldenburg, Vechta, Wesermarsch und Wittmund sowie die kreisfreien Städte Delmenhorst, Emden, Oldenburg und Wilhelmshaven.

Abbildung 3: Überblick Verfahren Übertragungsnetzausbau

Quelle: Bundesnetzagentur (2017) Bedarfsermittlung 2017 - 2030 Zusammenfassung zum Konsultationsstart

Bedarfsermittlung

In einem ersten Schritt wird alle zwei Jahre ein Szenariorahmen erarbeitet. Anhand verschiedener Szenarien werden mögliche Entwicklungen der Erzeugungslandschaft und der Nachfrage abgebildet. Der Szenariorahmen wird im Entwurf durch die ÜNB erstellt. Es folgt eine öffentliche Konsultation und abschließend die Genehmigung des überarbeiteten Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Beiträge aus einer zweiten Konsultationsphase. Der aktuelle im Juni 2016 von der Bundesnetzagentur verabschiedete Szenariorahmen[6] umfasst vier Szenarien für die Zeit bis Ende 2030 bzw. 2035: (1) Ein konservatives Szenario A, in dem 2030 konventionelle Kraftwerke weiterhin einen Großteil des Stroms erzeugen und die Kopplung der Energiesektoren (Strom, Mobilität, Wärme) noch wenig fortgeschritten ist, (2) ein innovatives Szenario C mit starkem Erneuerbarenausbau und hoher Sektorkopplung sowie (3) ein mittleres „Transformationsszenario“ B inkl. (4) einer Variante für das Zieljahr 2035.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens und unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbau, vgl. Kapitel 0) legen die ÜNB dann alle zwei Jahre mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) ihre Berechnungen für den Netzausbaubedarf der kommenden Jahre

[6] Link: https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html

vor. Die Entwürfe werden öffentlich zur Konsultation gestellt. Nach einer anschließenden Überarbeitung wird ein angepasster Entwurf (2. Entwurf) der Bundesnetzagentur zur fachlichen und inhaltlichen Prüfung übermittelt. Nach einer ersten Bewertung konsultiert die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit noch einmal zu den Netzentwicklungsplänen gemeinsam mit einem Umweltbericht. Der Umweltbericht beruht auf einer strategischen Umweltprüfung (SUP) und stellt die möglichen erheblichen Auswirkungen auf Mensch und Natur dar.

Der durch die Bundesnetzagentur abschließend bestätigte Netzentwicklungsplan bildet zusammen mit dem Umweltbericht den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Der Bundesbedarfsplan enthält eine Liste der vorrangig benötigten Leitungsvorhaben. Spätestens alle vier Jahre bekommt die Bundesregierung einen solchen Entwurf vorgelegt. Sie startet einen Gesetzgebungsprozess, an dessen Ende die Notwendigkeit der vorrangigen Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) gesetzlich festgestellt ist.

Umsetzung

Das BBPlG bestätigt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bestimmter Vorhaben zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes. Festgelegt sind nur Anfangs- und Endpunkte der künftigen Höchstspannungsleitungen, die sogenannten Netzverknüpfungspunkte.

Betrifft ein Vorhaben nur ein Bundesland, liegt die Zuständigkeit für das Genehmigungsverfahren in der Verantwortlichkeit der jeweils zuständigen Landesbehörde. In diesem Fall kann ein *Raumordnungsverfahren* (ROV) durchgeführt werden. Dabei prüft die zuständige Landesbehörde, ob das Vorhaben den Zielen der allgemeinen Raumnutzung und der Landesplanung entspricht.[7] Unter die Raumnutzung fallen u. a. die Nutzung als Siedlungsfläche, als Industriegebiet oder als Flugplatz und die Berücksichtigung von Naturschutz- und Wasserschutzgebieten. Alle Träger öffentlicher Belange (Städte und Gemeinden, Fachbehörden, anerkannte Verbände und Vereine, Industrie- und Handelskammern) werden in das Verfahren einbezogen. Geprüft werden technische Alternativen und räumliche Varianten. In einem Erörterungstermin werden die vorgetragenen Anregungen und Bedenken von der Behörde mit den Trägern der öffentlichen Belange diskutiert und die Argumente gegeneinander abgewogen. Das Verfahren endet mit der landesplanerischen Feststellung, einer gutachterlichen Empfehlung der Behörde für einen konkreten Trassenkorridor. Das Raumordnungsverfahren hat keine

[7] Das Raumordnungsverfahren, das dem Planfeststellungsverfahren vorgelagert ist, ist nicht in allen Bundesländern verpflichtend.

unmittelbare Rechtswirkung nach außen und ist nicht verwaltungsgerichtlich anfechtbar, ist aber im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren zu berücksichtigen.

Wenn die geplante Leitung Staats- oder Ländergrenzen überquert, greift nach dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) das Instrument der *Bundesfachplanung*. In diesem Fall bewertet und genehmigt die Bundesnetzagentur den geplanten Verlauf des Korridors. Ausgangspunkt des Verfahrens ist ein Antrag auf Bundesfachplanung durch mindestens einen ÜNB.[8] Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die vollständigen Antragsunterlagen auf ihrer Internetseite. Darauf folgt eine öffentliche Antragskonferenz, um Informationen zur Umwelt- und Raumverträglichkeit des im Antrag vorgeschlagenen Korridors und zu möglichen Alternativen zu sammeln und zu erörtern.

Abbildung 4: Verfahrensschritte bei der Bundesfachplanung

Quelle: Vereinfachte Darstellung nach Bundesnetzagentur, Broschüre „Netzausbau Bundesfachplanung“

Beteiligen können sich betroffene Gemeinden, Behörden, Verbände und Bürger. Es folgt eine weitere strategische Umweltprüfung - nun für den konkreten Trassenkorridor. Die Ergebnisse werden in einem vorhabenbezogenen Umweltbericht zusammengefasst und gemeinsam mit allen Antragsunterlagen öffentlich zur Konsultation gestellt. Die Bundesnetzagentur prüft die eingegangenen Stellungnahmen und führt mit den Einwendern, Behörden, Vereinigungen und dem Vorhabenträger einen Erörterungstermin durch. Unter Abwägung technischer und ökonomischer Faktoren einerseits und den Folgen für Mensch und Natur andererseits entscheidet die Bundesnetzagentur über den konkreten Trassenkorridor.

[8] Der aktuelle Verfahrensstand der einzelnen Vorhaben zum Übertragungsnetzausbau ist unter https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html abzurufen.

Die im Raumordnungsverfahren und in der Bundesfachplanung festgelegten Trassenkorridore sind etwa 500 bis 5.000 Meter breit.[9] Der genaue Verlauf der Trasse entscheidet sich erst im *Planfeststellungsverfahren* (PFV). Dafür ist bei den Leitungsbauvorhaben, die unter die Bundesfachplanung fallen, ebenfalls die Bundesnetzagentur zuständig. Die ÜNB müssen zunächst für jeden Korridor mehrere alternative Leitungsverläufe betrachten. Auch diese Vorschläge werden öffentlich (Antragskonferenz, Anhörung, Erörterungstermin) diskutiert und auf ihre Umweltverträglichkeit geprüft. Am Ende steht ein Planfeststellungsbeschluss mit den Trassenverläufen, die die geringsten Belastungen für Mensch und Umwelt versprechen.

Neben den nach EnLAG und BBPlG (siehe Kapitel 0) vorgesehene Erdkabelpilotprojekte wurde 2015 ein *Erdkabelvorrang* als Planungsgrundsatz für die drei in HGÜ-Technologie geplanten, großen Nord-Südverbindungen (SuedLink, SuedostLink und den nördlichen Abschnitt von Korridor A) eingeführt (§ 6 NABEG). Freileitungen können danach nur dann zur Anwendung kommen, wenn naturschutzrechtliche Gründe gegen eine Erdverkabelung sprechen (§ 44 Abs. 1 sowie § 34 Absatz 2 Bundesnaturschutzgesetzes), wenn die Trassenführung in unmittelbarer Nähe oder auf einer bereits zugelassenen Hoch- oder Höchstspannungsfreileitung erfolgt und sie keine zusätzlichen erheblichen Umweltauswirkungen hat oder wenn Gebietskörperschaften aufgrund örtlicher Belange eine Prüfung des Einsatzes einer Freileitung verlangen. Die Trassen sollen zudem so gradlinig laufen wie möglich. Ziel ist es, den Untersuchungsraum zur Trassenfindung zu verkleinern und darüber Planungs- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen.[10]

Ziel ist es, *Auswirkungen von Stromtrassen auf Umwelt* und Landschaft möglichst gering zu halten. Dies kann beispielsweise durch Bündelung von Infrastruktur erfolgen. Wenn möglich werden Netzausbaumaßnahmen parallel zu Autobahnen oder Schienen geführt oder Leitungen unterschiedlicher Spannungsebenen auf einen Mast gelegt.[11] Besondere Berücksichtigung finden „Natura 2000“-Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparks und nationale

[9] Die Unterschiede ergeben sich zum Teil aus dem Landesrecht.

[10] Zur Berücksichtigung des Erdkabelvorrangs in den Planungsprämissen in der Bundesfachplanung hat die BNetzA im April 2017 ein überarbeitetes Positionspapiers zur Erdkabel-Methodik veröffentlicht, Link: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Termine/DE/Konsultationen/2017/170116_Konsultation_8er-Positionspapier_EK.html?nn=397028

[11] Ein Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur zur Nutzung von Bahntrassen beim Netzausbau (2012) kommt allerdings zu dem Schluss, dass z. B. Bahntrassen nur begrenzt nutzbar sind. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/120702_GutachtenBahnstromtrassen.html?nn=65116

Monumente. In diesen Gebieten können Ausbaumaßnahmen nur unter besonderen Voraussetzungen genehmigt werden.[12]

Beim Betrieb von Stromnetzen, insbesondere von Höchst- und Hochspannungsnetzen, entstehen *elektromagnetische Felder*, denen der Mensch ausgesetzt sein kann. Während die elektrische Komponente relativ leicht abgeschirmt werden kann, kann das magnetische Feld Nerven- und Muskelzellen im menschlichen Körper anregen. Um negative Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit zu verhindern, sind in der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung auf Grundlage nachgewiesener gesundheitlicher Risiken Immissionsgrenzwerte festgesetzt, die beim Bau und Betrieb der Stromnetze zu beachten sind.[13] Um offene Fragen möglicher gesundheitlicher Wirkungen unterhalb der bestehenden Grenzwerte zu klären, wurde 2017 beim Bundesamt für Strahlenschutz das Forschungsprogramm „Strahlenschutz beim Stromnetzausbau“ eingerichtet. Ziel ist es, Untersicherheiten in der Risikobewertung zu verringern.

Exkurs: „Potenziale der Öffentlichkeitsbeteiligung beim Netzausbau“

Formelle Beteiligungsverfahren sind in den Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau des Übertragungsnetzes mittlerweile fest verankert. Zunehmend werden aber auch informelle Beteiligungsmöglichkeiten und -angebote zu einem integralen Bestandteil der Projektplanungen.

Diese informellen Beteiligungsangebote sind zunächst ein freiwilliges Angebot der Übertragungsnetzbetreiber und somit unverbindlich, d.h. es gibt keine Vorschriften, wie mit Einwendungen und/oder Anregungen umzugehen ist. In der Regel stellen die ÜNB vor Beginn der formellen Planungs- und Genehmigungsverfahren ihre vorläufigen Planungen öffentlich vor, sammeln Hinweise und Einwände von betroffenen Bürgerinnen und Bürgern, aber auch von Vertreterinnen und Vertretern der Kommunen und Landkreise und anderen Trägern öffentlicher Belange wie auch von Umweltverbänden. Durch die Expertise der Menschen vor Ort bekommen die ÜNB Hinweise, die in den Planungsgrundlagen zu diesem frühen Zeitpunkt so noch nicht zu erkennen gewesen wären. Die ÜNB weisen deshalb darauf hin, dass die Projektplanungen aufgrund der Eingaben aus der frühen Öffentlichkeitsbeteiligung vielfach verbessert werden konnten.

[12] vgl. Tagungsband “Den Netzausbau natur- und umweltverträglich gestalten!”, Berlin, 21. März 2013, Link: http://bmu.baumgroup.de/Down.asp?Name={ERSFLPUNFM-1172014133931-UBIEBNIDGU}.pdf.

[13] Weitere Informationen bietet z. B. Bundesamt für Strahlenschutz (http://www.bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/netzausbau_node.html) und das Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (www.femu.de).

Da die Gestaltungsmöglichkeiten im Verlauf der formellen Planungs- und Genehmigungsprozesse abnehmen, kann gerade die frühe Öffentlichkeitsbeteiligung zu einer größeren Akzeptanz der Vorhaben und insbesondere zu mehr Glaubwürdigkeit und Vertrauen in die ÜNB beitragen. Dafür müssen die ÜNB öffentlich klar darlegen, inwieweit die unterschiedlichen Anregungen und Hinweise in die Ausarbeitung der weiteren Vorhabenplanung eingeflossen sind und möglicherweise sogar zu neuen Lösungs- und Gestaltungsansätzen geführt haben. Um falschen Erwartungen vorzubeugen, muss der Übergang zwischen dem informellen Beteiligungsangebot und dem formellen – mit klaren Fristen und Pflichten, aber auch Festlegungen und Einschränkungen versehenen – Beteiligungsverfahren ebenso transparent wie deutlich kommuniziert werden.

Bürgerbeteiligung ist nicht voraussetzungslos

Gerade bei einem komplexen Thema wie dem Ausbau des Stromnetzes sind neben technischen, ökologischen und geographischen Aspekten je nach Vorhaben auch unterschiedliche planungsrechtliche Vorgaben zu berücksichtigen. Die ökonomische und insbesondere die energiewirtschaftliche Dimension sind für Einzelne oft nur schwer zu überblicken. Neben einem offen und transparent gestaltetem Prozess sind also nicht nur die möglichst frühzeitige Bereitstellung von Informationen, sondern auch deren bürgernahe Vermittlung wichtige Erfolgsfaktoren für die Öffentlichkeitsbeteiligung.

Darüber hinaus setzt Bürgerbeteiligung auch ein Verständnis für die Positionen und Interessen anderer Akteure voraus. Um dieses zu vermitteln, braucht es eine Plattform, auf der ein breiter Austausch zwischen Bürgerinnen und Bürgern, engagierten Initiativen, Verbänden und Interessensgruppen, den politisch Verantwortlichen, den zuständigen Genehmigungsbehörden, Fachleuten sowie den Vorhabenträgern möglich ist. Die Bereitstellung dieser Plattform ist Rolle und Aufgabe des Bürgerdialog Stromnetz.

(Quelle: Bürgerdialog Stromnetz 2017)

2.1.2 Ausbau- und Verstärkungsbedarf im Übertragungsnetz

Die aktuellen Verfahrensstände für die Bedarfsermittlung im Übertragungsnetz und die Fortschritte der einzelnen Ausbau- und Verstärkungsmaßnamen veröffentlicht die Bundesnetzagentur unter www.netzausbau.de.

Energieleitungsausbaugesetz

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde bereits 2009 der vordringliche Ausbaubedarf im Übertragungsnetz gesetzlich festgeschrieben. Das EnLAG umfasst 22 Ausbauvorhaben (ursprünglich 24) mit rund 1.800 km Gesamtlänge, die bis 2015 hätten umgesetzt sein sollen. Die EnLAG-Projekte verlaufen meist in Nord-Süd-Richtung. Das zeigt, dass bereits 2009 mit der Verabschiedung des Gesetzes die verstärkte Transportaufgabe in diese Richtung absehbar war.

Bisher sind 950 km genehmigt und rund 700 km fertiggestellt worden (Stand: 2. Quartal 2017). Bis Ende 2017 rechnen die ÜNB aufgrund von Verzögerungen bei den Planungs- und Genehmigungsverfahren mit einer Fertigstellung von nur 45 Prozent des ermittelten Ausbaubedarfs. Zu den abgeschlossenen Vorhaben gehört auch die viel diskutierte und mehrfach vor den Verwaltungsgerichten beklagte Thüringer Strombrücke von Lauchstädt in Sachsen-Anhalt nach Redwitz in Bayern (Südwest-Kuppelleitung), die im September 2017 vollständig in Betrieb gegangen ist. Das Vorhaben ist von Bedeutung, weil darüber das seit 2015 abgeschaltete AKW Grafenrheinfeld kompensiert wird. Das Investitionsvolumen der EnLAG-Vorhaben wird auf 5 Mrd. Euro geschätzt. Sechs der EnLAG-Vorhaben sind als Pilotprojekte für Erdkabel ausgewiesen. Für das erste umgesetzte Erdkabelpilotprojekt in Raesfeld läuft aktuell der Testbetrieb.

Bundesbedarfsplangesetz

Mit der Novellierung des EnWG 2011 wurde ein neues, mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs festgelegt (vgl. Kapitel 2.1.1). Der erste Durchgang nach diesem Verfahren begann 2011 und endete im Juli 2013 mit Inkrafttreten des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG). Seit 2013 wird in einem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) auch der Netzausbaubedarf für die Anbindung der Windkraftanlagen auf See bestimmt. Beim NEP werden die EnLAG-Vorhaben bereits als umgesetzt vorausgesetzt, sie bilden mit den bestehenden Übertragungsnetzen das sogenannte Startnetz.

Im September 2015 bestätigte die Bundesnetzagentur den weiterentwickelten Netzentwicklungsplan (NEP 2024). Der aktuellste Offshore-Netzentwicklungsplan ist der im November

2016 verabschiedete O-NEP 2025.[14] Das Verfahren zur Festlegung des Ausbaubedarfs bis 2030 wird voraussichtlich bis Ende 2017 abgeschlossen.

Von 92 ursprünglich von den ÜNB für den NEP 2024 vorgeschlagenen Einzelvorhaben sind 63 von der Bundesnetzagentur als für den sicheren Netzbetrieb in den kommenden zehn Jahren zwingend erforderlich anerkannt worden. Vier Projekte sind als Pilotprojekte zur Erdverkabelung im Drehstrombereich gekennzeichnet. Der überwiegende Teil der Maßnahmen war bereits in den NEP der Vorjahre enthalten. In Summe sind Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in Bestandstrassen auf einer Länge von rund 3.050 Kilometern vorgesehen. Hinzu kommen 2.850 Kilometer an Neubautrassen. Dahinter steht ein Investitionsvolumen von etwa 18 Mrd. Euro bis 2024. 450 km sind bislang genehmigt und davon 150 km realisiert worden.

Kern der Ausbauvorhaben sind drei Trassenkorridore (A: Ultranet, C: SuedLink und D: SuedostLink), die die relativ verlustarme Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ, vgl. Kapitel 0) nutzen, um große Leistungen ohne große Verluste von Nord- nach Süddeutschland zu übertragen („Hauptschlagadern der Energiewende“). Im März 2017 haben Tennet, 50Hertz und TransnetBW Vorschlagskorridore zum SuedLink und SuedOstLink als Erdkabel vorgestellt und Anträge zur Bundesfachplanung eingereicht.[15] Von Mai bis Juli 2017 führte die BNetzA zu den einzelnen Bauabschnitte Antragskonferenzen durch. Auf Grundlage der Konferenzergebnisse legt die Bundesnetzagentur den Untersuchungsrahmen fest, in denen Vorgaben für die Erstellung der erforderlichen Unterlagen (Raumverträglichkeitsstudie und Strategische Umweltprüfung) definiert werden. Die Genehmigungsverfahren für SuedLink und SuedOstLink sollen bis Ende 2018 abgeschlossen sein. Nach aktuellem Planungsstand sollen die Trassen dann bis 2025 fertiggestellt sein. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit Zusatzkosten für die Erdverkabelung von rund 9 bis 11 Mrd. Euro.

Im Bereich Offshore sind mit dem O-NEP 2015 vier Vorhaben in der Nordsee und drei Vorhaben in der Ostsee bestätigt worden. Das Investitionsvolumen für die Offshore-Anbindungen wird auf 15 Mrd. Euro geschätzt.

[14] Aufgrund der grundlegenden Reform des EEG 2017 wurde auf die Erstellung eines NEP 2025 verzichtet.

[15] Das HGÜ-Vorhaben Ultranet, das ist der südliche Abschnitt des Korridors A, soll als Hybrid-Freileitung auf Bestandstrassen geführt werden. Der nördliche Abschnitt des Korridors A (A-Nord) wird als Erdkabel ausgeführt werden, wegen des späteren Fertigstellungstermins wurde aber noch kein Antrag auf Bundesfachplanung gestellt.

2.1.3 Transeuropäischer Übertragungsnetzausbau

Die Europäische Union verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Erstellung von nationalen Netzentwicklungsplänen, in Deutschlang NEP und O-NEP. Diese werden alle zwei Jahre durch einen europäischen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan ergänzt (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP), den das Europäische Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E) entsprechend der Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und unter Beteiligung der Öffentlichkeit erarbeitet.[16]

Im TYNDP 2016 werden die notwendigen Investitionen in den transeuropäischen Übertragungsnetzausbau in der EU mit 150 Milliarden Euro veranschlagt. Dahinter stehen rund 100 zu behebende Engpässe im europäischen Übertragungsnetz (Vorhaben von gemeinsamen Interesse – PCI). 21 der PCIs haben einen direkten Bezug zu Deutschland, ein Großteil ist auch im BBPlG bzw. EnLAG enthalten. Größte Herausforderung ist die Anbindung von vier „Strominseln“: den baltischen Staaten, Spanien mit Portugal, Großbritannien mit Irland sowie Italien. Zudem soll die Kapazität der Grenzkuppelstellen, also den Verbindungsknoten zwischen den nationalen Übertragungsnetzen, bis 2030 verdoppelt werden.

Wesentliche Annahme des TYNDP ist der Wechsel der Erzeugung hin zu erneuerbaren Energien. Gleichzeitig wird die durch den Netzausbau ermöglichte Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes nach Schätzung von ENTSO-E zu einer Senkung der Stromgestehungskosten um 1,5 bis 5 Euro pro MWh führen.

2.2 Verteilnetze

Der Betrieb der Netze unterhalb der Höchstspannungsebene ist Aufgabe der Verteilnetzbetreiber. In Deutschland gibt es 887 Verteilnetzbetreiber (Stand: November 2016). Derzeit umfasst das Verteilnetz auf Hochspannungsebene (110 kV) 66.000 km, auf Mittelspannungsebene (1 bis 52 kV; meistens mit 10 kV, 20 kV oder 30 kV betrieben) 505.000 km und auf Niederspannungsebene (400 V / 230 V) 1.150.000 km. Je niedriger die Nennspannung, umso höher ist der Anteil der Erdverkabelung. In der Niederspannungsebene liegt er bei 87 Prozent. Die Verbindung der einzelnen Leitungen an Netzknotenpunkten erfolgt in Schaltanlagen. Um unterschiedliche Spannungsebenen miteinander zu verbinden, werden Transformatoren eingesetzt.

[16] Verordnung (EU) Nr. 347/2013 vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009.

Auch die Stromverteilnetze müssen deutlich ausgebaut werden. Der wesentliche Treiber ist der Ausbau der dezentral erzeugten erneuerbaren Energien. Diese sind fast ausschließlich (98 Prozent) im Verteilnetz angeschlossen (vgl. Kapitel 3.1). Immer wenn der vor Ort erzeugte Strom die Last vor Ort übersteigt kommt es zu Lastflüssen von niedrigeren auf höhere Netzebenen. Die Stromverteilnetze sind bislang zum Teil nicht ausreichend dafür ausgelegt, hohe Einspeisungen aus Solar- und Windkraftanlagen aufzunehmen und regional überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien an die darüber liegende Netzebene abzugeben. Denn in der Vergangenheit bestand die Aufgabe der Verteilnetze darin, den Strom lediglich von den höheren Netzebenen an die Stromkunden zu verteilen. Die Netzdimensionierung erfolgte entsprechend entlang der maximal zu erwartenden Nachfrage.

Anders als beim Ausbau des Übertragungsnetzes existiert kein allgemein gültiges Verfahren zur Bestimmung des Ausbaubedarfs im Verteilnetz. Die Netzausbauplanung erfolgt vielmehr anhand der regionalen Bedingungen und Anforderungen (Abnehmer, Lastprofile, installierte Erzeugungsleistung etc.) eigenverantwortlich durch den zuständigen Netzbetreiber in dem durch die Anreizregulierung gesetzten Rahmen (Kapitel 4.4). Zum Gesamtausbaubedarf im Verteilnetz haben u. a. das Bundeswirtschafts- und Energieministerium (BMWi), die Deutsche Energie-Agentur (dena) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Studien vorgelegt. Danach ergeben sich je nach dem gewählten Szenario für die künftige Erzeugungs- und Nachfragestruktur ein notwendiger Ausbau der Verteilnetze zwischen 130.000 bis 380.000 km (vgl. Tabelle 1).

Der Investitionsbedarf bis 2032 liegt nach der im Auftrag des BMWi durchgeführten Studie zwischen 23 Milliarden und 49 Milliarden Euro, knapp 70 Prozent davon in den Jahren bis 2022. Insbesondere die Geschwindigkeit des PV-Ausbaus prägt danach den Bedarf an neuen Verteilnetzen. Ein Ergebnis der Studie ist aber auch, dass mit innovativen Planungskonzepten und intelligenten Technologien der notwendige Netzausbau reduziert werden kann: Unter Berücksichtigung des Einspeisemanagements (Abregelung von bis zu 3 Prozent der eingespeisten Jahresenergie je EE-Anlage) in der Netzplanung und den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren könnten die jährlichen Zusatzkosten für den Netzausbau um bis zu 20 Prozent gesenkt werden (vgl. Kapitel 0).[17]

[17] „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014.

Tabelle 1: Netzausbaubedarf im Verteilnetz nach Netzebenen in km

Studie	Jahr	Hoch-spannung	Mittel-spannung	Nieder-spannung	Gesamt	Bezugs-jahr
BMWi-Verteilernetzstudie[18] (EEG 2014)	2014	10.820	70.104	50.393	131.317	2032
BMWi-Verteilernetzstudie (NEP 2013, B)	2014	12.760	58.552	73.852	165.885	2032
BMWi-Verteilernetzstudie (Bundesländer)	2014	22.391	138.436	118.488	279.315	2032
dena-Verteilnetzstudie[19] (NEP 2011, B)	2012	35.610	72.051	51.563	159.224	2030
dena-Verteilnetzstudie (Bundesländerszenario)	2012	39.544	117.227	57.229	214.000	2030
BDEW[20] (Energiekonzept 2020)	2011	350	55.000	140.000	195.350	2020
BDEW (BMU Leitszenario 2020)	2011	650	140.000	240.000	380.650	2020

Quelle: eigene Darstellung

[18] Vgl. Fußnote 17.

[19] „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030“, 11. Dezember 2012.

[20] „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020“, Studie im Auftrag des BDEW, 22. März 2011.

3. Wachsende Anforderungen an die Stromnetze

Der Strommarkt in Deutschland durchläuft einen grundsätzlichen Wandel: Die Liberalisierung, die Kopplung mit den Nachbarländern auf dem Weg zu einem vollständig integrierten europäischen Energie- bzw. Strombinnenmarkt, sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Abschaltung der Kernkraftwerke. Dazu kommen Faktoren wie der demographische Wandel und die Veränderung der regionalen Wirtschaftsstruktur. Diese Entwicklungen erfordern im Ergebnis, dass die Transportkapazitäten im deutschen Stromnetz erhöht werden. Nur wenn das Stromnetz mit den neuen Anforderungen wächst, können die hohe Systemsicherheit in Deutschland auch in Zukunft gewährleistet und die mit der Liberalisierung verbundenen Effizienzvorteile gehoben werden. Die vorhandenen Netzengpässe haben dazu geführt, dass die Kosten zur Netzstabilisierung mit Hilfe von Redispatch und Einspeisemanagement (vgl. Kapitel 4.2) von 270 Mio. Euro in 2014 auf knapp eine Mrd. Euro in 2015 gestiegen sind. 2016 lagen die Kosten bei rund 770 Mio. Euro. Der Umfang erforderlicher Systemstabilisierungsmaßnahmen schwankt von Jahr zu Jahr insbesondere in Abhängigkeit vom Wetter. Solange die strukturellen Netzengpässe nicht behoben sind, werden die Kosten dafür auf hohem Niveau verbleiben.

Infolge der nicht ausreichenden Übertragungsnetzkapazitäten in und zwischen Deutschland, Österreich, Polen und Tschechien haben sich Deutschland und Österreich nach langen Diskussionen auf die Auflösung der seit 2002 bestehenden gemeinsamen deutsch-österreichischen Strompreiszone geeinigt. Zum 1. Oktober 2018 wird ein Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich eingeführt, der Stromfluss auf 4,9 GW Leistung beschränkt.[21] Die Beschränkung wird den Stromexport nach Österreich reduzieren und damit auch die vorhandenen innerdeutschen Netzengpässe entlasten. Sollte sich der innerdeutsche Ausbau der Stromnetze weiter verzögern und damit dauerhaft strukturelle Netzengpässe bestehen, droht darüber hinaus die Aufspaltung Deutschlands in zwei oder mehr Preiszonen. Dies würde zu höheren Strompreisen in Süddeutschland führen.

3.1 Wandel der Erzeugungslandschaft

Deutschland weist einen breiten Erzeugungsmix auf: Erneuerbare Energien, Braunkohle, Steinkohle, Kernkraft und Gas haben signifikante Anteile an der Versorgung von Wirtschaft

[21] Pressemeldung der Bundesnetzagentur vom 15.05.2017, Link: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_DE_AU.html.

und privaten Haushalten mit Elektrizität.[22] In der Vergangenheit orientierte sich die Stromerzeugungslandschaft vorwiegend an zwei Kriterien: Der Verfügbarkeit von Energierohstoffen (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) und der Nähe zu den Stromnachfragern. Erstes Kriterium zeigt sich exemplarisch an den großen Braunkohlekraftwerken in der Lausitz, einem Gebiet mit geringer Besiedlung und Industriedichte und damit niedriger Stromnachfrage. Umgekehrt konzentrieren sich viele Kraftwerke im Rhein-Main-Gebiet mit seiner starken industriellen Struktur, obwohl vor Ort kaum Energierohstoffe gefördert werden können. Letzteres gilt für Süddeutschland generell, daher wurde die Mehrzahl der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen errichtet. Sie dienten also auch dem Ausgleich geologischer Nachteile.

Tabelle 2: In Betrieb befindliche Atomkraftwerke in Deutschland

Name	Bundesland	Abschaltdatum	Leistung
Gundremmingen B	Bayern	2017	1.344 MW
Philippsburg Block 2	Baden-Württemberg	2019	1.468 MW
Brokdorf	Schleswig-Holstein	2021	1.480 MW
Grohnde	Niedersachsen	2021	1.430 MW
Gundremmingen C	Bayern	2021	1.344 MW
Emsland	Niedersachsen	2022	1.400 MW
Isar II	Bayern	2022	1.485 MW
Neckarwestheim II	Baden-Württemberg	2022	1.400 MW

Quelle: eigene Darstellung.

Die zwei wesentlichen Säulen der Energiewende im Stromsektor sind - neben Effizienz/Einsparung - der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und der Ausbau erneuerbarer Energien. Damit einher geht eine Dezentralisierung der Erzeugung. Mitte 2016 waren in Deutschland PV-Anlagen mit einer Leistung von 39 GW und Windkraftanlagen mit einer Leistung von 43,5 GW an Land und 3,6 GW auf See am Netz angeschlossen.

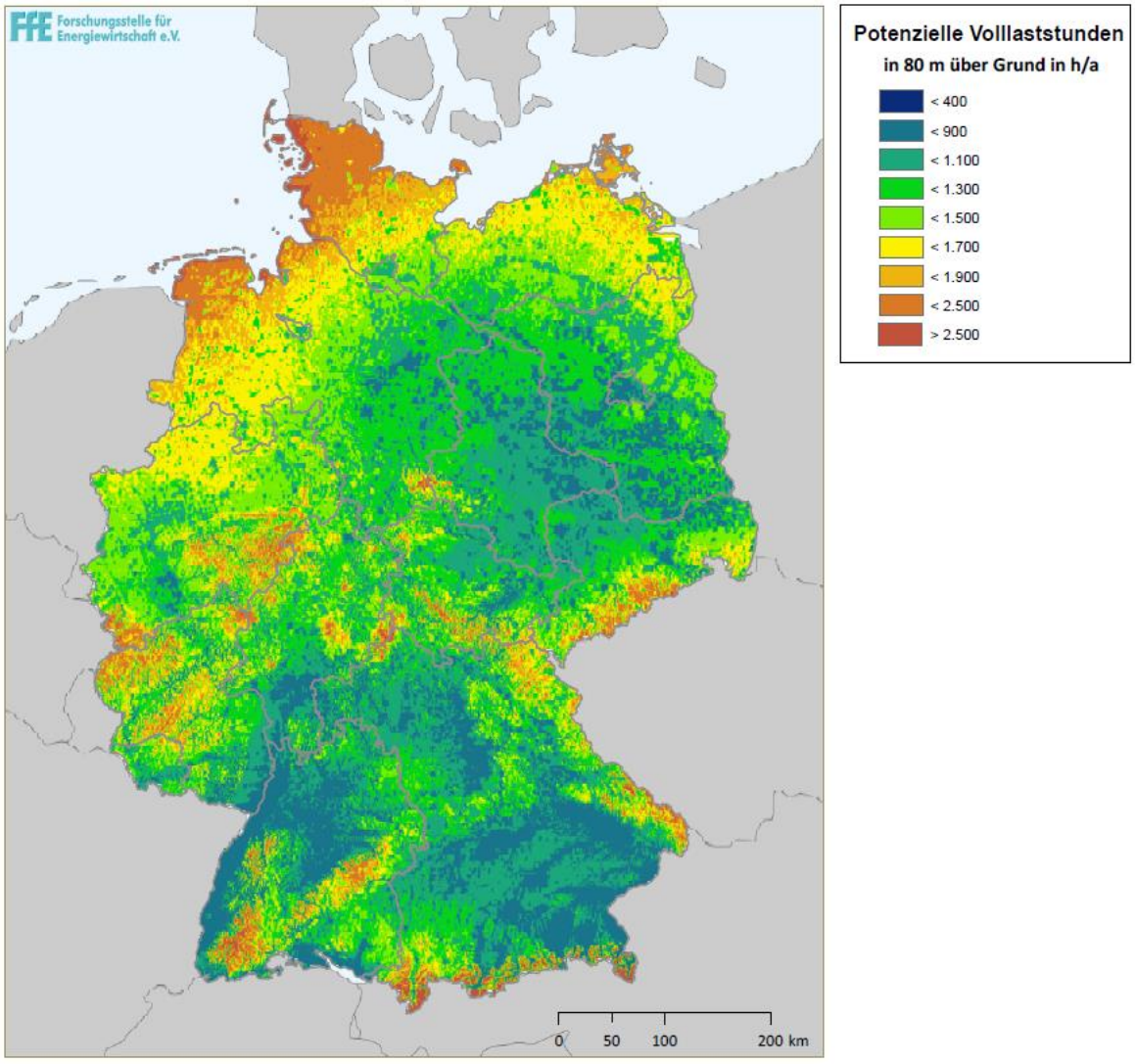
[22] Eine Übersicht über den aktuellen Kraftwerkspark in Deutschland ist verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Die süddeutschen Bundesländer und damit auch die auf eine stabile Stromversorgung angewiesenen süddeutschen Unternehmen sind vom Ausstieg aus der Kernenergie stark betroffen. Von den acht mit dem Moratorium im März 2011 abgeschalteten Blöcken stehen fünf südlich des Mains. Von den verbleibenden acht Reaktoren befinden sich fünf in Baden-Württemberg und Bayern. Bis 2022 fällt also ein signifikanter Teil der Erzeugungsleistung in diesen Bundesländern weg. Darüber hinaus wird für Süddeutschland bis 2019 die Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 2,3 GW erwartet (im Saldo unter Berücksichtigung von Neubauten). Der Ausbau erneuerbarer Energien in diesen beiden Bundesländern wird den Wegfall an Leistung nicht vollständig und insbesondere nicht zu jeder Zeit kompensieren können. Vielmehr ist zu erwarten, dass sich die Stromerzeugung aufgrund regional unterschiedlicher Stromgestehungskosten in den kommenden Jahren weiter nach Nordosten verschiebt und damit weg von den Ballungszentren im Süden und Westen.

Denn der Zubau an Windkraft findet vorwiegend in Nord- und Ostdeutschland statt. Hintergrund sind die günstigere Erzeugung aufgrund besserer Windstandorte (vgl. Abbildung 5) und die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen.[23] Im ersten Halbjahr 2016 erfolgte allein in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mehr als 40 Prozent des Windausbaus. Mit dem von der Bundesregierung angestrebten Ausbau von Offshore auf 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 wird dieser Trend fortgeführt. Andererseits wird der Zubau von Windkraftanlagen an Land durch die Ausweisung eines Netzausbaugebietes in Norddeutschland in den kommenden Jahren gedeckelt (vgl. Kapitel 2.1.1), um den Zubau von Windkraftanlagen und der Stromnetze besser zu synchronisieren.

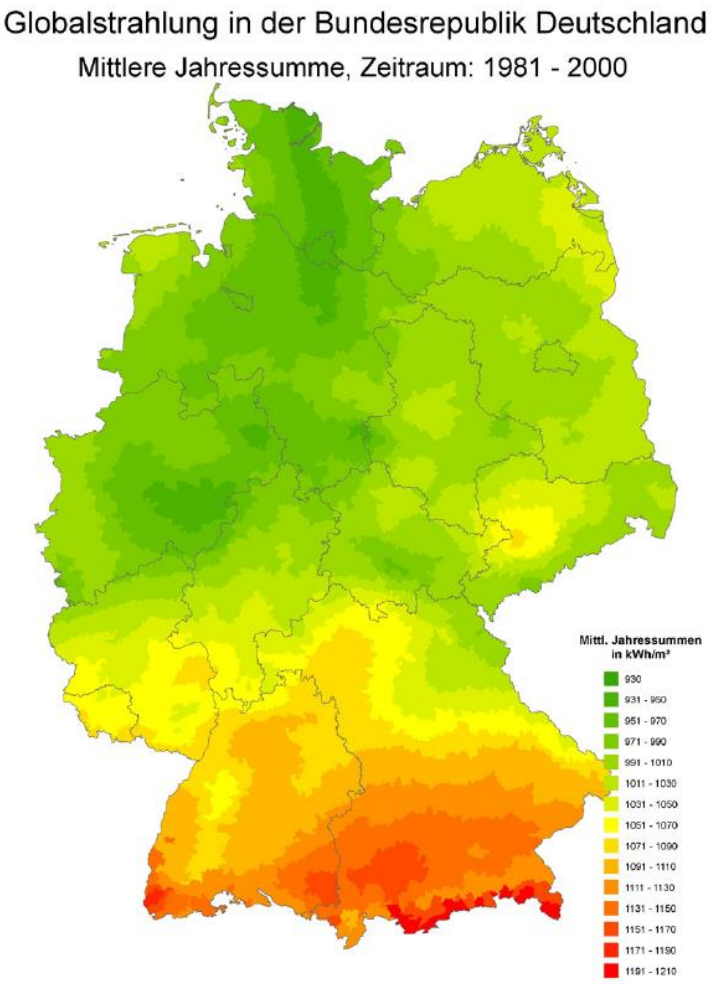
[23] BMWi (2015) Marktanalyse Windenergie an Land, Link: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-windenergie-an-land.pdf.

Abbildung 5: Potenzielle Volllaststunden in 80 m über Grund für Enercon E82 E2



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Abbildung 6: Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung



Quelle: DWD (2004)

In Süddeutschland sind unter den erneuerbaren Energien Wasserkraft, Biomasse und PV stark vertreten. Für PV bestehen im Süden aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung bessere Standortbedingungen (vgl. Abbildung 6).

Gleichzeitig spielt die Verfügbarkeit von Standorten eine ganz wesentliche Rolle für die Verteilung des Ausbaus. So sind im Fall der ersten sechs Ausschreibungen von PV-Flächenanlagen im Vergleich der Bundesländer die meisten Zuschläge nach Brandenburg gegangen, gefolgt von Bayern.[24] Hintergrund ist die eingeschränkte Flächenkulisse (nur 110-Meter Randstreifen an Autobahnen und Schienenwegen, Konversionsflächen, Ackerflächen

[24] Auswertungen der beendeten Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen stehen auf der Internetseite der BNetzA zur Verfügung. Link: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Beendete_Ausschreibungen_node.html.

auf benachteiligten Gebieten, versiegelte Flächen) bei den Ausschreibungen. Weiterhin kann PV mit durchschnittlich rund 900 Jahresvolllaststunden und der auf den Tag beschränkten Erzeugung für sich genommen keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Der Ausbau der Wasserkraft wiederum ist angesichts der rechtlichen Rahmenbedingungen im Kern auf Modernisierung und Erweiterung beschränkt.

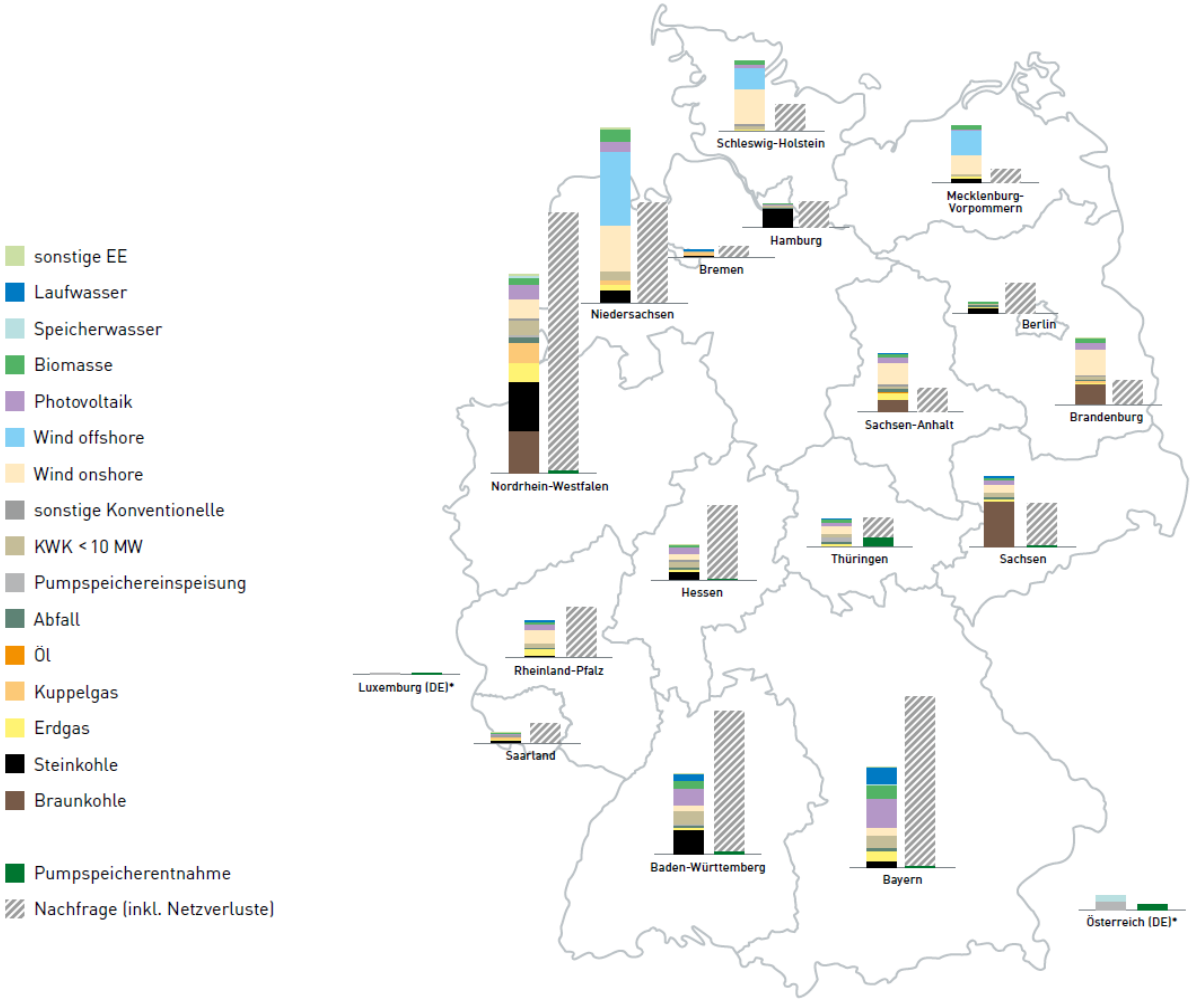
Auch bei Biomasse sind die weiteren Ausbaupotenziale begrenzt, da Landnutzungskonkurrenzen („Teller oder Tank“) und Nutzungskonkurrenzen zur Verwendung von Biomasse mit den beiden anderen Energiesektoren Wärme und Mobilität bestehen. Im Vergleich zu Wind und PV ist die notwendige Förderung bei Biomasse relativ hoch. Für die Jahre 2017 bis 2019 sind im EEG 2017 eine Ausschreibungsmenge von 150 MW und 2020 bis 2022 jeweils 200 MW vorgesehen, ein Teil davon wird auf Anschlussförderung von Bestandsanlagen entfallen.

Bei Steinkohle, die inzwischen weitgehend importiert wird, zeigen sich regionale Ungleichgewichte hinsichtlich der Erzeugungskosten von Kraftwerken. Diese führen dazu, dass neue Steinkohlekraftwerke nur dort geplant und gebaut werden, wohin die Kohle günstig transportiert werden kann: An der Küste und entlang des Rheins. Neue Steinkohlekraftwerke sind daher – unabhängig von den konkreten Marktbedingungen – z. B. in Bayern nicht zu erwarten.

Die einzige Stromerzeugungstechnologie im Bereich der konventionellen Kraftwerke, deren Kosten im Deutschlandvergleich im Wesentlichen standortunabhängig sind, ist Erdgas. Hier besteht allerdings eine hohe Importabhängigkeit. Nur 10 Prozent der Erdgasversorgung wird über heimische Quellen gedeckt, Tendenz sinkend. Zudem befinden sich die Gasspeicher vorwiegend in Norddeutschland, sodass es in Zeiten mit Lieferunterbrechungen zu Problemen für die Versorgung der Gaskraftwerke geben kann. Die kritische Versorgungslage im Februar 2012 in Süddeutschland hat das deutlich vor Augen geführt. Abhilfe könnte z. B. der Ausbau der innerdeutschen Gaspipelineinfrastruktur und die Diversifizierung der Gasbezugsquellen schaffen. Gaskraftwerke ermöglichen eine sehr flexible Stromerzeugung, sind im aktuellen Marktumfeld aufgrund ihrer im Vergleich mit anderen konventionellen Kraftwerken hohen Erzeugungskosten aber kaum wirtschaftlich zu betreiben. Eine besondere Konstellation hat sich 2016 aufgrund stark gesunkener Erdgaspreise bei gleichzeitig relativ hohen Steinkohlepreisen ergeben. Im Ergebnis ist der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas 2016 von 9,6 Prozent im Vorjahr auf 12,1 Prozent gestiegen.[25]

[25] AG Energiebilanzen, AG Energiebilanzen (2016a): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 16.12.2016.

Abbildung 7: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B für den Netzentwicklungsplan 2030



Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (2017)

Festzuhalten bleibt: Süddeutschland ist von der Abschaltung der Kernkraftwerke stark betroffen, zudem bestehen Kostennachteile bei Steinkohle und Wind. Das weitere Potenzial von Biomasse ist begrenzt, PV wiederum trägt nicht zur Versorgungssicherheit bei. Im Allgemeinen sind die spezifischen Kosten der Stromerzeugung im Süden höher als im Norden. Im deutsch-österreichischen Marktgebiet mit seinem (derzeit noch) einheitlichen Börsenpreis (vgl. Kapitel 3.2) erfolgen Investitionen in Erzeugungsanlagen daher eher im Norden. Auch ohne den Ausbau erneuerbarer Energien hätte sich die Erzeugungslandschaft weiter nach Norden verschoben. Mit der Energiewende wird dieser Trend beschleunigt. Für den Netzentwicklungsplan 2030 gehen die ÜNB (Szenario B 2030, vgl. Abbildung 7) für Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland von einem deutlichen Überhang der jährlichen Nachfrage gegenüber der Erzeugung in diesen Ländern aus. 50 bis 75 Prozent des jährlichen Bedarfs müssten danach aus in- und ausländischen Importen gedeckt werden.

Umgekehrt weisen vor allem die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen und Schleswig-Holstein einen deutlichen Erzeugungsüberschuss auf. Der Ausbau des Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung dient dazu, diese Verlagerung der Erzeugung auszugleichen.

Unabhängig vom jährlichen Import- und Exportbedarf der einzelnen Bundesländer (Energiemengen) ist für die Sicherstellung der Systemsicherheit aber auch das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last zu jeder Tageszeit ausschlaggebend. Neben der regionalen Verlagerung der Erzeugung geht mit der Energiewende auch eine Dezentralisierung einher. Bislang erfolgte die Erzeugung im Wesentlichen zentral in großen Kraftwerken. Der Strom wurde auf Ebene des Höchstspannungsnetzes eingespeist und dann in die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene weitergeleitet. Die (vorwiegend regenerative) Erzeugung erfolgt zunehmend dezentral. Signifikante Leistungsflüsse von niedrigen in höhere Netzebenen zur überregionalen Verteilung sind die Folge. Etwas, das die Netzarchitektur ursprünglich so nicht kannte. Windkraft- und PV-Anlagen sind dargebotsabhängig, d. h. die Erzeugung ist von der jeweiligen Wetterlage abhängig und schwankend (volatile Erzeugung). In bestimmten Gebieten übersteigt die Erzeugung aus Erneuerbaren zeitweilig bereits die Last. Diese Veränderungen erfordern auch auf Ebene der Verteilnetze einen Netzaus- und -umbau und eine Anpassung des Netzbetriebs. Andererseits ermöglicht die regionale Verteilung der Erzeugung es, in einem gewissen Rahmen die Schwankungen der Erzeugung miteinander auszugleichen und damit zu stabilisieren. Dies funktioniert umso besser, je größer die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen ist. Voraussetzung ist allerdings wiederum, dass ausreichend Netzkapazitäten für einen überregionalen Ausgleich zur Verfügung stehen.

Mit dem Szenariorahmen 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Regionalisierungskonzept umgesetzt. Dies dient dazu, die oben exemplarisch beschriebene (regionale) Entwicklung der Erzeugung und auch die Nachfrageentwicklung bei der Marktmodellierung zur Ermittlung des künftigen Transportbedarfs im Übertragungsnetz genauer abbilden zu können.

3.2 Liberalisierung des Strommarktes

Damit Wettbewerb zwischen den Stromanbietern herrschen kann, muss sichergestellt sein, dass es innerhalb einer einheitlichen Gebotszone (hier: einheitliche Preiszone bzw. Marktgebiet Deutschland und Österreich) nicht aufgrund mangelnder Netzkapazitäten zu Handelseinschränkungen kommt. Der Stromhandel innerhalb einer einheitlichen Gebotszone kennt keine physikalische Beschränkung durch das Stromnetz, geht also von einer „Kupferplatte“ aus, auf

der jeder Erzeuger unabhängig vom Standort jeden Nachfrager beliefern kann. Ausreichend Netzkapazitäten sind damit Grundlage für ein freies Spiel der Märkte auf der Erzeugungsseite. Das betrifft die Netzinfrastruktur innerhalb Deutschlands, mit der angestrebten Vollendung des Energiebinnenmarktes aber in zunehmendem Maße auch die Netzanbindungen Deutschlands mit den Nachbarstaaten.

Mit der Liberalisierung der Energiemärkte ab 1998[26] ist die Stromversorgung in drei Aufgabenbereiche aufgeteilt worden: Zum einen die beiden marktwirtschaftlich organisierten Bereiche der Stromerzeugung sowie des Stromvertriebs und zum anderen die seit 2005 staatlich regulierten Stromnetze.

Die Netzbetreiber unterliegen einer staatlichen Regulierung, da Stromnetze natürliche Monopole sind. Natürliche Monopole existieren immer dann, wenn der Aufbau paralleler Systeme wirtschaftlich nicht sinnvoll ist und damit die Kontrolle durch den Wettbewerb entfällt. Der Betrieb von Stromnetzen muss seither unabhängig von den anderen Wertschöpfungsstufen erfolgen, um einen diskriminierungsfreien Zugang aller Produzenten, Importeure und Händler und einen funktionierenden Wettbewerb zu gewährleisten. Die Netznutzung ist transparent in Rechnung zu stellen. Kleine Energieversorgungsunternehmen (weniger als 100.000 Kunden) sind von der Entflechtung (Unbundling) von Erzeugung, Handel und Netzbetrieb teilweise ausgenommen.[27]

Vor der Liberalisierung agierten die Energieversorgungsunternehmen als regionale Monopolisten. Der liberalisierte Handel ermöglicht heute einen effizienteren und optimierten Einsatz von Kraftwerken im Wettbewerb. Damit ist der Bedarf an Erzeugungskapazitäten und die Erzeugungskosten gesunken. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen in Deutschland eine jenseits der Spitzenlast verbleibende Leistung von ca. 4 GW in 2017 und 2018.[28]

3.3 Europäischer Energiebinnenmarkt

Was in Deutschland und anderen EU-Mitgliedstaaten bereits umgesetzt ist, soll in der ganzen Europäischen Union auch gemeinsam erfolgen: Die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes soll schrittweise in Regionen erfolgen (Punkt 3.2 Anhang der Verordnung (EG) Nr. 714/2009). Geplant war eine Verwirklichung bis 2014, der Prozess ist bislang aber noch

[26] Umsetzung der Europäischen Richtlinie 96/92/EG 1998 durch eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes.

[27] Sie müssen nur informatorisch und buchhalterisch entflochten sein.

[28] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015. Link: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-uebertragungsnetzbetreiber-leistungsbilanz-2015.html.

nicht abgeschlossen. Ende 2016 hat die Europäische Kommission ein umfangreiches Gesetzgebungspaket („Clean Energy Package“) vorgelegt, mit dem u. a. Rahmenbedingungen zum Erreichen eines vollständig integrierten Strombinnenmarktes weiterentwickelt werden.

In 2014 wurden die bereits gekoppelten Day-Ahead-Märkte der Regionen Zentralwesteuropa und Nordwesteuropa sowie die Länder Estland, Litauen, Lettland, Großbritannien, Polen, Spanien und Portugal miteinander verbunden. 2015 und 2016 folgten weitere Anknüpfungen zwischen Österreich, Frankreich und Slowenien. Die Marktkopplung der Länder führt bei ausreichenden Netzkapazitäten zu einer Preiskonvergenz. Um eine effiziente Nutzung der vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten weiter voranzubringen wurde 2015 in der Region Zentralwesteuropa eine lastflussbasierte Kapazitätsallokation eingeführt. Dies soll ab 2019 auch gemeinsam mit der Region Zentralosteuropa erfolgen. Aktuell wird zudem an der Umsetzung der 2015 verabschiedeten CACM-Leitlinie[29] für die Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftungsmethoden für die Kapazitätsvergabe im Day-Ahead- und Intraday-Handel gearbeitet. In den Jahren 2015 und 2016 erfolgte zudem die Verabschiedung einheitlicher, für die Realisierung des europäischen Binnenmarktes wichtiger Netzkodizes und Leitlinien.

Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität von Deutschland in die elektrischen Nachbarländer[30] lag 2015 bei 8,2 GW für den Export und 12,3 GW für den Import. Die Grenzkuppelstellen und damit die Übertragungskapazität sollen in den kommenden Jahren deutlich ausgebaut werden. Der Stromexportüberschuss ist u. a. aufgrund günstiger Strompreise in Deutschland in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Er betrug 2014 34,52 TWh, 2015 51,01 TWh und 2016 rund 50 TWh. Andererseits ist die durchschnittlich verfügbare Übertragungskapazität von 2014 auf 2015 um 7,9 Prozent (Export) bzw. 6,8 Prozent (Import) gesunken[31], der physikalisch mögliche grenzüberschreitende Stromhandel wurde also begrenzt. Hintergrund für diese Entwicklung waren u.a. laufende Baumaßnahmen im Übertragungsnetz und an den Kuppelleitungen und ungeplante Ringflüsse über die Nachbarländer aufgrund innerdeutscher Netzengpässe, die die vorhandenen Übertragungskapazitäten teilweise blockierten.

[29] Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement („Capacity Allocation and Congestion Management“).

[30] Niederlande, Polen, Tschechien, Frankreich, Dänemark, Schweiz und Schweden, ohne Österreich aufgrund der gemeinsamen Strompreiszone.

[31] vgl. Monitoringbericht 2016 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Link: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2016.pdf.

Die Europäische Kommission schätzt, dass ein vollendeter Energiebinnenmarkt einen Kostenvorteil von jährlich 16 bis 40 Mrd. Euro mit sich bringt.[32] Für den Bereich Strom ergeben sich die Kostenvorteile durch niedrigere Stromgestehungskosten und weil in Europa insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten für eine gesicherte Versorgung vorgehalten werden müssen. Nach Angaben der europäischen Übertragungsnetzbetreiber beträgt die rechnerische Überkapazität an gesicherter Leistung in Europa derzeit mindestens 60 GW.[33] Hintergrund für diese Überkapazitäten ist auch, dass im größeren Verbund des Energiebinnenmarktes Erzeugungskapazitäten effizienter genutzt und die notwendige Reservehaltung optimiert werden können. Das gilt insbesondere für Deutschland als zentrale Drehscheibe für den Europäischen Stromhandel in der EU. Voraussetzung dafür ist allerdings der grenzüberschreitende Netzausbau.

Warum ***grenzüberschreitender Handel*** bei ausreichend leistungsfähigen Netzen die Kosten des Gesamtsystems senkt, sollen folgende Beispiele veranschaulichen:

1) Ist ein großräumiger Austausch möglich, kann die Vielfalt der Erzeugung aus erneuerbaren Energien besser ausgeglichen werden, z. B. die Erzeugung in sonnenreichen Regionen im Süden Europas und an windstarken Standorten im Norden.

2) Ein Ausgleichseffekt ergibt sich z. B. auch aus der Kopplung Deutschlands, wo die Jahreshöchstlast im Winter liegt, und Italien, wo aufgrund der Klimaanlagen am meisten Strom im Sommer verbraucht wird. Im Ergebnis würden allein dadurch 11 bis 18 GW weniger gesicherte Leistung benötigt.[34]

[32] Mitteilung der Europäischen Kommission, Progress towards completing the internal energy market, vom 13. Oktober 2014, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/2014_iem_communication.pdf.

[33] Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 – 2030 (SOAF) der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2014). Link: https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx.

[34] r2b energy consulting. Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact Analyse Kapazitätsmechanismen (2014),
Link: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.

4. Systemsicherheit, Netzbetrieb und Finanzierung

Eine zuverlässige Versorgung mit Strom ist eine der Grundlagen für eine moderne Volkswirtschaft. Stromausfälle führen zu hohen Kosten, selbst kleinste Unterbrechungen und Spannungseinbrüche können zu längeren Betriebsunterbrechungen, empfindlichen Schäden bei Betriebsmitteln und einer mangelhaften Qualität von Produkten führen. Das hohe Niveau der Systemsicherheit und Versorgungsqualität in Deutschland (vgl. Kapitel 4.1) kann nur weiter gewährleistet werden, wenn zum einen genügend gesicherte Kraftwerksleistung zur Stromerzeugung einsatzbereit ist und zum anderen ausreichend Netzkapazitäten zum Transport des Stroms vom Erzeuger an den Abnehmer vorhanden sind.

Erzeugung und Verbrauch müssen sich im Gesamtsystem in jedem Moment ausgleichen – das ist physikalisch notwendig, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Dieser Ausgleich erfolgt zunächst marktseitig mithilfe virtueller Energiemengenkonten, den Bilanzkreisen. Jeder Energieproduzent oder Energiehändler muss einen Bilanzkreis führen, um in der Regelzone des Übertragungsnetzes Energie liefern oder beziehen zu können. Alle Erzeuger und Verbraucher werden über die Bilanzkreise erfasst (Bilanzkreispflicht). Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) muss seinen Bilanzkreis ausgeglichen führen. Dazu führt er Lastprognosen durch und plant – kurz- und langfristig – den Ausgleich mit eigenen Kraftwerken oder Handelsgeschäften. Die Ergebnisse der Prognose werden für den jeweils nächsten Tag in Form von Fahrplänen den Übertragungsnetzbetreibern gemeldet.[35]

Das Stromnetz ist die Plattform, um Erzeugung und Verbrauch physikalisch zusammenzuführen. Alle Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen sind verpflichtet „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“ (§ 11 Abs. 1 EnWG). Die Finanzierung notwendiger Investitionen in Erhalt, Modernisierung und Ausbau der Netzinfrastruktur erfolgt auf Grundlage der sogenannten Anreizregulierung (vgl. Kapitel 4.4). Die anerkannten Kosten des Netzbetriebes und der Netzinfrastruktur werden dann über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt (vgl. Kapitel 0).

[35] Für den deutschen Strommarkt sind die Aufgaben der BKV in den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) festgelegt. Mit dem im Juni 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz wurde das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem weiterentwickelt, um die Anreize zur Bilanzkreiskreistreue zu stärken.

Der Markt allein kann einen stabilen Netzbetrieb nicht gewährleisten. Es kommt zu Abweichungen von den Lastprognosen, weil sich Nachfrage und Erzeugung ungeplant ändern, z. B. wenn die (volatile) Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht richtig prognostiziert worden ist. Solange der Netzausbau nicht vorankommt, treten zudem vermehrt Netzengpässe auf, die im Stromhandel keine Berücksichtigung gefunden haben und daher Abweichungen verursachen (vgl. Kapitel 3.2).

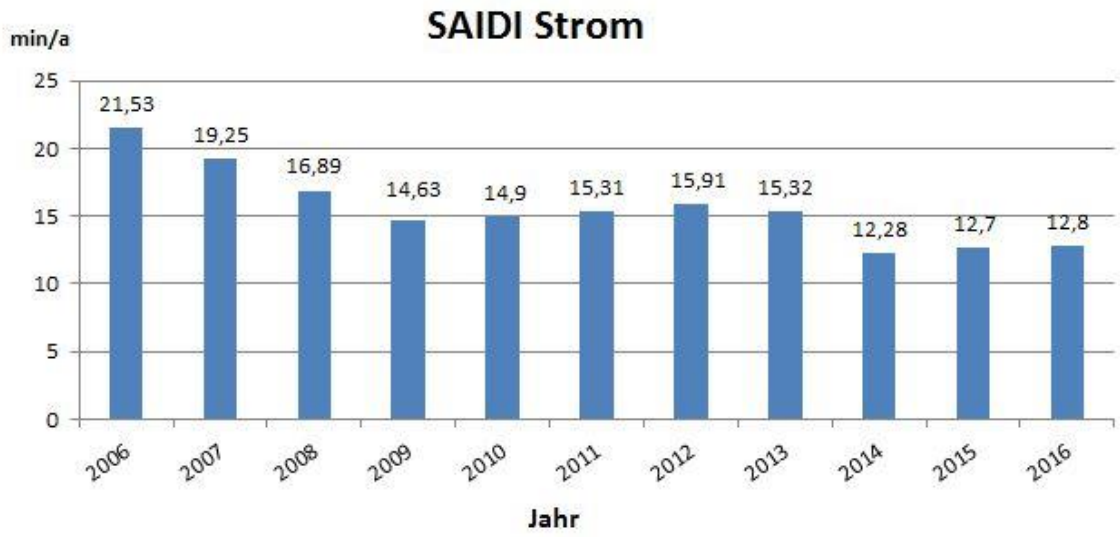
Hier greift die Verantwortung der ÜNB, für Stabilität des Netzbetriebes zu sorgen (§ 12 EnWG). Um die Stabilität im Netz in jedem Moment aufrecht zu erhalten, gleichen sie Netzengpässe aus und stimmen Stromerzeugung und -nachfrage kurzfristig aufeinander ab. Dafür stehen den Netzbetreibern unterschiedliche Instrumente des Netzmanagements zur Verfügung (§ 13 EnWG, vgl. Kapitel 4.2). Nur mit einer steigenden Anzahl von Eingriffen in den Netzbetrieb ist es trotz des schleppenden Netzausbaus bislang gelungen, das hohe Niveau der Systemsicherheit in Deutschland zu halten. Ohne Ausbau und Modernisierung der Netze wird dieses hohe Niveau angesichts des weiter steigenden Anteils erneuerbarer Energien nicht oder nur mit hohen laufenden Kosten zu halten sein. Viele Leitungen sind schon heute an der Grenze ihrer Belastungsfähigkeit.[36]

4.1 Versorgungsqualität in Deutschland

Die Netzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur gemäß § 52 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jährlich einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen v. a. für die Verteilnetze den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres widerspiegelt.

[36] Eine Übersicht über die aktuelle Auslastung von Leitungen findet sich z. B. auf den Seiten von 50Hertz: http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Animationen/Netzkarte/Netzkarte.html.

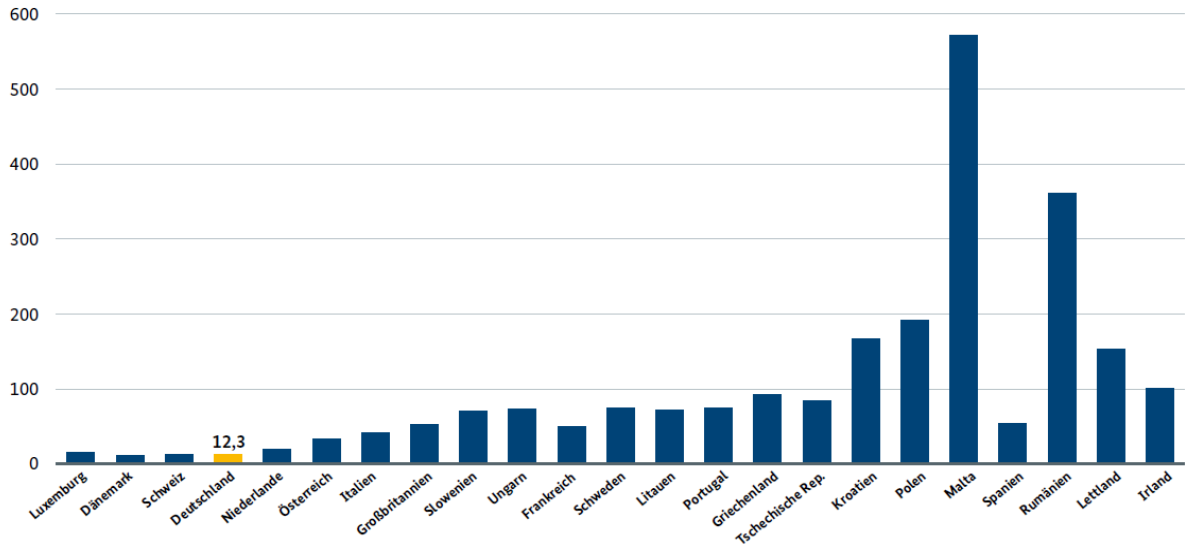
Abbildung 8: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität) nach SAIDI



Quelle: Bundesnetzagentur

Mit 12,8 Minuten im Jahr 2016 (vgl. Abbildung 8) ist die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland im internationalen Vergleich sehr hoch (vgl. Abbildung 9). Der SAIDI-Wert umfasst allerdings weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt (z. B. Naturkatastrophen). In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Zuständigkeit des Netzbetreibers und aus anderen Netzen rückwirkende Störungen zurückzuführen sind. Die Unterbrechung muss zudem länger als drei Minuten dauern, um erfasst zu werden.

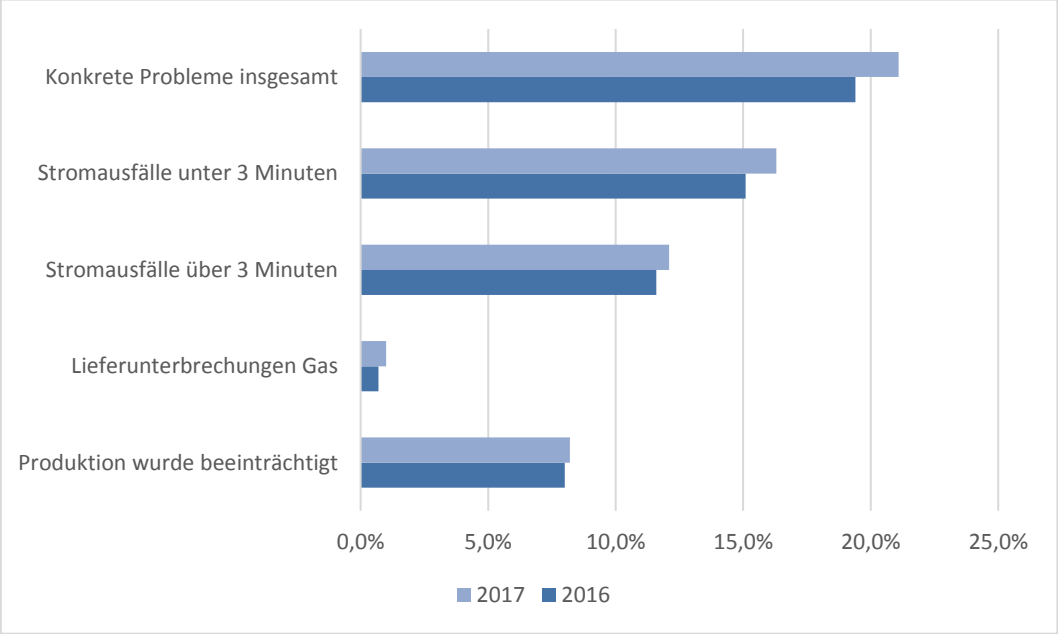
Abbildung 9: SAIDI-Werte im internationalen Vergleich (2014)



Quelle: CEER 08/2016

Das Energiewende-Barometer 2017 der IHK-Organisation zeigt, dass 12 Prozent der Unternehmen von Stromausfällen über drei Minuten betroffen waren. Von Stromausfällen unter drei Minuten, die im SAIDI-Wert nicht erfasst werden, waren 16 Prozent (24 Prozent der Industrieunternehmen) betroffen. Die Produktion wurde dadurch in acht Prozent der Unternehmen bzw. 20 Prozent der Industrieunternehmen beeinträchtigt. Im Vergleich der Regionen sind Unternehmen in Süddeutschland etwas häufiger mit Strom- und daraus resultierenden Produktionsausfällen konfrontiert.

Abbildung 10: Anteil von Unternehmen, die Probleme bei der Versorgungssicherheit hatten



Quelle: Energiewende-Barometer 2017 der IHK-Organisation.

4.2 Systemdienstleistungen und Netzbetrieb

Für einen stabilen Netzbetrieb sind die Netzfrequenz von 50,0 (+/- 0,2) Hertz und die Versorgungsspannung (+/-10 Prozent der Bezugsspannung von z. B. 230 Volt) innerhalb der technischen Sollwerte zu halten und nach Störungen wieder in den Normalbetrieb zurückzuführen. Wenn beispielsweise zu einem bestimmten Zeitpunkt mehr Energie in ein Netz eingespeist als gleichzeitig entnommen wird, steigt die Netzfrequenz an. Die für die Steuerung der Energieversorgung erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet und überwiegend durch Erzeugungs- oder andere technische Anlagen bereitgestellt. Es ist die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, den bedarfsgerechten Einsatz von Systemdienstleistungen zu koordinieren. Dazu zählen Vorhaltung und Einsatz der drei Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelung sowie der Minutenreserve, Bereitstellung von Verlustenergie, Vorhaltung von Blindleistung sowie die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit (vgl. Tabelle 3).

Netzengpässe sind durch Netzausbau zu beheben. Übergangsweise sind die Übertragungsnetzbetreiber darauf angewiesen, mit Netzschaltungen, Redispatch und Countertrading Netzengpässe zu heilen.

Tabelle 3: Heutige Systemdienstleistungsprodukte

Systemdienstleistung (SDL)	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Ziel	• Halten der Frequenz im zulässigen Bereich	• Halten der Spannung im zulässigen Bereich • Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss	• Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen	• Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkt / Maßnahmen	• Momentanreserve • Regelleistung • Zu-/Abschaltbare Lasten • Frequenzabhängiger Lastabwurf • Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz	• Bereitstellung von Blindleistung • Spannungsbedingter Redispatch • Spannungsbedingter Lastabwurf • Bereitstellung von Kurzschlussleistung • Spannungsregelung	• Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung • Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last • Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern	• Netzanalyse, Monitoring • Engpassmanagement • Einspeisemanagement • Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	• Erzeugungsanlagen, ggf. in der Netzreserve • Flexibel steuerbare Lasten • Regelleistungspools	• Erzeugungsanlagen am Höchstspannungsnetz • Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen)	• Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke • Pumpspeicherkraftwerke	• Netzleitwarten im Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken

Quelle: nach dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 (2014)[37]

Bei einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung - beispielsweise durch Netzausfälle, Netzengpässe oder ungeplante Lastflüsse - sind ÜNB nach § 13 EnWG berechtigt und verpflichtet, Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Soweit die Verteilnetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch diese gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

[37] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. 11. Februar 2014. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf.

Bei den Maßnahmen des Netzmanagements sind zwei Stufen zu unterscheiden. Zum einen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG. Dies sind netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, und marktbezogene Maßnahmen, wie der Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarten abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten sowie Redispatch und Countertrading. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, um das Netz zu stabilisieren, können die ÜNB Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ergreifen. Dies betrifft Eingriffe in die Einspeisung, in Stromtransite und in die Stromabnahme.

Netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG

Aus den von den Bilanzkreisverantwortlichen täglich gemeldeten Fahrplänen erstellt der Übertragungsnetzbetreiber eine Lastflussprognose, um zu prüfen, ob der marktlich bestimmte Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage zu Netzengpässen führt. Hier können präventiv Maßnahmen ergriffen werden. Netzengpässe treten aber auch z. B. im Fall ungeplanter Abweichungen von den Fahrplänen oder dem Ausfall von Betriebsmitteln, aber auch im laufenden Betrieb auf. Hier sind kurative Maßnahmen erforderlich.

Im Fall einer Abweichung vom Fahrplan entsteht ein unvorhergesehenes Ungleichgewicht, dem der Übertragungsnetzbetreiber mit Ausgleichsenergie entgegenwirken muss. Dafür setzt er positive (im Fall eines Leistungsdefizits) bzw. negative (im Fall eines Leistungsüberschusses) *Regelenergie* ein. Den Netzbetreibern stehen drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung: die Primärregelung, die Sekundärregelung und die Minutenreserve. Die Primärregelenergie wird zur schnellen Stabilisierung des Netzes innerhalb von 30 Sekunden benötigt. Die Sekundärregelenergie muss innerhalb von fünf Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Minutenreserve wird zur Ablösung der Sekundärregelenergie eingesetzt, ist mit einer Vorlaufzeit von bis zu 7,5 Minuten zu erbringen und wird mindestens 15 Minuten lang in konstanter Höhe abgerufen. Der Bedarf an Regelenergie ist von den Netzbetreibern entsprechend § 22 Abs. 2 EnWG in einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren gemeinsam auszuschreiben. Die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung wird über die Netzentgelte durch die Netznutzer gezahlt, die Kosten für die eingesetzte Ausgleichsenergie tragen die Bilanzkreisverantwortlichen, die ihren Bilanzkreis nicht ausgeglichen geführt haben und damit für den Abruf von Regelleistung verantwortlich sind. Der „regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreis“ (reBAP) ist an den Börsenpreis im Intraday-Markt gekoppelt. Hinzu kommt, wenn mehr als 80 Prozent der in Deutschland kontrahierten Regelleistung eingesetzt wurde, ein Pönale von mindestens dem 1,5-fachen des Intraday-Preises. Mit dem Anteil (volatiler) erneuerbarer Energien steigt tendenziell auch der Bedarf an Ausgleichsener-

gie.[38] Neben der Regelenergie im engeren Sinne steht den ÜNB noch das Instrument der *abschaltbaren Lasten* (§ 13i EnWG) zur Netzstabilisierung zur Verfügung. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten wurde 2016 überarbeitet und damit eine breitere Teilnahme ermöglicht.

Die am häufigsten genutzte Möglichkeit, *Netzengpässe* zu umgehen, sind Netzschaltungen, sowie Redispatch und Countertrading. Beim Countertrading handelt es sich um regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte zur Vermeidung von Engpässen. Beim Redispatch werden ein oder mehrere Erzeugungsanlagen vor dem Netzengpass angewiesen, die Einspeisung herunterzufahren, und auf der anderen Seite des Engpasses ein oder mehrere Kraftwerke angewiesen, die Einspeisung zu erhöhen. In Summe bleibt die Einspeiseleistung gleich.[39] Redispatch führt aber zu einem weniger effizienten Einsatz der Erzeugungsanlagen als am Markt - günstig gehandelter Strom wird durch teure Erzeugung ausgeglichen - und ist nur in begrenztem Umfang entsprechend der regional vorhandenen Kraftwerksleistung verfügbar. Der Einsatz von Redispatch bei Netzengpässen ist daher nur übergangsweise vertretbar, es kann den Netzausbau nicht ersetzen.

Wenn absehbar nicht genügend Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen zur Verfügung stehen, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, *Reservekraftwerke* zu kontrahieren („Netzreserve“ bzw. „Winterreserve“ gem. § 13d EnWG). Damit soll sichergestellt werden, dass auch in besonders kritischen Situationen immer genügend Redispatch-Kapazitäten zur Verfügung stehen und somit Gefahren für die Systemsicherheit ausgeschlossen werden können. Nach der Reservekraftwerksverordnung (§ 3 ResKV) erstellen die ÜNB jährlich eine Systemanalyse zur Ermittlung des zukünftig erforderlichen Reservebedarfs. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und stellt den Bedarf an Netzreserve fest. Für den Winter 2016/17 wurde ein Bedarf in Höhe von 5.400 MW und für 2018/2019 von 1.900 MW festgestellt.[40] Bei den kontrahierten Reservekraftwerken handelt es sich um ansonsten inaktive, nicht mehr am Markt agierende Kraftwerke im In- und Ausland. Die Kosten für die Bereithaltung werden von den ÜNB auf die Netzentgelte umgelegt.

---

38 Weitere Informationen unter: https://www.regelleistung.net.

39 Redispatch kann nicht nur zur Haltung der Frequenz, sondern auch zur Aufrechterhaltung der Spannung im Netzgebiet genutzt werden. Dabei wird Blindleistung zusätzlich bereitgestellt. Redispatch-Maßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend eingesetzt werden.

40 Bundesnetzagentur, April 2016: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf.

In Ergänzung der Netzreserve wurde mit dem Strommarktgesetz zunächst die Möglichkeit geschaffen, neue Anlagen zur Netzstabilisierung in Süddeutschland im Umfang von maximal 2 GW bis 2025 zu errichten (Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG). Diese Regelung wurde 2017 aufgrund beihilferechtlicher Anforderungen noch einmal überarbeitet und als „besondere netztechnische Betriebsmittel“ in § 11 Abs. EnWG verankert.[41] Die ÜNB sehen einen Bedarf im Umfang von 2 GW.[42] Kraftwerke, die als besondere netztechnische Betriebsmittel gebaut werden, dürfen nicht am Strommarkt teilnehmen.

Damit auch in Zukunft ausreichend Kapazitäten zum netzstabilisierenden Redispatch vorhanden sind und der Bedarf besser eingeschätzt werden kann, enthält das Energiewirtschaftsgesetz eine Verpflichtung zur Anzeige von geplanten Kraftwerksstilllegungen (§ 13a Abs. 1 EnWG; mindestens zwölf Monate im Voraus). Zudem besteht die Möglichkeit, systemrelevante Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, vorläufig in Betrieb zu halten (§ 13a Abs. 2 EnWG; Weiterbetrieb von jeweils bis zu 24 Monaten). Von 45 zur Stilllegung angezeigten Kraftwerksblöcken haben die ÜNB 22 als systemrelevant eingestuft (Stand: Juli 2017). Letztere befinden sich ganz überwiegend in Süddeutschland.[43]

Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch die oben genannten Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen bzw. dies zu verlangen. Dazu gehört auch die Abregelung von EEG-Anlagen, das sogenannte Einspeisemanagement (§13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit §14 EEG 2014). Aufgrund des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien (§ 8 Abs. 1 EEG) erfolgt zunächst die Abregelung konventioneller Kraftwerke auf das netztechnisch erforderliche Minimum. Anders als bei Erneuerbaren-Anlagen gibt es für die Abregelung konventioneller Erzeugung keine Entschädigungspflicht.

[41] vgl. Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur vom 30. Juni 2017

[42] „Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG“, Bericht der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Februar 2017.

[43] vgl. Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste Link: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.

Entwicklung der Eingriffszahlen und der Eingriffskosten

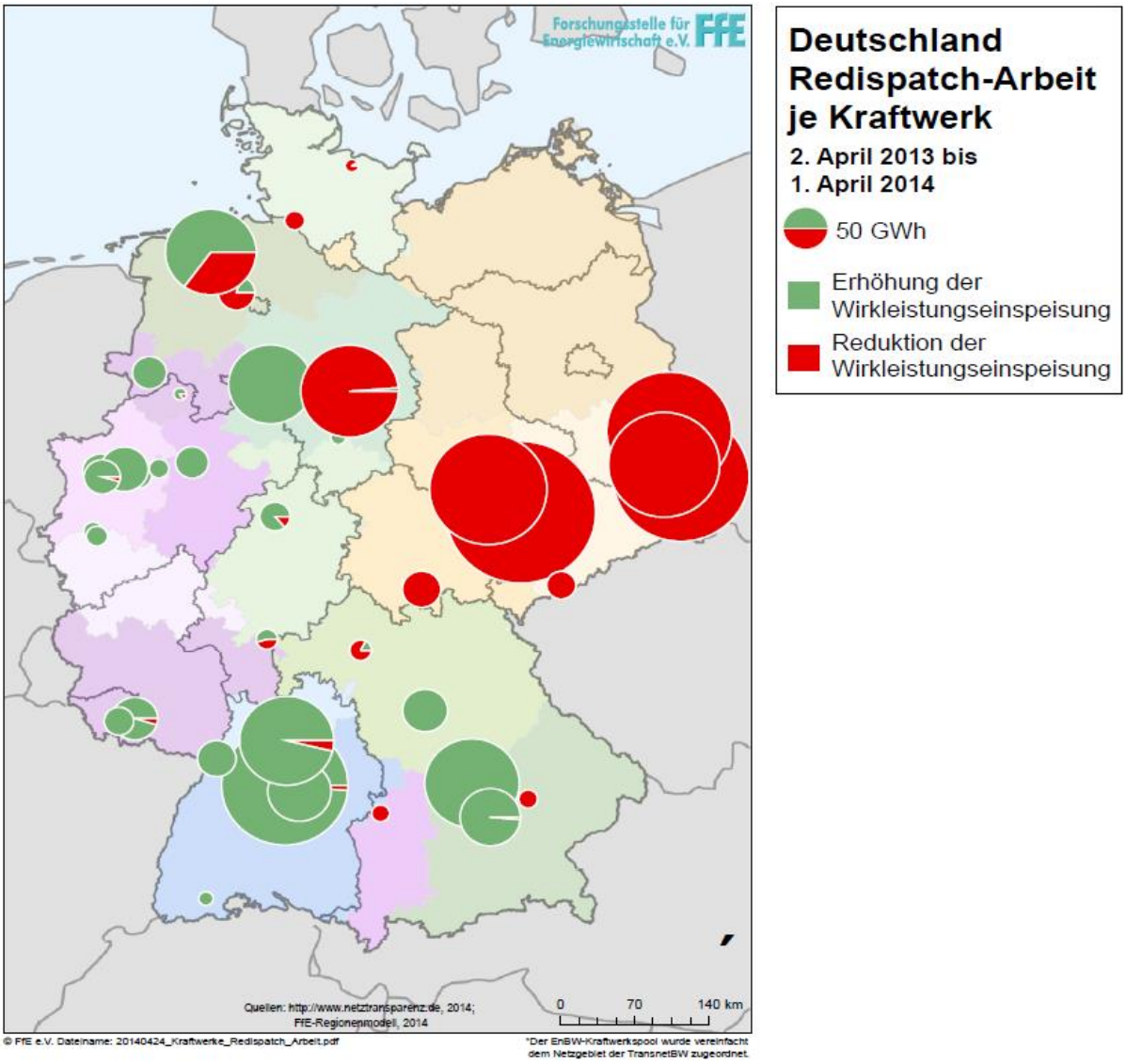
§ 13 Abs. 5 EnWG verpflichtet die Betreiber von Übertragungsnetzen, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von nach § 13 EnWG durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu unterrichten. Über die Bestimmung des § 14 Abs. 1 EnWG gelten diese Berichtspflichten für Verteilernetzbetreiber entsprechend. Die Angaben sind Grundlage für einen Monitoringbericht.

Dauer, Umfang und Kosten für Redispatchmaßnahmen sind 2015 gegenüber dem Vorjahr deutlich angestiegen.[44] Die Gesamtmenge zum Redispatch belief sich auf rund 16.000 GWh und verursachten Kosten von etwa 412 Mio. Euro (2014: 130 Mio. Euro). Leistungsabsenkung erfolgt tendenziell im Norden bzw. Osten von Deutschland, betroffen sind im Wesentlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke. Die Leistungserhöhung von Kraftwerken erfolgt in erster Linie im Süden, zumeist durch Steinkohle-, Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerke (vgl. Abbildung 11). Die notwendigen Abschaltungen von EEG-Anlagen (Einspeisemanagement) beliefen sich auf 4.722 GWh und hatten Entschädigungsansprüche in Höhe von 478 Mio. Euro zur Folge (2014: 83 Mio. Euro).

Für das Jahr 2016 sind die Kosten für Redispatch, Einspeisemanagement und Einsatz der Netzreserve auf rund 770 Mio. Euro und damit um rund ein Viertel gegenüber 2015 geschätzt. Hintergrund für den Rückgang sind zum einen die gegenüber 2015 gemäßigteren Wetterverhältnisse und zum anderen Netzausbaumaßnahmen im Netz wie die Ende 2015 in Betrieb genommene Südwest-Kuppelleitung und die Errichtung von Phasenschiebern an der Grenze zu Polen.

[44] Monitoringbericht 2016 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, Link: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf

Abbildung 11: Erhöhung und Reduktion der Wirkleistungseinspeisung zum Redispatch

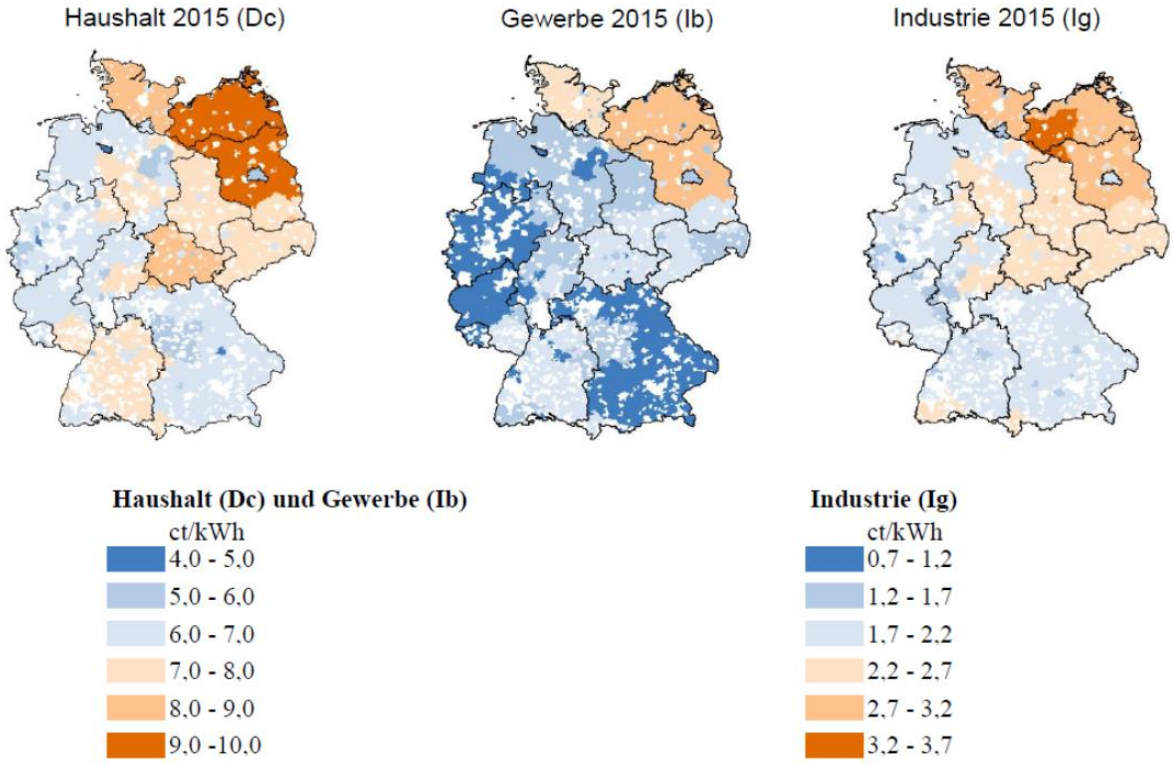


Quelle: Ffe Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014)

4.3 Netzentgelte

Die Refinanzierung des Netzbetriebes und der Netzinfrastruktur erfolgt über Netzentgelte. Seit 2005, mit der Umsetzung der Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (2003/54/EG[45]) im EnWG), unterliegen die Netzentgelte einer staatlichen Regulierung (vgl. Kapitel 3.2). Die Netzentgelte können von den Netzbetreibern also nicht frei festgesetzt werden. Zum 1. Januar 2009 wurde die rein kostenorientierte Netzentgeltbildung durch das System der Anreizregulierung (vgl. Kapitel 4.4) abgelöst. Damit soll nach Vorbild eines freien Marktes auch in den Energienetzen Effizienzdruck erzeugt werden.

Abbildung 12: Übersicht über regionale Verteilung der Netzentgelte nach Verbrauchergruppen 2015 in ct/kWh



Quelle: Bundesnetzagentur (2015) Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität.

Im Jahr 2015 summierten sich die Gesamtausgaben der Letztverbraucher für die Stromversorgung auf 69,4 Mrd. Euro (ohne MwSt). Davon entfielen 21,4 Mrd. Euro (rd. 31 Prozent der Gesamtausgaben) auf die Netzentgelte, für das Übertragungsnetz (3,5 Mrd. Euro) und das Verteilnetz (17,9 Mrd. Euro).[46] Die Verteilung der Netzkosten erfolgt über die Netzentgelte, die

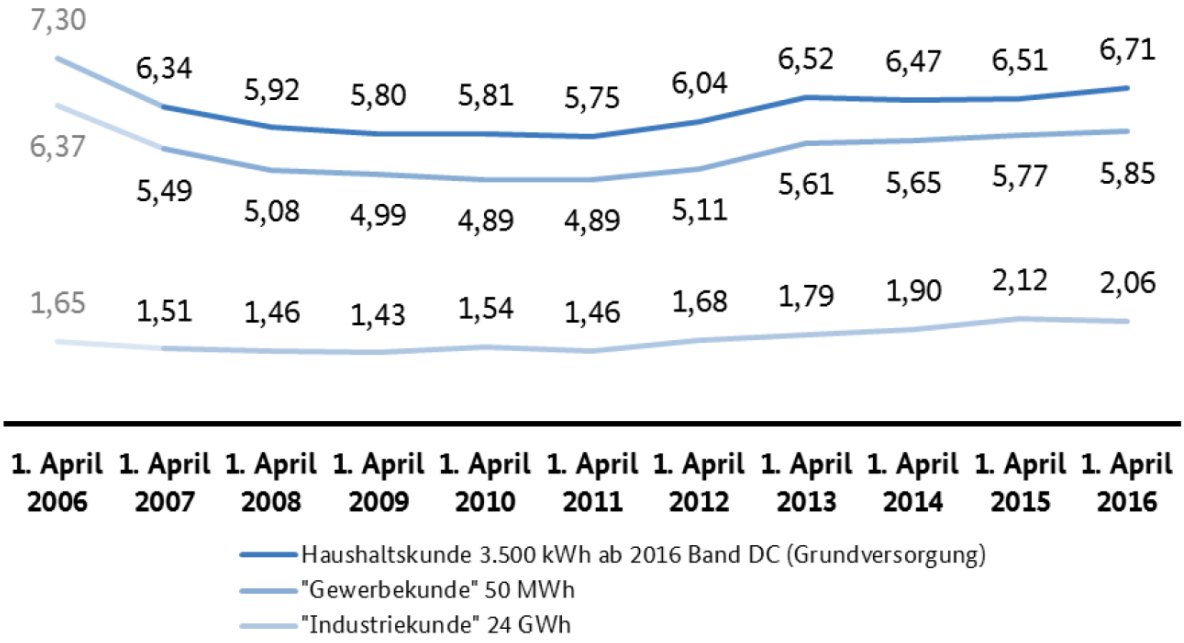
[45] Inzwischen ersetzt durch Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009.

[46] vgl. Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Dezember 2016. Der deutsche Strompreis setzt sich derzeit aus acht Komponenten zusammen: Erzeugung und Vertrieb, Netzentgelte, § 19-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-Aufschlag, EEG-Umlage, Haftungsumlage Offshore und Umlage für abschaltbare Lasten.

für den einzelnen Abnehmer je nach Region und eigener Abnahmestruktur sehr unterschiedlich hoch sind (vgl. Abbildung 12).

So hängt die Höhe des zu leistenden Netzentgeltes zum einen von verschiedenen regionalen Faktoren ab: Neben Aspekten wie der Industriedichte und der Erzeugungsstruktur (insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien) sind auch demographische und netzbetreiberspezifische Faktoren relevant. U. a. werden die Kosten für den mit der Energiewende erforderlichen Netzausbau sowie für Netzbetrieb und -stabilisierung nicht bundesweit, sondern regional verteilt. Mit dem Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur wurde 2017 beschlossen, ab 2019 schrittweise bis 2023 zu einer bundesweiten Wälzung der Übertragungsnetzentgelte überzugehen. Damit und mit dem ebenfalls beschlossenen Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte für volatile Erzeugungsanlagen sollen die bestehenden regionalen Unterschiede in den Netzentgelten reduziert werden.

Abbildung 13: Entwicklung der Netzentgelte nach Abnahmegruppen, bundesweit mengengewichtet, in ct/kWh



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen aus Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2013.

Die Höhe des individuellen Netzentgeltes hängt zum anderen aber auch wesentlich an der individuellen Abnahmestruktur sowie der Spannungsebene des Netzanschlusses und der Möglichkeit zu Netzentgeltreduzierungen. So mussten im Schnitt über ganz Deutschland typische Gewerbekunden im Jahr 2015 mit 5,85 Cent/kWh deutlich höhere Netzentgelte bezahlen

als Industriekunden mit durchschnittlich 2,06 Cent/kWh. Für Haushaltskunden lag das durchschnittliche Netzentgelt bei 6,71 Cent/kWh (vgl. Abbildung 13). Ist ein Unternehmen z. B. an der Hochspannung angeschlossen, entstehen Netzentgelte nur für dieses und das Höchstspannungsnetz. Für die nachgelagerten und damit nicht genutzten Mittel- und Niederspannungsnetze müssen keine Entgelte bezahlt werden.

In der Folge der Netzentgeltregulierung ab 2005 waren die Netzentgelte zunächst gefallen. Insbesondere aufgrund des für die Energiewende erforderlichen Netzausbaus und Netzstabilisierungsmaßnahmen steigen die Netzentgelte seit 2011 im bundesweiten Durchschnitt wieder an.

Für die Zukunft ist mit einem kontinuierlichen Anstieg der Netzentgelte zu rechnen. Dieser ist im Wesentlichen auf den notwendigen Netzausbau für Übertragungs- und Verteilnetze sowie den Anschluss der Offshore-Windparks zurückzuführen (vgl. Kapitel 2). Die Bundesnetzagentur geht von einem Anstieg der Netzentgelte für die Industrie in Höhe von 34 bis 54 Prozent und bei den Gewerbekunden von 15 bis 23 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 2011 aus.[47]

4.4 Anreizregulierung

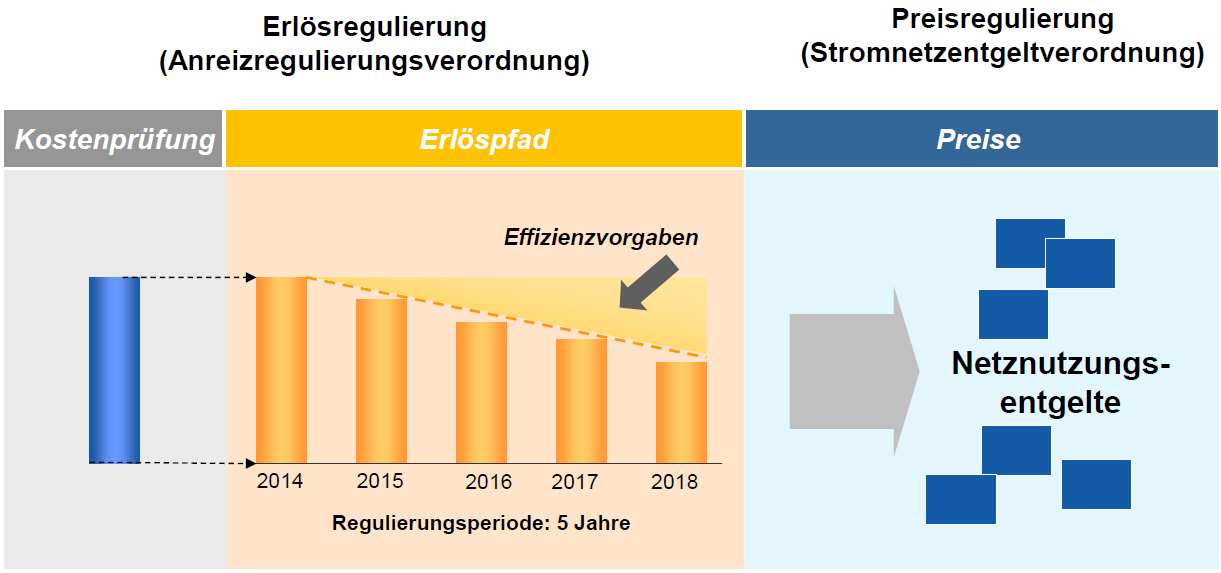
Stromnetze sind natürlich Monopole. Da der Aufbau paralleler Systeme wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, fehlt eine Kontrolle durch den Wettbewerb. Um nach dem Vorbild eines freien Marktes auch in den Energienetzen einen Effizienzdruck zu erzeugen, wurde ab 2009 deutschlandweit eine Anreizregulierung eingeführt (umgesetzt in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)). 2016 erfolgte eine Novellierung der Anreizregulierungsverordnung.[48]

Bei der Anreizregulierung werden in einer Kostenprüfung zunächst die zulässigen Netzkosten als Erlösobergrenze ermittelt. Die Festlegung der Erlösobergrenze jedes einzelnen Netzbetreibers erfolgt anhand der tatsächlich angefallenen, zulässigen (nach Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) anrechenbaren) Netzkosten einschließlich der kalkulatorischen Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsung. Hinzu kommen dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile wie z. B. Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Kosten aus vorgelagerten Netzebenen und Mehrkosten für den Betrieb von Erdkabeln.

[47] Umgelegt auf den Strompreis bedeutet dies einen Anstieg für die Industrie von 5 bis 8 Prozent und für das Gewerbe von 4 bis 6 Prozent.

[48] Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 14. September 2016.

Abbildung 14: Regulierungsrahmen für Erlösobergrenzen und Netzentgelte



Quelle: Stromnetz Berlin

Die Erlösobergrenze wird in einem Erlöspfad kontinuierlich abgesenkt. Grundlage ist ein Effizienzvergleich unter Berücksichtigung der regional unterschiedlichen Anforderungen (Änderung der Versorgungsaufgabe, Topografie, Leitungslänge) an den Netzbetreiber. Netzbetreiber mit weniger als 30.000 Stromkunden können an einem vereinfachten Verfahren zur Ermittlung des Effizienzvergleichs mit einem gemittelten Effizienzwert teilnehmen. Vorhandene Ineffizienzen müssen bis zum Ende der folgenden Regulierungsperiode (jeweils Dauer von fünf Jahren) von den Netzbetreibern abgebaut werden. Die festgestellte Erlösobergrenze wird über die Netzentgelte an die Stromkunden im Netzgebiet umgelegt (vgl. Kapitel 4.3). Die Differenz zwischen Erlösen (aus Netzentgelten) und Erlösobergrenze werden in einem Regulierungskonto geführt. Mit der Novelle der ARegV 2016 wurde zudem ein jährlicher Kapitalkostenausgleich eingeführt, um den bislang bestehenden Zeitverzug zwischen Investitionen und deren Erlöswirksamkeit innerhalb einer Regulierungsperiode aufzulösen.

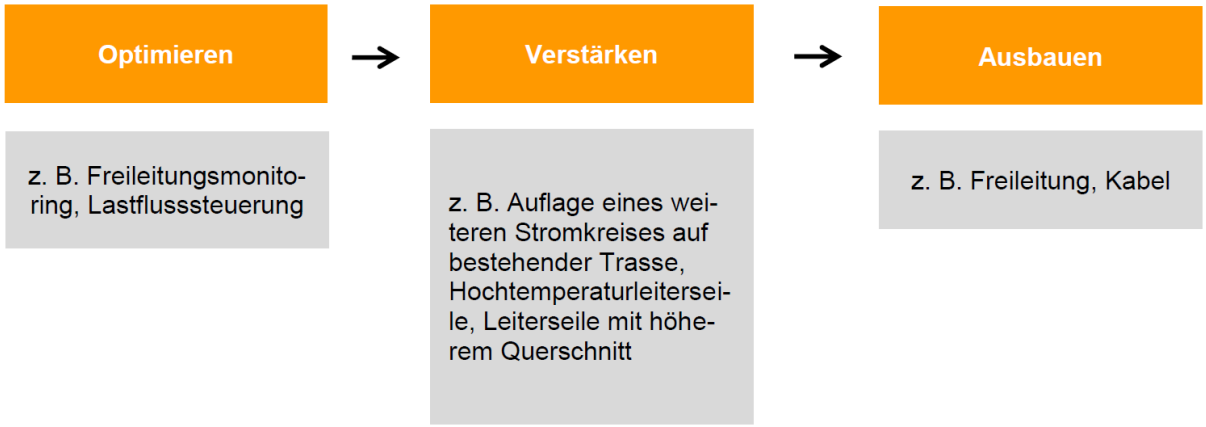
Die Anreizregulierung dient dazu, Netzbetreiber zu einem möglichst kosteneffizienten Betrieb ihrer Netze zu veranlassen. Dies darf aber nicht auf Kosten der Versorgungsqualität erfolgen, z. B. durch den Abbau von Infrastruktur oder eine Ausdehnung notwendiger Instandhaltungszyklen. Um den notwendigen Netzausbau sicherzustellen, ist neben den Kostensenkungsinstrumenten eine *Qualitätsregulierung* vorgesehen. So erhalten Netzbetreiber, die sich in der Vergangenheit durch eine gute Versorgungsqualität ausgezeichnet haben, einen Zuschlag. Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Versorgungsqualität erhalten einen Abschlag.

Für die *Übertragungsnetzbetreiber* gelten zum Teil abweichende Anforderungen der Anreizregulierung. Die Anerkennung von Investitionsmaßnahmen erfolgt durch die Bundesnetzagentur, u. a. auf Grundlage des im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) festgestellten Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz.

5. NOVA-Prinzip, Netztechnologien und -konzepte

Beim Aus- und Umbau der Übertragungsnetze wird nach dem NOVA-Prinzip vorgegangen. Erst wenn die notwendige Erhöhung der Transportkapazitäten nicht mehr durch Netzoptimierung und -verstärkung erreicht werden kann, müssen die Netze ausgebaut werden. Der in Kapitel 2 dargestellte Netzausbaubedarf auf Übertragungs- und Verteilnetzebene berücksichtigt das NOVA-Prinzip. Die im BBPlG als vordringlich festgelegten neuen Trassen stellen nach dem NOVA-Prinzip die beste und günstigste Option dar, Systemsicherheit aufrecht zu erhalten und den marktlichen Wettbewerb bei Erzeugung und Handel nicht zu verzerren.

Abbildung 15: Das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbau)



Quelle: dena-Studie „Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen“, Juli 2014

Im Netzbetrieb (vgl. Kapitel 4.2) können z. B. durch Netzschaltungen und Redispatchmaßnahmen Netzengpässe kurzfristig geheilt werden. Solche Maßnahmen tragen aber nicht zur notwendigen Erhöhung der Netzkapazitäten bei und sind auf Dauer deutlich teurer als der Netzausbau. Im Folgenden werden Technologien und Ansätze vorgestellt, die die Akzeptanz von Netzausbaumaßnahmen erhöhen sollen und/oder den Netzausbaubedarf optimieren können.

Die meisten Alternativen zum Netzausbau befinden sich heute noch in der Entwicklung. Teilweise ist ein großflächiger Einsatz auch aufgrund deutlich höherer Kosten (noch) keine angemessene Alternative. Teilweise ist zudem die Anerkennung der Kosten für innovative Planungskonzepte und intelligente Technologien im Rahmend er Anreizregulierung (ARegV) schwierig. Angesichts des hohen Ausbaubedarfs und der langen Zeiträume bei der Planung und Umsetzung besteht allerdings derzeit kaum die Gefahr, dass in den nächsten Jahren über den Bedarf hinaus Trassen zugebaut werden.

Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)

Für die geplanten großen Trassenkorridore von Nord/Ost-Deutschland nach Süddeutschland soll die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) eingesetzt werden. Hier erfolgt die Übertragung von großen elektrischen Leistungen mittels Gleichstrom. Für die Anbindung ins herkömmliche Stromnetz (Drehstrom) sind Gleich- und Wechselrichter (Konverter) erforderlich. Im deutschen Stromnetz kommt bislang fast ausschließlich Drehstrom zum Einsatz. Drehstrom ist relativ einfach zu erzeugen, ebenso ist die Transformation der Drehspannung vergleichsweise einfach. Demgegenüber bietet Gleichstrom den Vorteil geringerer Übertragungsverluste (30 bis 50 Prozent weniger), höherer Energieübertragung bei gleicher Trassenbreite (plus 30 bis 40 Prozent) und der Blindleistungsregelung. Ab etwa 600 km Länge Übertragung sind trotz der zusätzlichen Konverterverluste Freileitungen in HGÜ-Technik wirtschaftlicher als bei der Übertragung mittels Drehstrom.[49]

Freileitung vs. Erdverkabelung

Stromnetze können als Freileitung oder als Erdverkabelung ausgeführt werden. Auf der Höchst- und Hochspannungsebene kommen fast ausschließlich Freileitungen zum Einsatz. In der Mittel- und Niederspannung kommen vorwiegend Erdkabel zum Einsatz. Auch bei Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetz wird zunehmend eine Ausführung als Erdkabel eingefordert, um den Eingriff in die Natur und Landschaft zu begrenzen und die Akzeptanz bei betroffenen Bürgern zu erhöhen. Die Einsatzmöglichkeiten für Erdkabel im Übertragungsnetzbereich sind gesetzlich vorgegeben. Nach BBPlG und EnLaG sind im Drehstrombereich zehn Pilotprojekte vorgesehen. Im Gleichstrombereich (BBPlG) wurde 2015 ein Erdkabelvorrang für die neu zu bauenden HGÜ-Trassen eingeführt. Erdverkabelung ist bislang aber noch nicht Stand der Technik. Für die Kabeltechnologie zur Übertragung hoher Leistungen besteht in Deutschland derzeit kaum Betriebserfahrung, allein das Pilotprojekt bei Raesfeld ist derzeit im Testbetrieb. Zudem gehen mit der Erdverkabelung gegenüber der Freileitung deutlich höhere Kosten einher. Weiterhin sind im Drehstromnetz aufgrund der engen Vermaschung des Netzes vielfache Wechselwirkungen der einzelnen Netzbestandteile zu berücksichtigen.

---

[49] vgl. Siemens Fact Sheet Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Stand: Mai 2014, Link: http://www.siemens.com/press/pool/de/feature/2013/energy/2013-08-x-win/factsheet-hgue-d.pdf. Beispiel geringere Übertragungsverluste: 2.500 Megawatt Leistungsübertragung mittels 800 Kilometer Freileitung führen bei konventioneller 400-Kilovolt-Drehstromleitung zu einem Verlust von 9,4 Prozent, mit HGÜ bei 500 Kilovolt nur 6 Prozent Verluste, mit HGÜ bei 800 Kilovolt nur 2,6 Prozent Verluste.

Tabelle 4: Vergleich ausgewählter Parameter von Freileitungen und Erdkabeln im Übertragungsnetz (Drehstrom)

	Freileitung	Erdkabel
Flächenbedarf	- Schneise nötig: 40-70 m je nach verwendetem Masttypen und Masthöhe sowie Art des Geländes - an der Oberfläche relativ gering	- In Bauzeit mehr als 40 m Baubedarfsfläche - Dauerhafte Schneise: ca. 25 m (bei Zwei-System-Leitung) - umfangreiche Tiefbauarbeiten nötig - Zusätzlicher Flächenbedarf für Kabelübergabestationen
Reparaturen	- leicht zugänglich, Reparatur i. d. R. in 24h - häufigere Schäden durch „äußere“ Einflüsse	- höhere Reparaturdauer, Ausfallzeiten, Reparaturkosten - weniger anfällig für „äußere“ Einflüsse
Elektromagnetische Felder	- Abstand zu Personen ist aufgrund der Masthöhe bereits relativ groß	- Magnetfeld tendenziell stärker als bei Freileitung - Seitliche Abnahme des Magnetfeld mit zunehmendem Abstand wesentlich schneller
Sonstige Umwelteinflüsse	- Sensibilität: Blitzschlag, Wind, Eis - Hinderniswirkung z. B. für Vögel - Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	- Boden und Bewuchs: Aushub nötig (bei Bau und Reparaturen) - Boden und Bewuchs: Wärmestrahlung
Kosten	- Geringere Kosten	- höhere Kosten (um Faktor 3 bis 10) je nach tiefbaulichen Gegebenheiten und zu übertragender Leistung
Lebensdauer	- 80 bis 100 Jahre	- 20 bis 40 Jahre

Quelle: angepasst nach Konrad Adenauer Stiftung, Handreichung zur politischen Bildung Band 15 „Netzausbau in Deutschland“, 2014

Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) können den Netzausbaubedarf in der Niederspannung reduzieren. Sie kommen als Transformatoren zwischen Mittelspannung und Niederspannung (Ortsnetz) zum Einsatz. Anders als herkömmliche Transformatoren können rONT im Betrieb das Übersetzungsverhältnis ändern und so beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom ermöglichen, ohne dass die Netzspannung dadurch unzulässig ansteigt oder abfällt. Nach Berechnungen einer Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums[50] ist durch den Einsatz von rONT eine Reduktion der durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten im

[50] „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014.

Verteilnetz von knapp 10 Prozent gegenüber den zusätzlichen Kosten beim konventionellen Netzausbau möglich.

Freileitungsmonitoring

Bei steigender Last erhöht sich die Temperatur der Leiterseile. Durch die Wärmeausdehnung hängen die Leitungen weiter durch. Um Gefährdungen für Material und aufgrund geringer Abstände auszuschließen, wird die Temperatur der Leiter meistens auf 80 Grad Celsius begrenzt. Sie wird aber selten direkt gemessen, sondern anhand von Modellen abgeschätzt. Ein Freileitungsmonitoring ermöglicht es, die Übertragungskapazität anhand der tatsächlichen Temperaturentwicklung und entsprechend der jeweiligen Wetterlage (Wind/Außentemperatur) zu erhöhen. Ein hohes Windaufkommen beispielsweise führt nicht nur zu einer hohen Einspeisung, sondern kühlt gleichzeitig auch die Leitungen. In einem Feldversuch der E.ON Netzbetreiber könnte durch Freileitungs-Monitoring die Übertragungskapazität bei entsprechenden Witterungsverhältnissen um 50 Prozent gesteigert werden.

Blindleistungsmanagement

Auch durch ein verbessertes Blindleistungsmanagement lässt sich die Übertragungsleistung von Stromnetzen optimieren. Blindleistung ist eine Komponente des Wechselstroms, der in den Auf- und Abbau elektromagnetischer Felder geht. Sie ist für die Haltung der Spannung notwendig. Für sie muss im Netz Übertragungsleistung bereitgehalten werden, die dann nicht für die Übertragung des gewünschten Wirkstroms zur Verfügung steht. Der Blindleistungsbedarf in einem Netz kann durch einen Phasenschieber bzw. durch die Installation kapazitiver Verbraucher (Blindleistungskompensationsanlage (BLK-Anlage)) kompensiert werden. Die kapazitive Blindleistung wirkt dabei der installierten induktiven Blindleistung entgegen. Nach Einschätzung des ZVEI könnten durch den flächendeckenden Einsatz von BLK-Anlagen die Netzverluste um ca. 2,5 TWh pro Jahr reduziert, die Belastungen der Leitungen um knapp 10 Prozent verringert und die Investitionskosten in Übertragungsnetze an vielen Stellen reduziert werden. Dem stehen die dafür notwendigen Investitionen in Transformatoren und Kompensationsanlagen gegenüber.

Smart Grids

„Ein Smart Grid ist ein Strom-Netzwerk, das Vorgänge vieler daran angeschlossenen Akteure – Erzeuger, Verbraucher oder beides – automatisch einbinden kann, um eine nachhaltige, ökonomische und sichere Stromversorgung auf effiziente Weise zu gewährleisten“ (Definition nach „European Technology Platform Smart Grid (ETPSG)). Voraussetzung ist die Möglichkeit

des Datenaustausches (u. a. mittels intelligenter Messsysteme/Smart Metern) und der Ansteuerung der an ein Netz angeschlossenen Komponenten. Smart Grids sollen die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den Stromverbrauch ausbalancieren. Auf diese Weise erfolgt eine Verschiebung von der bisherigen "verbrauchsorientierten Stromerzeugung" hin zu einem "erzeugungsoptimierten Verbrauch". Damit kann eine Reduzierung des notwendigen Netzausbaubedarfs einhergehen. Im September 2016 ist das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende in Kraft getreten, das den Rollout von Smart Metern ab 2017 regelt.

Für die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen und Technologien zur Reduzierung des Netzausbaus v. a. im Verteilnetz sind zumindest grundlegende Funktionen eines Smart Grids die Voraussetzung.

Einspeisemanagement

Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 ist die gezielte Abregelung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs würde sich dann ergeben, wenn das Netz nicht für sehr selten auftretende Belastungsspitzen auf 100 Prozent der Einspeiselast ausgelegt sein muss. Nach Berechnungen im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums[51] würde eine Abregelung von 3 Prozent der Jahresenergie ausreichen, um mehr als 40 Prozent des künftigen Netzausbaus im Verteilnetz einzusparen. Unter Berücksichtigung der dann notwendigen Ausgleichszahlungen für die Abregelung und Ersatzbeschaffung könnten die Gesamtkosten des Verteilnetzausbaus durch die Berücksichtigung des Einspeisemanagements bei der Netzplanung um 15 Prozent reduziert werden. Mit dem 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz wurde die Möglichkeit des Einspeisemanagements bei Erneuerbaren Energien für eine kosteneffiziente Netzplanung (Spitzenkappung von maximal drei Prozent) eingeführt (§ 11 Absatz 2 EnWG).

Lastmanagement

Die Synchronisation von Nachfrage und Erzeugung muss nicht allein auf Seiten der Erzeugung erfolgen. Durch Lastmanagement (bzw. Demand-side Management (DSM)) kann eine für den Ausgleich gewünschte zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs erreicht werden. Lastmanagement kann damit einen wichtigen Beitrag für die Stabilität des Netzbetriebes leisten und seltene Nachfragespitzen kappen. Eine wesentliche Reduzierung des notwendigen Netzausbaus ist hingegen nicht zu erwarten. Hintergrund ist, dass der Netzausbau derzeit kaum durch

[51] „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014.

(neue) Lasten als vielmehr durch den Ausbau der Erzeugung mit Erneuerbaren getrieben ist. Der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen konzentriert sich auf die Netze, in denen die installierte Erneuerbaren-Leistung höher als die Lastspitze ist. Diese Netze liegen in der Regel im ländlichen Raum und haben insgesamt geringe Lasten. In Zukunft könnte es z. B. durch die Verbreitung der Elektromobilität wieder vermehrt zu nachfrageseitig ausgelösten Netzengpässen kommen.

Speicher

Der steigende Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien erschwert die notwendige Synchronisierung von Nachfrage und Erzeugung. Die zunehmend schwankende Residuallast – die in jedem Moment nicht durch erneuerbare Energien abgedeckte Nachfrage – wird heute in erster Linie durch regelbare, ganz überwiegend konventionelle Erzeugung ausgeglichen. Eine Verstetigung des Angebots aus erneuerbaren Energien kann auch mithilfe von Speichern erreicht werden.

Die Speicherung von Strom ist immer mit Verlusten behaftet. Sie lohnt sich also nur, wenn der Preis für die Einspeisung sich deutlich vom Preis der Ausspeisung unterscheidet. Angesichts des niedrigen Strompreisniveaus an der Börse, der Glättung der mittäglichen Börsenpreisspitze durch den Ausbau der PV und erheblicher Überkapazitäten in der Erzeugung ist aktuell der wirtschaftliche Betrieb von Speichern vielfach nicht gegeben. Sie kommen daher selten zum Einsatz. Dies sollte sich künftig mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien ändern. Der Haupteinsatzbereich der existierenden Speicher ist daher im derzeitigen Marktumfeld das Angebot von Regelenergie. Zunehmend zum Einsatz kommen zudem kleinere Speicher, die vorwiegend der Optimierung des Eigenverbrauches aus PV-Anlagen dienen.

Mit der Entwicklung effizienterer und kostengünstigerer Speichertechnologien könnten Speicher auch zur Optimierung des Netzausbaus dienen. So können erzeugungsnahe Speicher in Zeiten hoher Erneuerbareneinspeisung das Stromnetz entlasten. Mit Power-to-Gas und Power-to-Heat öffnet sich die Möglichkeit, Erzeugungsspitzen auch in den Energiebereichen Wärme und Mobilität abzufedern. Einhergehend mit der vermehrten Nutzung von Elektrofahrzeugen könnte auch die Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher („Vehicle-to-Grid“) an Bedeutung gewinnen. Voraussetzung für eine Netzentlastung ist eine intelligente Einbindung von Speichern ins Netz.

6. Diskussion alternativer Maßnahmen zum Netzausbau

6.1 Einrichtung von Preiszonen in Deutschland

Für Deutschland besteht bislang gemeinsam mit Österreich ein einheitliches Marktgebiet und damit stets einheitliche Großhandelspreise. Der Markt geht dabei davon aus, dass alle gehandelten Strommengen ungehindert vom Ort der Erzeugung und zum Ort der Nachfrage gelangen können (sog. Kupferplatte). Tatsächlich treten in den vergangenen Jahren durch die Verschiebung der Erzeugung nach Norden (vgl. Kapitel 3) vermehrt Netzengpässe auf. Solche Netzengpässe lassen sich in begrenztem Umfang durch netzstabilisierende Maßnahmen (u. a. Redispatch, Einspeisemanagement) ausgleichen, was jedoch hohe Kosten verursacht (vgl. Kapitel 4.2).

Vor diesem Hintergrund haben Deutschland und Österreich im Mai 2017 die Einführung eines Engpassmanagements und damit die Spaltung der deutsch-österreichischen Strompreiszone vereinbart. Ab 1. Oktober 2018 wird der Handel zwischen den beiden Ländern auf eine Leistung von 4,9 GW begrenzt. Damit wird die Notwendigkeit für netzstabilisierende Maßnahmen zunächst reduziert.

Darüber hinaus wird auch eine Aufspaltung Deutschlands in zwei oder mehrere Strompreiszonen diskutiert. Damit könnte der erforderliche Netzausbau zumindest reduziert werden. Zugleich sind damit aber folgende negative Effekte verbunden:

- Unterschiedliche Preisniveaus: Unternehmen im Süden müssten deutlich mehr bezahlen als Konkurrenten im Norden.
- Einschränkung der Liquidität im Markt: Grundlage für einen effizienten Handel sind Preiszonen mit hoher Liquidität, die Angebot und Nachfrage ausgleichen. Das deutsche(-österreichische) Marktgebiet stellt das größte und liquideste in ganz Europa dar und dient mit seinen Preisen als Referenz für den europaweiten Elektrizitätshandel. Kleinere Preiszonen sind zudem anfälliger für Marktmacht großer Stromerzeuger.
- Versorgungssicherheit: Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit müsste in Summe mehr gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt werden.
- Berechnung der EEG-Umlage: Die EEG-Umlage ist an den Strompreis gekoppelt, bei einer Aufteilung der Strompreiszone müsste auch eine regionale Aufteilung der Umlage erfolgen.
- Steigerung der Erzeugungskosten: Die Verlagerung der Erzeugung nach Norden erfolgt insbesondere aufgrund geringerer Stromgestehungskosten. Dabei spielt neben

dem höheren Dargebot an Wind aber auch die Verfügbarkeit von Flächen für den Erneuerbarenausbau eine wichtige Rolle. Eine Aufteilung der innerdeutschen Strompreiszone würde den Ausbau der Erneuerbaren zumindest deutlich verteuern und die Erreichung der Energiewendeziele erschweren.

- Überregionaler Ausgleich volatiler Erzeugung: Nur ein angemessen dimensioniertes Übertragungsnetz ermöglicht den überregionalen Ausgleich volatiler Einspeisung. Dieser Effekt würde durch eine Aufspaltung der Strompreiszone eingeschränkt.
- Rückschritt für den europäischen Binnenmarkt: Nach wie vor ist der europäische Strombinnenmarkt nicht vollendet. Eine Aufteilung Deutschlands als größten Markt in der EU wäre ein negatives politisches Signal für die weitere Integration.

Nach Einschätzung des DIHK überwiegt das gesamtwirtschaftliche Interesse an einer einheitlichen Strompreiszone in Deutschland gegenüber den Kosten und sonstigen negativen Auswirkungen des Netzausbaus. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Aufspaltung in mehrere Strompreiszonen den notwendigen Netzausbau zwar reduzieren, nicht aber ersetzen kann.

6.2 Lastnahe Erzeugung mit Gaskraftwerken

Im Zuge der Energiewende entfernen sich Erzeugung und Nachfrage tendenziell voneinander. Eine lastnahe Erzeugung würde den notwendigen Netzausbau reduzieren. Daher stehen der Neubau von Gaskraftwerken in Süddeutschland als Alternative zum Netzausbau in der Diskussion. Mit dem Strommarktgesetz wurde in Ergänzung zur Netzreserve bereits die Möglichkeit zur Errichtung neuer Gaskraftwerke als Netzstabilitätsanlagen bzw. besondere netztechnische Betriebsmittel geschaffen. Voraussetzung ist, dass diese von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur als notwendig erachtet werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Dieses Instrument ist aber eher darauf ausgerichtet, die für den Netzausbau erforderliche Zeit zu überbrücken, als dauerhaft Netzausbau zu ersetzen. Auch dürfen darüber finanzierte Gaskraftwerke nicht im Stromhandel etwa zur Vermeidung von Erzeugungslücken eingesetzt werden.

Folgende Argumente sprechen nach Einschätzung des DIHK auf lange Sicht für einen Bau der Trassen und gegen neue Gaskraftwerke als Alternative zum Netzausbau:

- Das Bundesbedarfsplangesetz bestätigt die Vordringlichkeit der in Bayern endenden Gleichstromtrassen für die Gewährleistung der Versorgung in Süddeutschland. Die festgestellte Notwendigkeit der Trassen beruht auf einer systemtechnischen Analyse

unter Berücksichtigung der wahrscheinlichen Entwicklung der Erzeugungsstruktur und Nachfrage. Gaskraftwerke können Netzengpässe heilen, sie lösen aber nicht den strukturellen Mangel an Übertragungskapazitäten auf. Auf lange Sicht werden die Kosten des Betriebs der Kraftwerke oberhalb der vorwiegend durch Investitionskosten bedingten Netzkosten eingeschätzt.

- Wesentlicher Treiber für den Bedarf der Trassen ist die Abschaltung der verbliebenen Kernkraftwerke bis 2022. Ein vollständiger Ersatz der Erzeugungsleistung durch neue, am Markt agierende Kraftwerke ist nicht ersichtlich. Hintergrund ist, dass die spezifischen Erzeugungskosten in Bayern im Deutschlandvergleich zu hoch sind, um in der einheitlichen Preiszone von Deutschland einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Gaskraftwerke erzeugen mit der fossilen Energie „Erdgas“ zwar relativ sauberen Strom, dieser ist aber in den meisten Stunden deutlich teuer in der Herstellung als der jeweils aktuelle Börsenpreis. Daher werden Gaskraftwerke vor allem für den Spitzenbedarf eingesetzt. Im Szenariorahmen (Szenario B 2030) für den Netzentwicklungsplan 2030 ist der Zubau von Gaskraftwerken mit einer Leistung von 7,8 GW vorwiegend in Süddeutschland bereits berücksichtigt.
- Die Furcht vor einer Abhängigkeit der süddeutschen Stromversorgung von Norddeutschland ist aus gesamtdeutscher und EU-Sicht nicht nachvollziehbar. Da die Gasvorkommen und die Gasspeicherkapazitäten in Bayern gering sind, wird der Gasimport (vorwiegend aus Russland) für die neuen Gaskraftwerke die Energieimportabhängigkeit im Süden eher vergrößern. Wird auf die Stromtrassen verzichtet, ergibt sich ein größerer Ausbaubedarf bei den Gasnetzen.
- Autarke Eigenversorgung ist nur in wenigen Einzelfällen wirtschaftlich nachhaltig. Insbesondere der Strombedarf für Industrie und Gewerbe lässt sich mit einem rein dezentralen Konzept kaum decken. Für eine autarke Versorgung Süddeutschlands wären sehr hohe zusätzliche Investitionen notwendig, weit höher als die Kosten des Netzausbaus.[52]
- Gefahr von zwei oder mehreren Preiszonen für Strom in Deutschland: Der Strompreis an der Börse bildet sich aus dem Stromangebot und der Stromnachfrage für einen bestimmten Zeitraum. Dabei wird vorausgesetzt, dass das Netz den Strom vom Erzeuger zum Nachfrager transportieren kann. Bei Netzengpässen kann z. B. der verkaufte

[52] Umweltbundesamt (2013) Studie „Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen“, Link: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf.

Windstrom nicht vollständig vom Norden in den Süden transportiert werden. Die Windstromerzeugung muss gedrosselt werden und stattdessen teuer produzierende, konventionelle Reservekraftwerke eingesetzt werden. Ein effizienter Einsatz der Kraftwerke ist nicht mehr gewährleistet, ohne dass die einheitliche Preiszone aufgespalten wird. Folge wäre ein höherer Strompreis in Süddeutschland als in Nord- und Mitteldeutschland.

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BLK-Anlage	Blindleistungskompensationsanlage
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand-Side Management
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PCI	Project of Comon Interest
PFV	Planfeststellungsverfahren
PV	Photovoltaik
rONT	Regelbare Ortsnetztransformatoren
ROV	Raumordnungsverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SUP	Strategische Umweltprüfung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber