

Herausgeber und Copyright	DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin Brüssel
DIHK Berlin	Postanschrift: 11052 Berlin Besucheranschrift: Breite Straße 29 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
Autoren	Jakob Flechtner, Dr. Sebastian Bolay
Stand	Januar 2015
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 wird zusehends zur Achillesferse der Energiewende. Wenn er sich weiter verzögert, wird

- die Zahl der Eingriffe zur Netzstabilisierung weiter steigen,
- die Sicherheit 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 Vervollständigung 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	11
2.1.3	Transeuropäischer Übertragungsnetzausbau	14
2.2	Verteilnetze	14
3	WACHSENDE ANFORDERUNGEN AN DIE STROMNETZE	17
3.1	Wandel der Erzeugungslandschaft	17
3.2	Liberalisierung des Strommarktes	22
3.3	Europäischer Energiebinnenmarkt	23
4	SYSTEMSICHERHEIT, NETZBETRIEB UND FINANZIERUNG	25
4.1	Versorgungsqualität in Deutschland	26
4.2	Systemdienstleistungen und Netzbetrieb	28
4.3	Netzentgelte	34
4.4	Anreizregulierung	37
5	NOVA-PRINZIP, NETZTECHNOLOGIEN UND -KONZEPTE	39
6	DISKUSSION ALTERNATIVER MAßNAHMEN ZUM NETZAUSBAU	45
6.1	Einrichtung von Preiszonen in Deutschland als Alternative zum Netzausbau?	45
6.2	Lastnahe Erzeugung - Können Gaskraftwerke Netzausbau ersetzen?	46
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	49

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 und der bereits seit Ende der 1990er Jahre umgesetzten Strommarktliberalisierung 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, spielt bei der Investitionsentscheidung keine Rolle. Eine überregionale Verteilung der Erzeugungsanlagen ermöglicht bei ausreichenden Netzkapazitäten einen gewissen Ausgleich der wetterabhängigen Erzeugung aus Photovoltaik 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 auf den niedrigeren Netzebenen angeschlossen und erhöhen dort den Bedarf an zusätzlichen Netzkapazitäten.

Ein zunehmender Transportbedarf ergibt sich auch aus der Liberalisierung und dem europäischen Energiebinnenmarkt. Damit Wettbewerb zwischen den Stromanbietern herrschen kann, darf es innerhalb einheitlicher Marktgebiete (wie dem Marktgebiet Deutschland-Österreich) nicht aufgrund mangelnder Netzkapazitäten zu Handelseinschränkungen kommen. Deutschland ist aufgrund seiner Lage zudem eine zentrale Drehscheibe im Energiebinnenmarkt Europas.

Es gilt also, die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur 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, den Netzausbau zu begrenzen und Systemsicherheit kosteneffizient zu erhöhen.

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 zum Beispiel mithilfe von Regelenergie und Notreserven eingreifen, um eine stabile Stromversorgung aufrecht zu erhalten. Auch wenn in Deutschland im europäischen Vergleich nach wie vor eine sehr hohe Versorgungsqualität besteht, erhöht sich damit das Risiko von Stromausfällen und leidet die Versorgungsqualität (Spannungs- und Frequenzhaltung). Folge sind steigende Kosten zur Absicherung von möglichen Stromausfällen für Verbraucher und Netzbetreiber. Stromausfälle führen gerade in der Wirtschaft zu hohen Kosten, da sie den Betrieb unterbrechen und Fertigungsanlagen schädigen können.

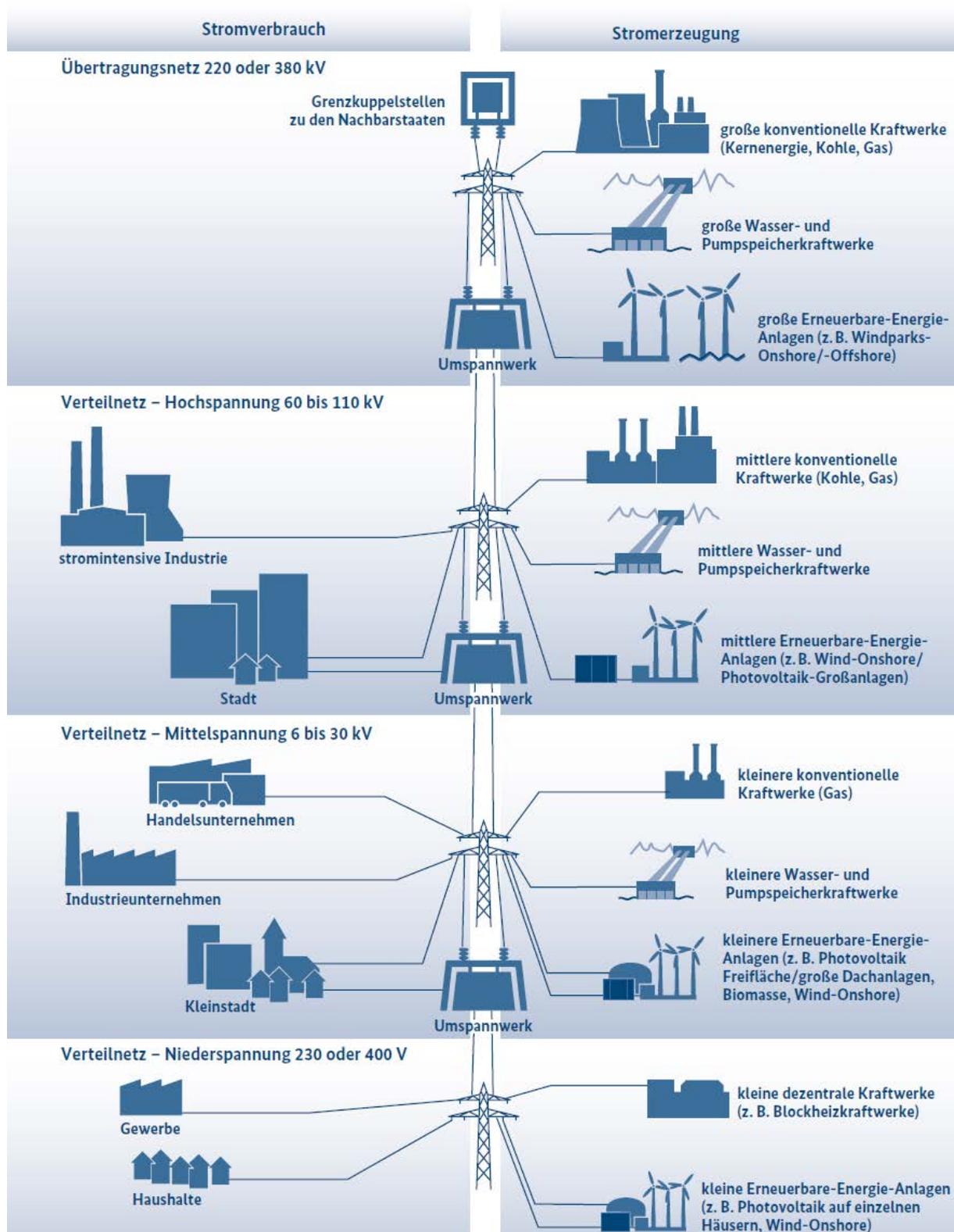
Ziel dieses „Faktenpapiers Stromnetze“ ist es, zu einer objektiv geführten Debatte über den künftigen Netzausbau beizutragen. Dazu werden die Anforderungen an die Stromnetze, Kosten und Nutzen des Netzausbaus, die Grundlagen der Finanzierung der Netze, die Verfahren zur Bestimmung und Deckung des Ausbaubedarfs 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. Große 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 Erde¹. Im Übertragungsnetz sind in Deutschland derzeit nur wenige Kilometer verkabelt.

¹ BDEW, PM vom 5. August 2014, <http://bdew.de/internet.nsf/id/20140805-pi-stromnetzlaenge-entspricht-45facher-erdumrundung-de>

Abbildung 1: Netzebenen des deutschen Stromnetzes



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.did=492622.html>.

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 rund 35.200 km. Aufgrund des Ausbaus vorwiegend dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien⁴, dem gleichzeitigen Rückgang zentraler, regelbarer Erzeugung – bis 2022 überwiegend durch die Abschaltung der

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

³ Teil 4 Ausgleichsmechanismus § 56 ff EEG(2014); weitere Umlagen: Offshore-Haftungsumlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Umlage nach AbLaV.

⁴ Die Erzeugung aus Windkraft und PV ist wetterabhängig und damit (nach oben) nicht regelbar. Das EEG in der seit 1. August 2014 gültigen Fassung sieht bis 2025 einen Erneuerbaren-Anteil von 40 bis 45 Prozent an der deutschen Stromversorgung vor. Dies soll fast ausschließlich durch Solarenergie (jährlicher Zubau von 2,5 GW Leistung) und Windenergie (an Land: jährlicher Zubau von 2,5 GW Leistung, auf See: 6,5 GW Leistung bis 2020) erreicht werden.

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 setzt den Ausbau des Übertragungsnetzes soweit keine alternativen Maßnahmen (vgl. Kapitel 5) zur Verfügung stehen oder diese nicht wirtschaftlich sind - voraus.

2.1.1 Verfahren zur Feststellung des Ausbaubedarfs und dessen Umsetzung im Übertragungsnetz

Vor dem Hintergrund des Ausstieg 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.

Abbildung 3: Überblick Verfahren Übertragungsnetzausbau



Quelle: Bundesnetzagentur, Broschüre „Netzausbau Bundesfachplanung“

Bedarfsermittlung

In einem ersten Schritt werden in Form von drei Szenarien (A, B und C) mögliche Entwicklungen der Erzeugungslandschaft und der Nachfrage in den kommenden zehn Jahren abgebildet (Szenariorahmen); das Szenario B war bislang das Leitszenario und wurde zusätzlich für die kommenden 20 Jahre beschrieben. 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 in der Beiträge aus Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens und unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbau, vgl. Kapitel 5) legen die ÜNB dann mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) ihre Berechnungen für den Netzausbaubedarf der kommenden zehn Jahre 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 drei Jahre bekommt die Bundesregierung einen solchen Entwurf vorgelegt. Sie startet den Gesetzgebungsprozess, an dessen Ende die Notwendigkeit der vorrangigen Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) gesetzlich festgestellt ist.

Umsetzung

Das BBPIG 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 *Raumordnungsverfahrens* (ROV) durchgeführt werden. Dabei prüft die zuständige Landesbehörde, ob das Vorhaben den Zielen der allgemeinen Raumnutzung und der Landesplanung entspricht.⁵ Unter die Raumnutzung fallen u. a. die Nutzung als Siedlungsfläche,

⁵ Das Raumordnungsverfahren, das dem Planfeststellungsverfahren vorgelagert ist, ist nicht in allen Bundesländern verpflichtend.

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 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.⁶ 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“

⁶ Ein erster Antrag auf Bundesfachplanung wurde im August 2014 durch 50Hertz bei der Bundesnetzagentur gestellt und betrifft die Pläne zum Bau einer Höchstspannungsleitung von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern).

Beteiligten 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.

Die im Raumordnungsverfahren und in der Bundesfachplanung festgelegten Trassenkorridore sind etwa 500 bis 5.000 Meter breit.⁷ 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.

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.⁸ Besondere Berücksichtigung finden „Natura 2000“ Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparks und nationale Monumente. In diesen Gebieten können Ausbaumaßnahmen nur unter besonderen Voraussetzungen genehmigt werden.⁹ Auf vier gesetzlich festgeschriebenen Pilotstrecken wird im deutschen Übertragungsnetz zudem die Teilerdverkabelung in Drehstromtechnologie umgesetzt oder geplant. Im Betrieb sind diese Strecken aber noch nicht. Bei den geplanten Gleichstromverbindungen wird die Teilverkabelung ebenfalls geprüft (vgl. Kapitel 5).

⁷ Die Unterschiede ergeben sich zum Teil aus dem Landesrecht.

⁸ Ein Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur zur Nutzung von Bahntrassen beim Netzausbau (2012) kommt beispielsweise zu dem Schluss, dass die Bahntrassen nur begrenzt nutzbar sind.

Link:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/120702_GutachtenBahnstromtrassen.html?nn=65116

⁹ vgl. Tagungsband „Den Netzausbau natur- und umweltverträglich gestalten!“, Berlin, 21. März 2013

Link: <http://bmu.baumgroup.de/Down.asp?Name={ERSFLPUNFM-1172014133931-UBIEBNIDGU}.pdf>

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 aktuellster, gesicherter, wissenschaftlicher Erkenntnisse Immissionsgrenzwerte festgesetzt, die beim Bau und Betrieb der Stromnetze zu beachten sind.¹⁰

2.1.2 Ausbau- und Verstärkungsbedarf im Übertragungsnetz

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde bereits 2009 der vordringliche Ausbaubedarf im Übertragungsnetz gesetzlich festgeschrieben. Das EnLAG umfasst 23 Ausbauprojekte (ursprünglich 24) mit 1.877 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 438 km fertiggestellt worden (Stand 3. Quartal 2014). Bis 2016 rechnen die ÜNB aufgrund von Verzögerungen bei den Planungs- und Genehmigungsverfahren mit einer Fertigstellung von nur 40 Prozent des ermittelten Ausbaubedarfs.¹¹ Das Investitionsvolumen der EnLAG-Vorhaben wird auf 5 Mrd. Euro geschätzt. Zu den EnLAG-Vorhaben gehört auch die viel diskutierte und mehrfach vor den Verwaltungsgerichten beklagte Thüringer Strombrücke von Lauchstädt in Sachsen-Anhalt nach Redwitz in Bayern. Das Vorhaben ist von Bedeutung, weil darüber die Abschaltung des KKW Grafenrheinfeld im Jahr 2015 ausgeglichen werden soll.

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (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 (BBPIG). 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 umge-

¹⁰ Weitere Informationen bietet z. B. das Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (www.femu.de).

¹¹ Stand Dezember 2014, Informationen zu den einzelnen Projekten und dem bereits realisierten Netzausbau nach EnLAG veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber unter http://www.netzausbau.de/cln_1422/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html

setzt vorausgesetzt, sie bilden mit den bestehenden Übertragungsnetzen das sogenannte Startnetz.

Anfang 2014 bestätigte die Bundesnetzagentur den weiterentwickelten Netzentwicklungsplan (NEP 2013) und den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP 2013) mit dem Zieljahr 2023. Diese bekräftigen vor allem den Bedarf, über weite Strecken von Nord- nach Süddeutschland große Leistungen zu übertragen. Dieser Bedarf soll durch die Errichtung von drei Korridoren (A, C und D) gedeckt werden, die die relativ verlustarme Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ, vgl. Kapitel 5) nutzen, und durch flankierende Maßnahmen im Drehstromnetz gedeckt werden (vgl. Abbildung 5).

Von 90 ursprünglich von den ÜNB vorgeschlagenen Einzelvorhaben sind 56 von der Bundesnetzagentur als für den sicheren Netzbetrieb in den kommenden zehn Jahren zwingend erforderlich anerkannt worden.¹² Im NEP 2013 wurden damit Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in Bestandstrassen auf einer Länge von rund 2.800 Kilometern bestätigt. Hinzu kommen 2.650 Kilometer an kompletten Neubautrassen. Im Bereich Offshore sind acht Vorhaben bestätigt worden.

Im November 2014 haben die ÜNB die zweiten Entwürfe des NEP und O-NEP 2014 vorgelegt.¹³ Der zweite Entwurf des NEP berücksichtigt auf der Basis des bereits im August 2013 durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens die neue regionale Verteilung der EEG-Einspeisung auf Grundlage der EEG-Novelle vom Sommer 2014. Diesbezüglich haben die ÜNB eine Neuberechnung eines regionalisierten Erzeugungsszenarios (B 2024) durchgeführt. Im Ergebnis wird der hohe Bedarf der Strom-Übertragung von Nord- nach Süddeutschland bestätigt. Nach Auffassung der ÜNB sind im Szenario B 2024 Netzverstärkungen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) auf Bestandstrassen auf rund 5.300 km notwendig. Der Bedarf neuer Leitungstrassen liegt bei 3.800 km, davon sind 2.300 km HGÜ-Korridore. Dahinter steht ein Investitionsvolumen von 22 bis 26 Mrd. € bis 2024. Für die Offshore-Anbindung liegt demnach der Ausbaubedarf in diesem Zeitraum zwischen 1.135 km bis hin zu 2.540 km mit einem Investitionsvolumen von 17 bis 23 Mrd. Euro.¹⁴

¹² Grundlage ist Leitszenario B.

¹³ 2. Entwurf NEP 2014: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf>, 2. Entwurf O-NEP: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/o-nep>

¹⁴ Nach einer von PwC im Auftrag von TenneT erstellten Studie sind von 2014 bis 2023 allein aufgrund der Energiewende Investitionen in den Ausbau der Übertragungsnetze (offshore und onshore) in Höhe von 19,9 Mrd. Euro notwendig; veröffentlicht am 11. August 2014

2.1.3 Transeuropäischer Übertragungsnetzausbau

Die Europäische Union verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Erstellung von nationalen Netzentwicklungsplänen, in Deutschland 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.¹⁵

Im TYNDP 2014 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. Größte Herausforderung ist die Anbindung von vier „Strominseln“: den baltischen Staaten, Spanien mit Portugal, Großbritannien mit Irland sowie Italien. Zudem müsse die Kapazität der Grenzkuppelkapazitäten, 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 2 bis 5 Euro pro MWh führen.

2.2 Verteilnetze

Der Betrieb der Netze unterhalb der Höchstspannungsebene ist Aufgabe der Verteilnetzbetreiber. In Deutschland gibt es 888 Verteilnetzbetreiber (Stand: Januar 2014). Derzeit umfasst das Verteilnetz auf Hochspannungsebene (110 kV) 66.000 km, auf Mittelspannungsebene (20kV / 10 kV) 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.

¹⁵ 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 %) im Verteilnetz angeschlossen (vgl. Kapitel 3.1), sodass es vermehrt zu Lastflüssen von niedrigeren auf höhere Netzebenen kommt, weil der Strom nicht immer vor Ort verbraucht werden kann. 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. In der Vergangenheit bestand die Aufgabe der Verteilnetze darin, den Strom lediglich von den höheren Netzebenen an die Stromkunden zu verteilen.

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 und –art, etc.) eigenverantwortlich durch den zuständigen Netzbetreiber. 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 23,2 Milliarden und 48,9 Milliarden Euro, knapp 70 Prozent davon innerhalb der nächsten zehn Jahre. Insbesondere die Geschwindigkeit des Photovoltaikausbaus 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 % 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 % gesenkt werden (vgl. Kapitel 5).¹⁶

¹⁶ „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	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung	Gesamt	Bezugsjahr
BMWi-Verteilernetzstudie¹⁷ (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-Verteilnetzstudie¹⁸ (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
BDEW¹⁹ (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

¹⁷ Vgl. Fußnote 16.

¹⁸ „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030“, 11. Dezember 2012.

¹⁹ „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 Energiebinnenmarkt sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Abschaltung der Kernkraftwerke. Dazu kommen Faktoren wie der demographische Wandel und die Veränderung der regionalen Wirtschaftsstruktur. Alle diese Entwicklungen setzen voraus, 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. Sollte ein innerdeutscher Ausbau der Stromnetze nicht erfolgen und damit dauerhaft strukturelle Netzensperrungen auftreten, droht zudem die Aufspaltung Deutschlands in zwei Preiszonen. Dies würde zu höheren Strompreisen in Süddeutschland führen.

3.1 Wandel der Erzeugungslandschaft

Deutschland weist im Jahr 2014 einen breiten Erzeugungsmix auf: Erneuerbare Energien, Braunkohle, Steinkohle, Kernkraft und Gas haben signifikante Anteile an der Versorgung von Wirtschaft und privaten Haushalten mit Elektrizität.²⁰ In der Vergangenheit orientierte sich die Stromerzeugungslandschaft vorwiegend an zwei Kriterien: Der Verfügbarkeit von Energierohstoffen (Braunkohle, Steinkohle, Gas) 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.

²⁰ 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

Tabelle 2: In Betrieb befindliche Atomkraftwerke in Deutschland

Name	Bundesland	Abschaltdatum	Leistung
Grafenrheinfeld	Bayern	2015	1.345 MW
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. Zum Ende 2013 waren in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 34 GW und Windkraftanlagen mit einer Leistung von 32 GW am Netz angeschlossen.

Die süddeutschen Bundesländer und damit auch die auf eine stabile Stromversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen 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 neun Reaktoren befinden sich sechs in Baden-Württemberg und Bayern. Damit fällt mit 8.386 MW bis 2022 ein signifikanter Teil der Erzeugungsleistung in diesen Bundesländern weg. 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 (vgl. Abbildung 6) in den kommenden Jahren weiter nach Nordosten verschiebt und damit weg von den Ballungszentren im Süden und Westen.

Der Zubau an Windkraft findet vorwiegend in Nord- und Ostdeutschland statt, wo die Erzeugung aufgrund besserer Windstandorte günstiger ist. 2013 vereinigten die drei Länder Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein über 40 Prozent der neuen Anlagen auf sich. Mit dem von der Bundesregierung angestrebten Ausbau von Offshore auf 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 wird dieser Trend fortgeführt. Der Kostennachteil für Onshore-Wind im Inland beträgt gegenüber Küstenstandorten derzeit rund 50 Prozent.

Abbildung 6: Stromerzeugungskosten bei Neuanlagen im Jahr 2015

Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas GUD	Erdgas GT	PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
-	8,2	9,3	15,6	13,0	9,2	5,9	11,0	11,3	14,7
5,6	8,2	9,3	15,6	12,3	8,5	6,6	-	11,3	14,7
5,6	8,4	9,3	15,6	11,6	8,1	7,7	-	11,3	14,7
-	8,6	9,3	15,6	11,1	7,5	8,7	-	11,3	14,7

Quelle: Prognos 2013: Entwicklung von Stromproduktionskosten. Zahlen beziehen sich auf Anlagen, die im Jahr 2015 in Betrieb gehen.

Im Süden sind unter den erneuerbaren Energien Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik (PV) stark vertreten. Der Ausbau der Wasserkraft ist v. a. durch Modernisierung und Erweiterung möglich, allerdings nur in überschaubarem Umfang. 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. Zudem wurden mit dem EEG 2014 die Einspeisevergütungen deutlich gesenkt. PV liefert mit 1.000 Jahresvolllaststunden einen begrenzten Beitrag zur Versorgungssicherheit, der sich zudem auf den Tag beschränkt.

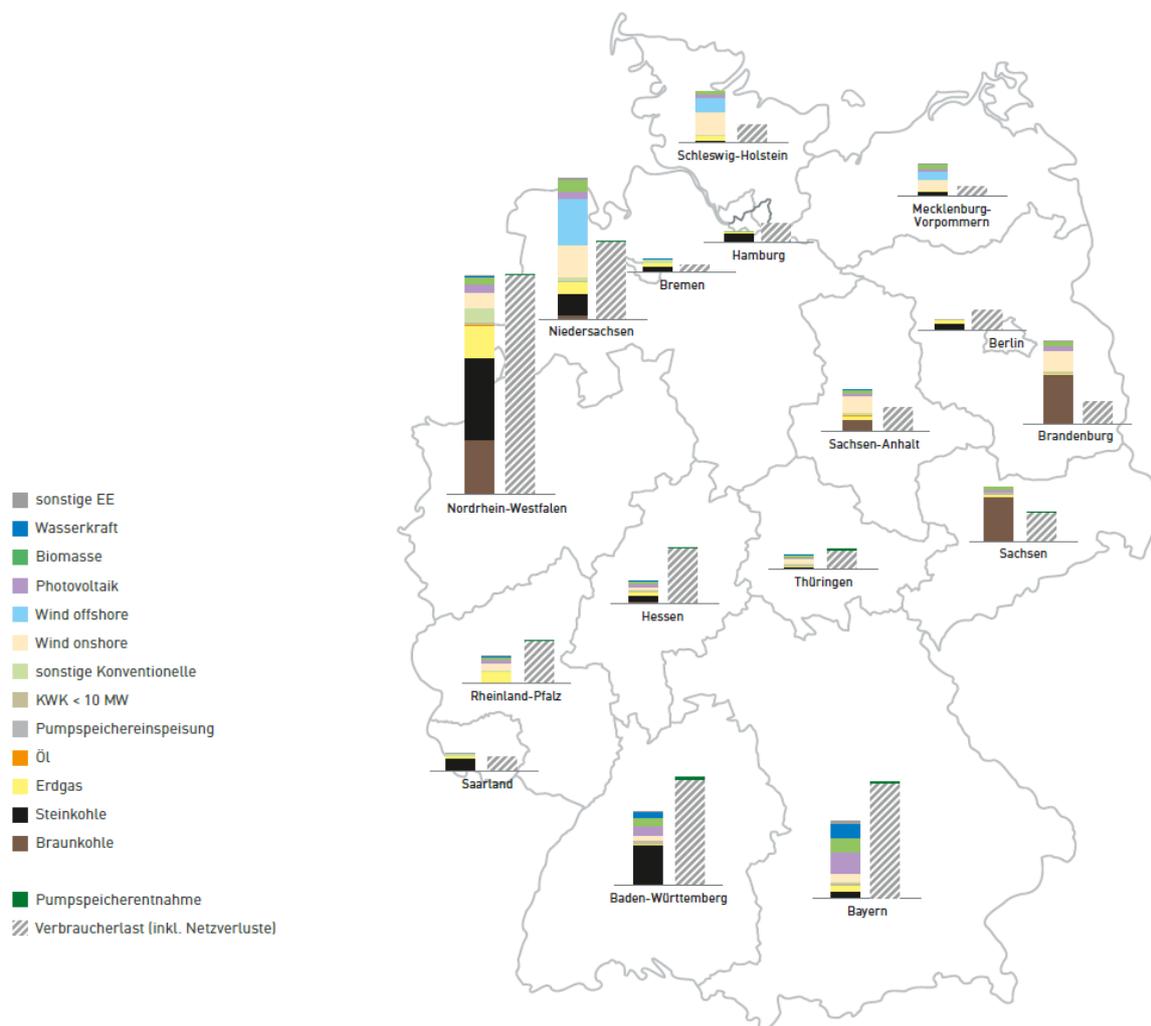
Auch bei Steinkohle, die inzwischen weitgehend importiert wird, zeigen sich regionale Ungleichgewichte hinsichtlich der Erzeugungskosten von Kraftwerken. Diese führen dazu, dass neue Steinkohlekraftwerke nur dort geplant und gebaut werden, wohin die Kohle günstig

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 aber 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.

Festzuhalten bleibt: Süddeutschland ist von der Abschaltung der Kernkraftwerke stark betroffen, zudem bestehen Kostennachteile bei Kohle und Wind. Das weitere Potenzial von PV und Biomasse für die Versorgungssicherheit ist begrenzt. 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 2014 gehen die ÜNB (Szenario B 2024, vgl. Abbildung 7) für Hessen von einem Importbedarf von rund 59 Prozent, für Bayern von rund 33 Prozent und für Baden-Württemberg von rund 29 Prozent der jeweiligen Last bzw. in Summe von rund 74,5 TWh im Jahr 2024 aus. Umgekehrt weisen vor allem die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss auf. Dieser liegt in Summe bei ca. 131,1 TWh. Der Ausbau des Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung dient also dazu, diese Verlagerung der Erzeugung auszugleichen. Abgesehen vom jährlichen Import- und Exportbedarf der einzelnen Bundesländer (Energienmengen) ist für die Sicherstellung der Systemsicherheit aber auch das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last zu jeder Tageszeit ausschlaggebend.

Abbildung 7: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2024 für den Netzentwicklungsplan 2014



Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2014, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

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 insbesondere 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.

3.2 Liberalisierung des Strommarktes

Damit Wettbewerb zwischen den Stromanbietern herrschen kann, muss sichergestellt sein, dass es innerhalb einer einheitlichen Gebotszone (hier: einheitlich 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 1998²¹ 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 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.²²

²¹ Umsetzung der Europäischen Richtlinie 96/92/EG 1998 durch eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes.

²² Sie müssen nur informatorisch und buchhalterisch entflochten sein.

Vor der Liberalisierung agierten die Energieversorgungsunternehmen als regionale Monopolisten. Der liberalisierte Handel ermöglicht heute einen effizienteren und optimierten Einsatz von Kraftwerken im Wettbewerb. Damit sind auf der einen Seite der Bedarf an Erzeugungskapazitäten und die Erzeugungskosten gesunken. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen in Deutschland eine rechnerische Überkapazität für 2014 bis 2017 von ca. 10 GW²³, die aber im Europäischen Markt eingebunden ist.

3.3 Europäischer Energiebinnenmarkt

Was in Deutschland und anderen EU-Mitgliedstaaten bereits umgesetzt ist, soll in der ganzen Europäischen Union auch gemeinsam erfolgen. Eigentlich sollte der Europäische Energiebinnenmarkt bereits 2014 verwirklicht sein. Dies ist noch nicht erfolgt. Unter anderem gibt es teilweise noch regulierte Verbrauchertarife und es mangelt an einer ausreichenden Kopplung der nationalen Stromnetze. Heute haben die Grenzübergangsstellen für den Strom (sog. Grenzkuppelstellen) zwischen Deutschland und den Nachbarländern eine Kapazität von 15 GW. Das entspricht knapp einem Fünftel der deutschen Jahreshöchstlast. Sie sollen bis zum Jahr 2030 deutlich weiter ausgebaut werden.

Die Europäische Kommission schätzt, dass ein vollendeter Energiebinnenmarkt einen Kostenvorteil von jährlich 16 bis 40 Mrd. Euro mit sich bringt.²⁴ Dies ergibt sich zum einen aus niedrigeren Stromgestehungskosten und zum anderen 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.²⁵ 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 auch für Deutschland als zentrale Drehscheibe für den Europäischen Stromhandel in der EU. Voraussetzung dafür ist allerdings der grenzüberschreitende Netzausbau.

²³ Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013. Link: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=600668.html>

²⁴ 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

²⁵ 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>

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

1) Ist ein großräumiger Austausch möglich, kann die Vielfalt der Erzeugung aus erneuerbarer 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 Klimaanlageanlagen am meisten Strom im Sommer verbraucht wird. Im Ergebnis würden allein dadurch 11 bis 18 GW weniger gesicherte Leistung benötigt.²⁶

²⁶ 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.²⁷

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 notwendigen Investitionen in Erhalt, Modernisierung und Ausbau der Netzinfrastruktur erfolgen auf Grundlage der sog. Anreizregulierung (vgl. Kapitel 4.4). Die Finanzierung des Netzbetriebes und der Netzinfrastruktur erfolgt über Netzentgelte (vgl. Kapitel 4.3).

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 wor-

²⁷ Für den deutschen Strommarkt sind die Aufgaben der BKV in den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) festgelegt.

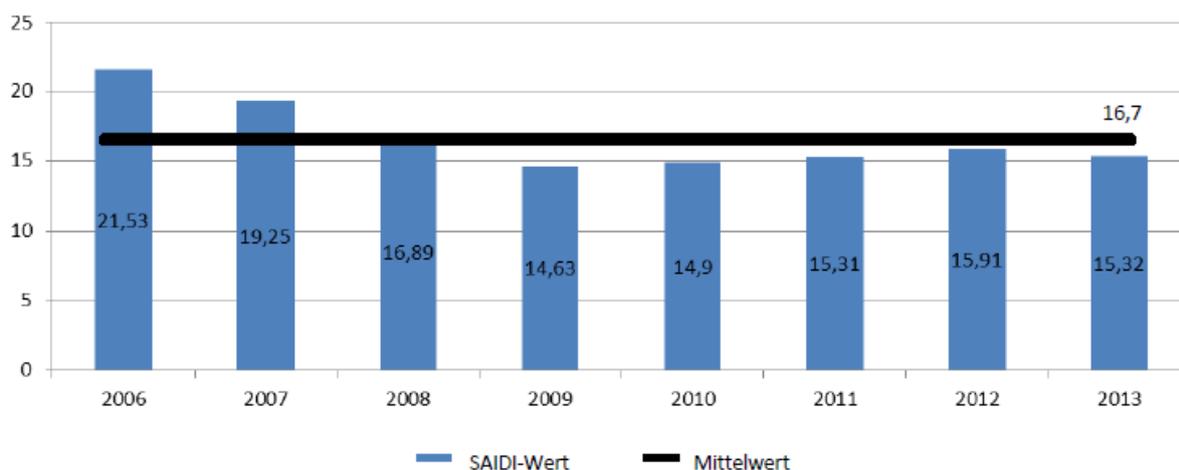
den ist. Solange der Netzausbau nicht vorankommt, treten zudem vermehrt Netzengpässe auf, die im Stromhandel aber keine Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 3.2).

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 zu halten sein. Viele Leitungen sind schon heute an der Grenze ihrer Belastungsfähigkeit.²⁸

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 sog. SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres widerspiegelt.

Abbildung 8: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität) in der Nieder- und Mittelspannung in Minuten nach SAIDI

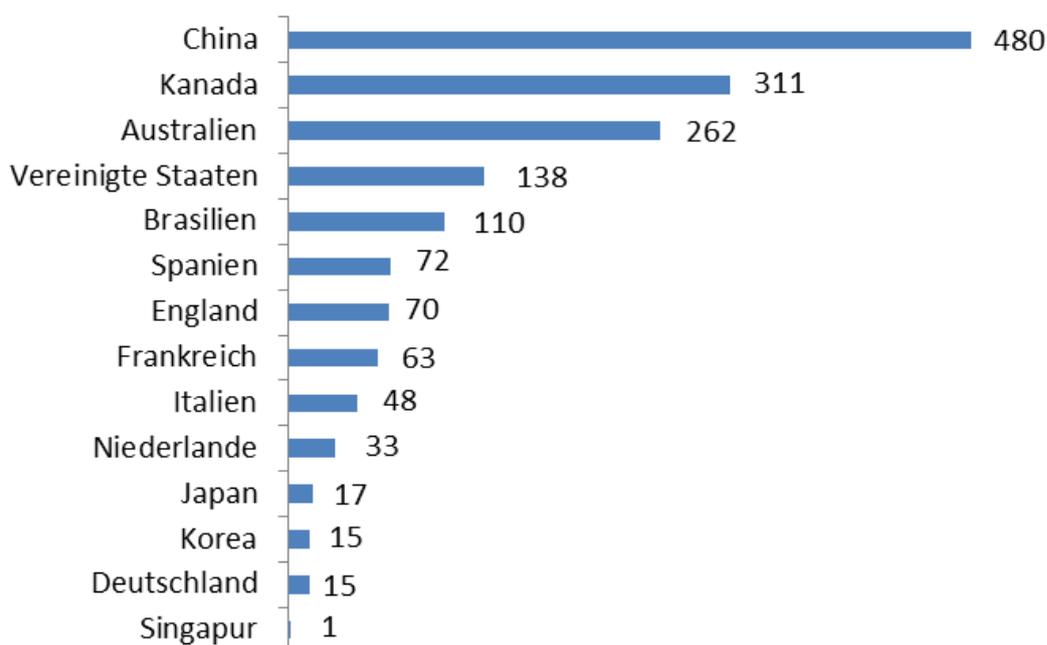


Quelle: eigene Darstellung, Daten aus dem Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur, SAIDI-Wert

²⁸ 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>

Mit 15,32 Minuten im Jahr 2013 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.

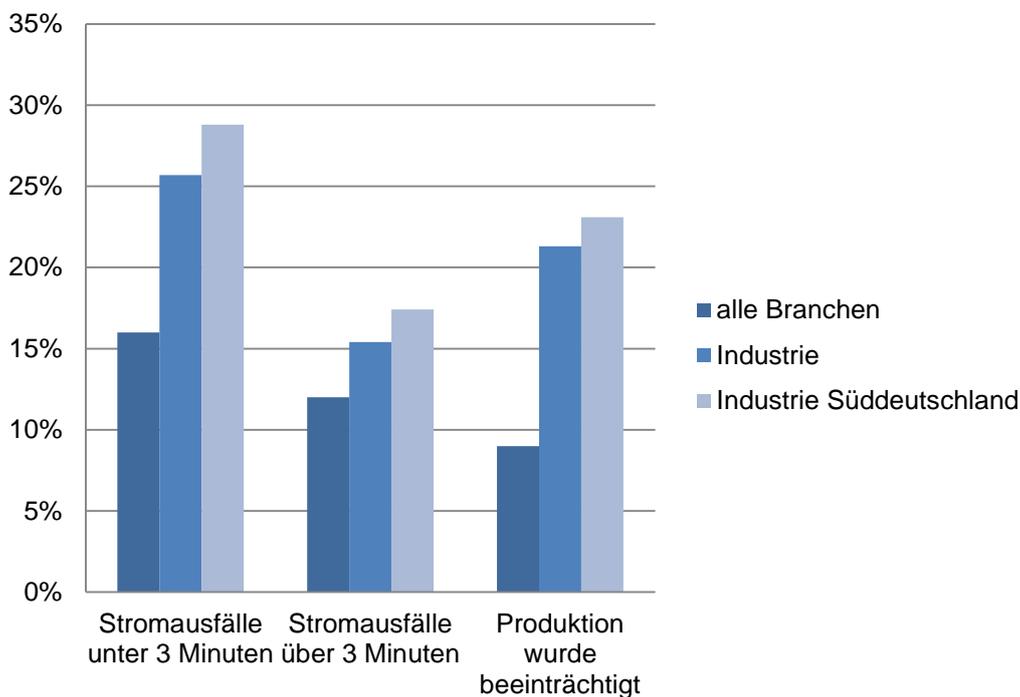
Abbildung 9: SAIDI-Werte im internationalen Vergleich (2012)



Quelle: eigene Darstellung nach Accenture Analysis 2013, Global perspectives on smart grid opportunities.

Das Energiewende-Barometer 2014 der IHK-Organisation zeigt, dass 12 Prozent der Unternehmen (15 Prozent der Industrieunternehmen) von Stromausfällen über drei Minuten betroffen waren. Von Stromausfällen unter drei Minuten, die im SAIDI-Wert nicht erfasst werden, waren sogar 16 Prozent (26 Prozent der Industrieunternehmen) betroffen. Die Produktion wurde dadurch in neun Prozent der Unternehmen bzw. 21 Prozent der Industrieunternehmen beeinträchtigt. Im Vergleich der Regionen sind Unternehmen in Süddeutschland häufiger mit Strom- und Produktionsausfällen konfrontiert.

Abbildung 10: Probleme mit der Versorgungssicherheit in Unternehmen



Quelle: Energiewende-Barometer 2014 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 % 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	<ul style="list-style-type: none"> • Halten der Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> • Halten der Spannung im zulässigen Bereich • Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkt / Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Momentanreserve • Regelleistung • Zu-/Abschaltbare Lasten • Frequenzabhängiger Lastabwurf • Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz 	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung von Blindleistung • Spannungsbedingter Redispatch • Spannungsbedingter Lastabwurf • Bereitstellung von Kurzschlussleistung • Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung • Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last • Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanalyse, Monitoring • Engpassmanagement • Einspeisemanagement • Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugungsanlagen • Flexibel steuerbare Lasten • Regelleistungspools 	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugungsanlagen am Höchstspannungsnetz • Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke • Pumpspeicherkraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzleitwarten im Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken

Quelle: nach dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 (2014)²⁹

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.

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

²⁹ 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

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 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 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 Ausgleichsenergie.³⁰

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

³⁰ Weitere Informationen unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketinfo>

werden ein oder mehrere Kraftwerke 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.³¹ 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“). 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 2014/15 ist ein Bedarf in Höhe von 3.091 MW, für 2015/2016 von 6.000 MW und für 2017/2018 von 7.000 MW festgestellt worden.³² 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. Sollte der ermittelte Redispatchbedarf nicht mit vorhandenen Kraftwerken zu decken sein, prüfen die ÜNB einen möglichen Kraftwerksneubau. Solche Maßnahmen haben aber sehr lange Vorlaufzeiten; bislang bestand hierfür noch nicht die Notwendigkeit. Sollte ein neues Kraftwerk gebaut werden müssen, nähme es nicht am Strommarkt teil, sondern würde nur für Redispatchzwecke eingesetzt. Sobald es dafür nicht mehr notwendig wäre, müsste es wieder abgebaut werden.

Damit auch in Zukunft ausreichend Kapazitäten zum netzstabilisierenden Redispatch vorhanden sind, enthält das Energiewirtschaftsgesetz erstens eine Verpflichtung zur Anzeige

³¹ 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.

³² Bericht und Feststellung zum Bedarf an Reservekraftwerken für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/berichte_fallanalysen-node.html. Da das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bereits im ersten Quartal 2015 in den Streckbetrieb gehen wird, kommt es darüber hinaus für diesen Zeitraum zu einem zusätzlichen Bedarf in Höhe von 545 MW.

von geplanten Kraftwerksstilllegungen (§ 13a Abs. 1 EnWG; mindestens zwölf Monate im Voraus). Zweitens 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 48 zur Stilllegung angezeigten Kraftwerksblöcken haben die ÜNB elf als systemrelevant eingestuft. Letztere befinden sich alle in Süddeutschland.³³

Zwangmaßnahmen 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 Erneuerbarenanlagen gibt es für die Abregelung konventioneller Erzeugung keine Entschädigungspflicht.

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.

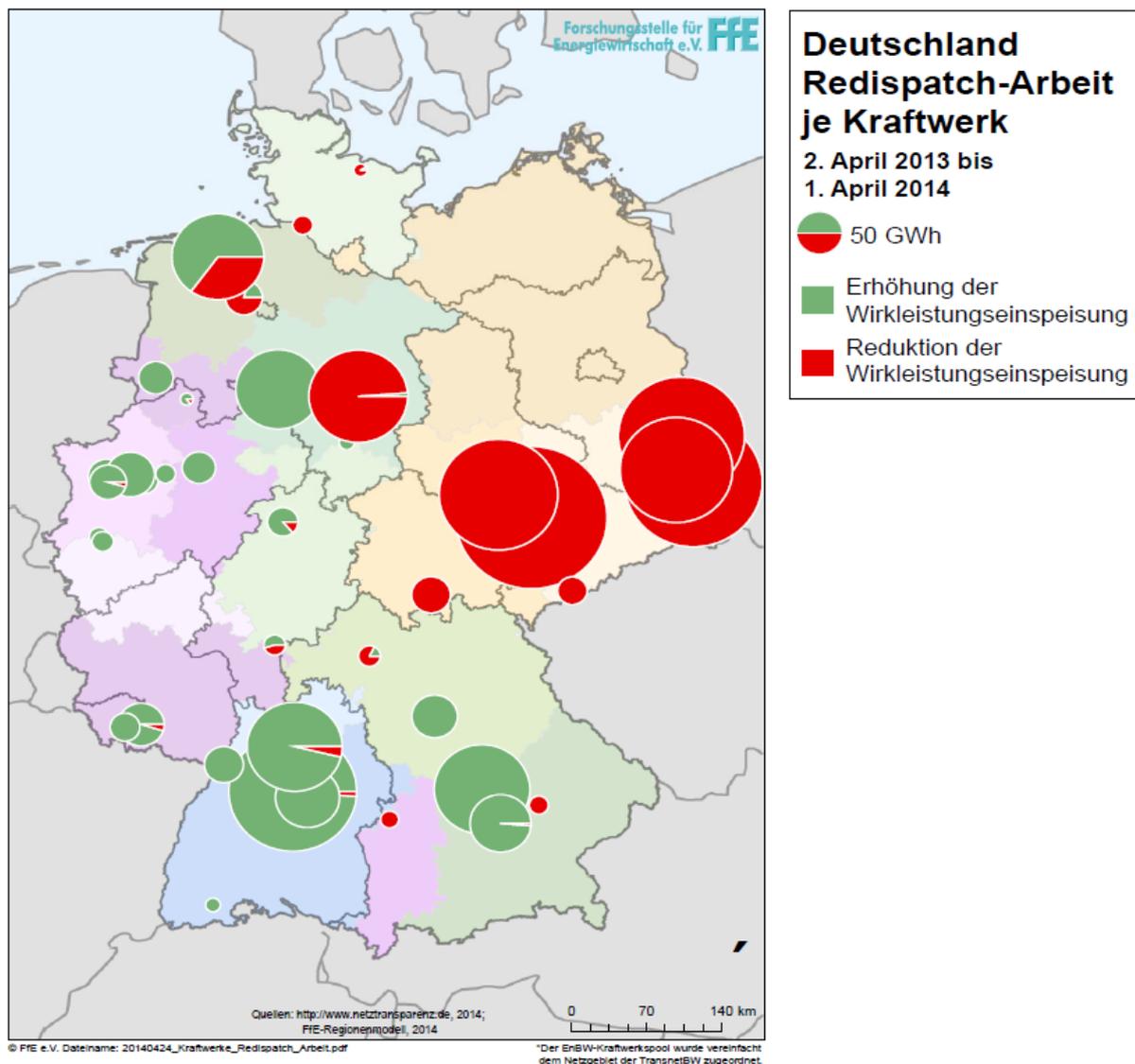
Nach dem Monitoringbericht 2014³⁴ beliefen sich die Redispatch-Maßnahmen der ÜNB im Berichtsjahr 2013 auf knapp 8.000 Stunden. Dies entspricht einer Steigerung um über 60 Prozent gegenüber 2011 (5.030 Stunden). Die Eingriffe verteilten sich auf 232 Tage und führten zu Kosten von rund 130 Mio. Euro. Die 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

³³ vgl. Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste Link: http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html

³⁴ Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3

durch Steinkohle-, Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerke (vgl. Abbildung 11). Im Vergleich zum Jahr 2012 (385 GWh) erhöhte sich die Menge der Ausfallarbeit, die durch Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 14 EEG 2014 verursacht worden ist, um 44 Prozent auf 555 GWh. Die Summe der Entschädigungszahlungen für das Einspeisemanagement betrug ca. 43,7 Mio. Euro und damit rund 10 Mio. Euro mehr als 2012. Das Gesamtkostenvolumen für Systemdienstleistungen betrug 2013 rund 1,1 Mrd. Euro.

Abbildung 11: Erhöhung und Reduktion der Wirkleistungseinspeisung zum Redispatch



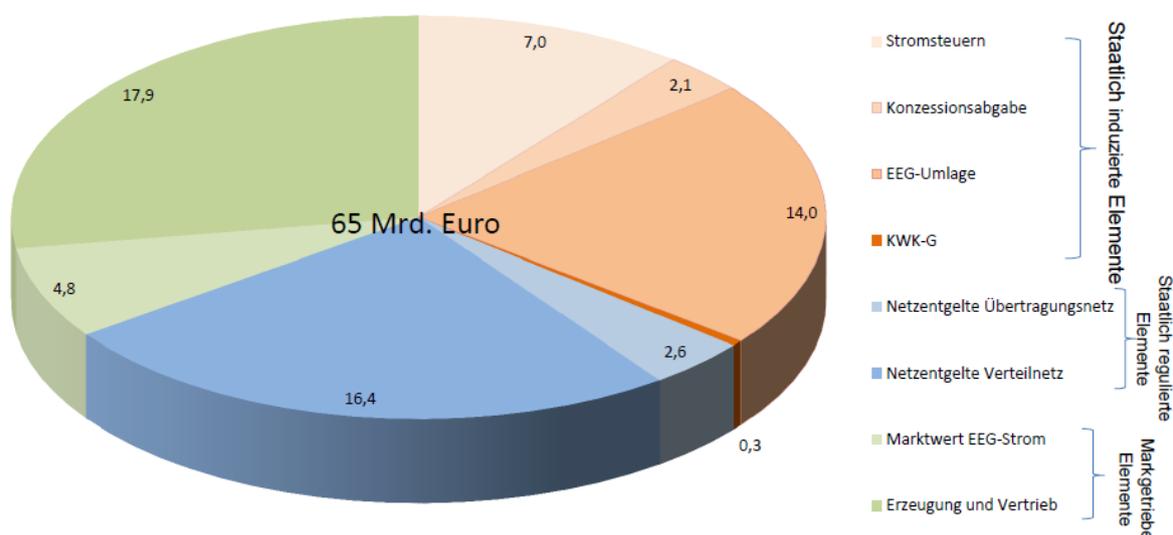
Quelle: Ffe Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014)

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/EG³⁵) im EnWG, unterliegen die Netzentgelte einer staatlichen Regulierung (vgl. Kapitel 3.2). Bundesnetzagentur bzw. Landesregulierungsbehörden kontrollieren die Netzentgelte, die nicht von den Netzbetreibern frei festgesetzt werden können. 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. Den Netzbetreibern werden auf Basis ihrer Netzkosten und eines branchenweiten Effizienzvergleichs Erlösbergrenzen vorgegeben.

Im Jahr 2012 summierten sich die Gesamtausgaben der Letztverbraucher für die Stromversorgung auf 65 Mrd. Euro (ohne MwSt).³⁶ Davon entfielen 19 Mrd. Euro (rd. 29 Prozent der Gesamtausgaben) auf die Netzentgelte, für das Übertragungsnetz (2,6 Mrd. Euro) und das Verteilnetz (16,4 Mrd. Euro) (vgl. Abbildung 11).

Abbildung 12: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität im Jahr 2012



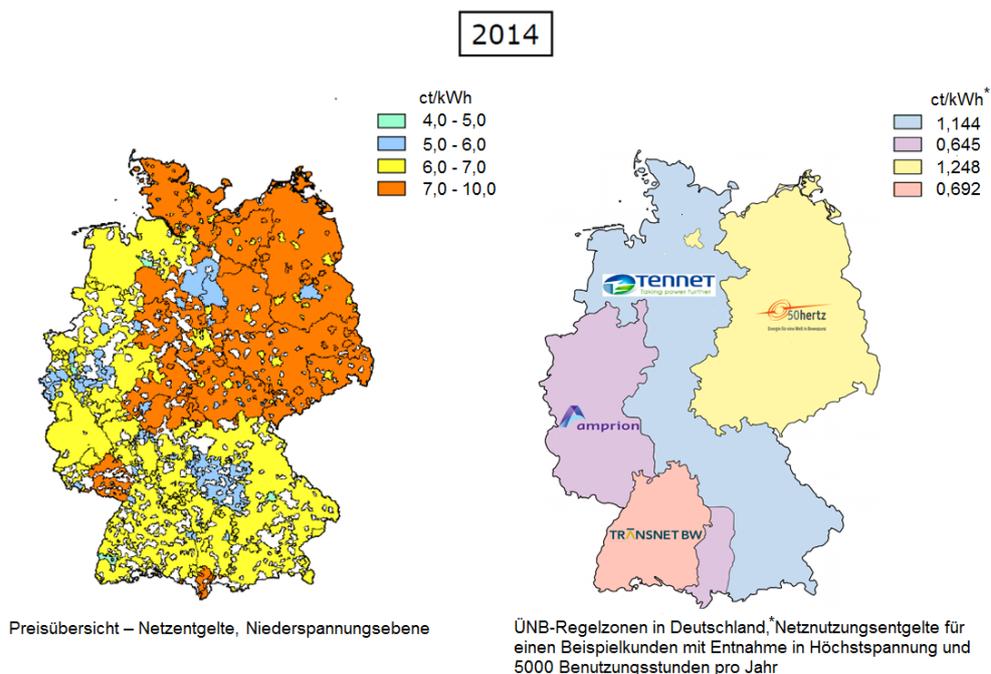
Quelle: eigene Darstellung, Daten: Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012, März 2014.

³⁵ Inzwischen ersetzt durch Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009

³⁶ 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 hängt die Höhe des zu leistenden Netzentgeltes von verschiedenen Faktoren ab: Neben regionalen Aspekten wie der Industriedichte und der Erzeugungsstruktur (insb. der Anteil der erneuerbaren Energien) sind auch demographische und netzbetreiberspezifische Faktoren relevant. Hintergrund ist, dass die für die Netzeinbindung des EE-Stroms anfallenden Kosten nach den geltenden Bestimmungen im Verteilnetzgebiet verbleiben und - anders als die Vergütungszahlungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen und die Kosten für den Netzanschluss der Offshore-Windparks - nicht bundesweit umgelegt werden. Ebenfalls nicht bundesweit umgelegt werden Kosten für Redispatch-Maßnahmen. Diese sind vor allem in den Netzgebieten von TenneT und 50Hertz notwendig und führen dort zu höheren Netzentgelten.

Abbildung 13: Übersicht über durchschnittlich regionale Netzentgelte

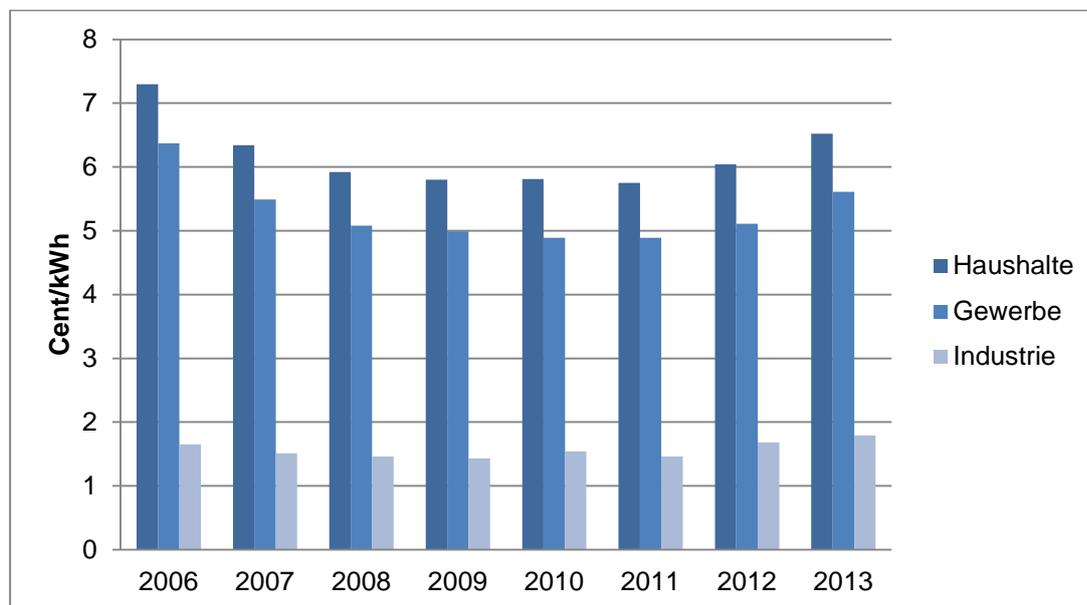


Quelle: Bundesnetzagentur: „Ein Überblick zu den Stromverteilernetzentgelten in Deutschland“, 6. Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze (März 2014).

Die Höhe des individuellen Netzentgeltes hängt aber auch wesentlich davon ab, an welcher Spannungsebene der Anschluss erfolgt und ob eine Netzentgeltreduzierung in Anspruch genommen werden kann. So mussten im Schnitt über ganz Deutschland Gewerbekunden im April 2013 mit durchschnittlich 5,61 Cent/kWh deutlich höhere Netzentgelte bezahlen als Industriekunden mit durchschnittlich 1,79 Cent/kWh. Für Haushaltskunden lag das durchschnittliche Netzentgelt bei 6,52 Cent/kWh (vgl. Abbildung 13). Ist ein Unternehmen z. B. an der Hochspannung angeschlossen, entstehen Netzentgelte nur für dieses und das Höchst-

spannungsnetz. Für die nachgelagerten und damit nicht genutzten Mittel- und Niederspannungsnetze müssen keine Entgelte bezahlt werden.

Abbildung 14: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte in Deutschland



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

In der Folge der Netzentgeltregulierung ab 2005 waren die Netzentgelte zunächst gefallen (vgl. Abbildung 12). Die Zeiten sinkender bzw. stabiler Netzentgelte sind aber vorbei. Für Industriekunden betrug der Anstieg von 2012 auf 2013 13 Prozent für Mittelspannungskunden und knapp 10 Prozent für Niederspannungskunden.³⁷ Bereits von 2011 auf 2012 waren die Netzentgelte für die Industrie um durchschnittlich 15 Prozent gestiegen, Gewerbe und Haushalte zahlten rund fünf Prozent mehr.

Auch 2015 werden in vielen Netzgebieten die Entgelte zum Teil erheblich steigen: Viele Netzbetreiber haben am 15. Oktober 2014 Erhöhungen angekündigt. Das ist der Stichtag, an dem sie ihre vorläufigen Entgelte für das jeweils kommende Jahr bekanntgeben müssen. Nach ersten Abschätzungen des Energiedienstleisters ene't GmbH werden die Entgelte für Kleinverbraucher (Niederspannungsnetz) im Schnitt um 3,7 Prozent steigen. In der Mittelspannung legen die Netzgebühren danach im Schnitt um 5,1 Prozent zu.

Für die Zukunft ist mit einem anhaltenden Anstieg der Netzentgelte zu rechnen. Dieser ist im Wesentlichen auf den notwendigen Netzausbau für Übertragungs- und Verteilnetze sowie

³⁷ VEA: Netznutzungsentgeltvergleich 2013 für Sondervertragskunden elektrische Energie.

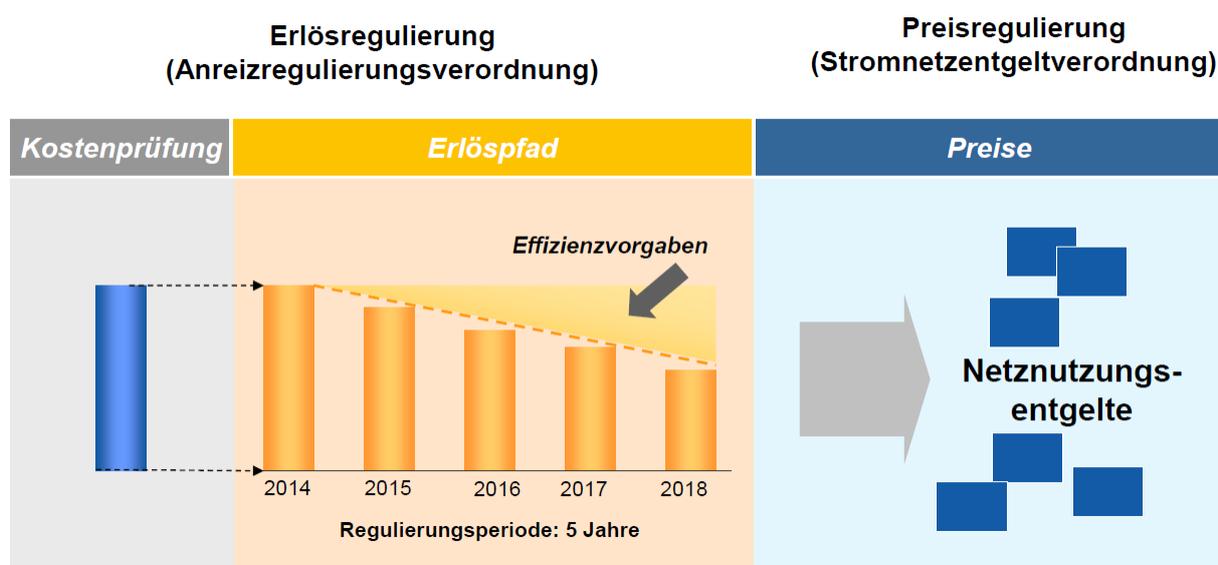
den Anschluss der Offshore-Windparks zurückzuführen (vgl. Kapitel 2). Die Bundesnetzagentur geht von einem Anstieg der Netzentgelte für die Industrie in Höhe von 34 bis 54 Prozent und bei den Gewerbekunden von 15 bis 23 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 2011 aus³⁸. Ein weiterer Anstieg der Netzentgelte wird sich aus den Kosten für einen flächendeckenden Einsatz von intelligenten Zählern (Smart Metern) ergeben (vgl. Kapitel 5).

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)).

Dazu werden in einer Kostenprüfung zunächst die zulässigen Netzkosten als Erlösbergrenze ermittelt. Die Festlegung der Erlösbergrenze 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.

Abbildung 15: Regulierungsrahmen für Erlösbergrenzen und Netzentgelte



Quelle: Stromnetz Berlin

³⁸ 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.

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 zweiten 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, um Jahre mit höheren und niedrigeren Investitionen und Kosten ausgleichen zu können. Übersteigen die Erlöse aus Netzentgelten die ermittelte Erlösobergrenze jedoch um mehr als 5 %, müssen die Netzentgelte unverzüglich angepasst werden.

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.

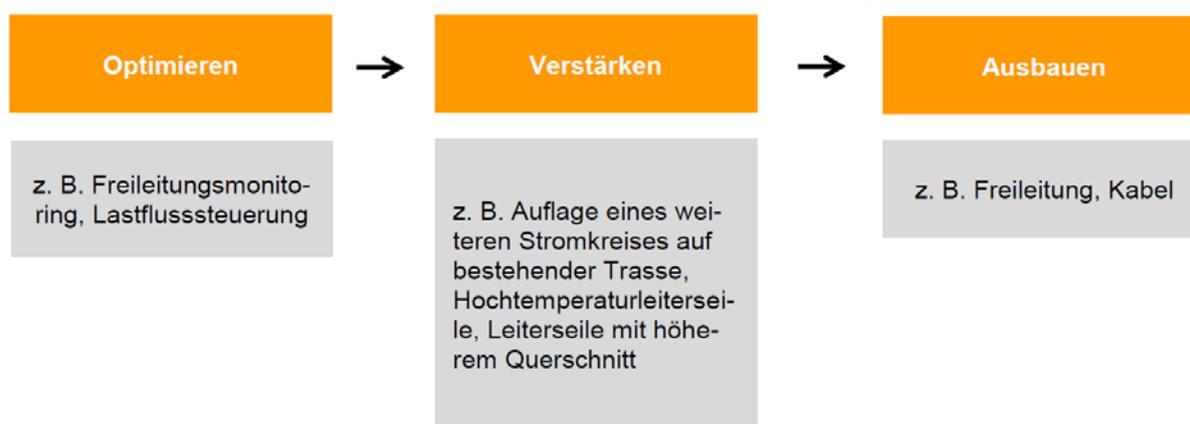
Für die *Übertragungsnetzbetreiber* gelten zum Teil abweichende Anforderungen der Anreizregulierung. Die Anerkennung von Investitionsmaßnahmen erfolgt durch die Bundesnetzagentur, u. a. auf Grundlage des im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) festgestellten Ausbaubedarfs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

In der Diskussion steht aktuell, ob die bestehende Anreizregulierung ausreichend Anreize für die aufgrund der Energiewende anstehenden Investitionen in Netzausbau und intelligente Netze bietet. Dies betrifft vor allem Verteilnetzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf. In der Kritik steht zudem ein Zeitverzug von bis zu sieben Jahren zwischen Investition und Berücksichtigung der Investitionskosten in der Regulierung. Andererseits zeigen aktuelle Ergebnisse einer Evaluierung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur, dass über alle Netzbetreiber hinweg keine Unterdeckung der Kosten erkennbar ist. Eine Novellierung der Anreizregulierung ist derzeit in Vorbereitung.

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 **Netzo**ptimierung und –verstärkung erreicht werden kann, müssen die Netze **a**usgebaut werden. Der in Kapitel 2 dargestellte Netzausbaubedarf auf Übertragungs- und Verteilnetzebene berücksichtigt das NOVA-Prinzip. Die im BBPIG 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 16: Das NOVA-Prinzip (Netzo**o**ptimierung 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. Gleichzeitig laufen insbesondere im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung (ARegV) Diskussionen, wie innovative Planungskonzepte und intelligente Technologien bei der Netzplanung besser berücksichtigt werden können. 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 % weniger), höherer Energieübertragung bei gleicher Trassenbreite (plus 30 bis 40 %) 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.³⁹

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 aber gesetzlich restriktiv festgelegt und beschränken sich sowohl im Gleichstrombereich (BBPIG) als auch im Drehstrombereich (§2 EnLAG: vier Projekte) auf Pilotvorhaben. Die Kabeltechnologie zur Übertragung hoher Leistungen ist noch nicht ausreichend erprobt, zudem gehen mit ihr deutlich höhere Kosten einher.

³⁹ 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%, mit HGÜ bei 500 Kilovolt nur 6% Verluste, mit HGÜ bei 800 Kilovolt nur 2,6% Verluste.

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

	Freileitung	Erdkabel
Flächenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> - Schneise nötig: 40-70 m je nach verwendetem Masttypen und Masthöhe sowie Art des Geländes - an der Oberfläche relativ gering 	<ul style="list-style-type: none"> - In Bauzeit mehr als 40 m Baubedarfsfläche - Dauerhafte Schneise: ca. 25 m (bei Zwei-System-Leitung) - umfangreiche Tiefbauarbeiten nötig - Zusätzlicher Flächenbedarf für Kabelübergabestationen
Reparaturen	<ul style="list-style-type: none"> - leicht zugänglich, Reparatur i.d.R. in 24h - häufigere Schäden durch „äußere“ Einflüsse 	<ul style="list-style-type: none"> - höhere Reparaturdauer, Ausfallzeiten, Reparaturkosten - weniger anfällig für „äußere“ Einflüsse
Elektromagnetische Felder	<ul style="list-style-type: none"> - Abstand zu Personen ist aufgrund der Masthöhe bereits relativ groß 	<ul style="list-style-type: none"> - Magnetfeld tendenziell stärker als bei Freileitung - Seitliche Abnahme des Magnetfeld mit zunehmendem Abstand wesentlich schneller
Sonstige Umwelt-einflüsse	<ul style="list-style-type: none"> - Sensibilität: Blitzschlag, Wind, Eis - Hinderniswirkung z.B. für Vögel - Beeinträchtigung des Landschaftsbildes 	<ul style="list-style-type: none"> - Boden und Bewuchs: Aushub nötig (bei Bau und Reparaturen) - Boden und Bewuchs: Wärmestrahlung
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> - Geringere Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> - höhere Kosten (um Faktor 3 bis 10) je nach tiefbaulichen Gegebenheiten und zu übertragender Leistung
Lebensdauer	<ul style="list-style-type: none"> - 80 bis 100 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> - 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 Bundeswirtschaftsministeriums⁴⁰ ist durch den Einsatz von rONT eine Reduktion der durchschnittlichen jährlichen

⁴⁰ „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014.

Zusatzkosten im 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 % 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.

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 Bundeswirtschaftsministeriums⁴¹ 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. Nach aktueller Rechtslage ist Einspeisemanagement allerdings nur zur Gewährleistung der Netzsicherheit vorgesehen (§ 14 EEG 2014) und darf damit in der Netzplanung nicht berücksichtigt werden. Die Möglichkeit der festen Begrenzung der Einspeisung (§ 9 EEG 2014 Abs. 2 Nummer 2, „70 %“) findet in der heutigen Netzplanung vor dem Hintergrund der bestehenden gesetzlichen Regelungen in der Regel keine Anwendung.

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 kaum durch (neue) Lasten als vielmehr durch den Ausbau der Erzeugung mit Erneuerbaren getrie-

⁴¹ „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014.

ben 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.

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, zumeist konventionelle Erzeugung ausgeglichen. Eine Verstärkung des Angebots aus erneuerbaren Energien kann auch mithilfe von Speichern erreicht werden. In Deutschland existieren Speicher mit einer Leistung von 7 GW und einer Speicherkapazität von 40 GWh. Diese reichen rein rechnerisch bei einer Last von 65 GW für 35 Minuten. Geplant sind weitere Speicher mit einer Leistung von 5,9 GW und einer Speicherkapazität von 49 GWh. Der Haupteinsatzbereich der existierenden Speicher ist heute das Angebot von Regelenergie.

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.

Mit der Entwicklung effizienterer und kostengünstigerer Speichertechnologien könnten Speicher auch zur Optimierung des Netzausbaus dienen, lastnahe Speicher können in Zeiten hoher Nachfrage 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 als Alternative zum Netzausbau?

Deutschland ist gemeinsam mit Österreich für den Stromhandel ein einheitliches Marktgebiet. Es besteht also eine gemeinsame Gebotszone und damit einheitliche Großhandelspreise. Einheitliche Großhandelspreise sind aber nur möglich, weil regionale Netzengpässe als Übergangsproblem angesehen werden. Bestehende Netzengpässe lassen sich in begrenztem Umfang durch Redispatch umgehen, was jedoch hohe Kosten verursacht.

Eine Studie im Auftrag der Europäischen Kommission vom Oktober 2013 zu Ringflüssen kommt abweichend zu dem Schluss, dass die Preise in der einheitlichen Preiszone die bestehenden Netzengpässe in Deutschland nicht angemessen reflektieren.⁴² Eine Lösung zur schnellen Beseitigung struktureller Netzengpässe könnte die Aufteilung des deutsch-österreichischen Marktgebietes in eine nördliche und eine südliche Preiszone sein. Durch eine Aufteilung würde der Strompreis in Süddeutschland steigen und Anreize für den Neubau von Kraftwerken setzen. In den südlichen Bundesländern würde mehr Strom als bisher erzeugt und die großen Stromautobahnen teilweise überflüssig. Vor allem die östlichen Nachbarländer Polen und Tschechien hoffen, auf diese Weise Ringflüsse zu senken. Ringflüsse entstehen, wenn beispielsweise Strom in Brandenburg die polnische Grenze passiert und dann über Tschechien und Österreich nach Bayern gelangt. Sie hängen mit der physikalischen Eigenschaft von Strom zusammen, der immer den Weg des geringsten Widerstands geht. Klar ist: Ringflüsse belasten die Netze unserer Nachbarn und beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit der dortigen Kraftwerke, weil diese gedrosselt oder abgeregelt werden müssen, um Überlastungen zu vermeiden. Der Netzentwicklungsplan trägt diesen Überlastungen ebenfalls Rechnung.

Was in der Theorie wie eine rasche Abhilfe klingt, würde in der Praxis folgende Probleme aufwerfen:

- Es würden sich unterschiedliche Preise in den beiden Zonen einstellen. Unternehmen im Süden müssten deutlich mehr bezahlen als Konkurrenten im Norden.
- Nach wie vor ist der europäische Strombinnenmarkt nicht vollendet. Eine Aufteilung Deutschlands als größtem Markt in der EU wäre ein negatives politisches Signal für die weitere Integration.

⁴² Study on Loop Flows, THEMA Consulting group im Auftrag der Europäischen Kommission, 2013. Link: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/201310_loop-flows_study.pdf

- Grundlage für einen effizienten europäischen Binnenmarkt sind Preiszonen mit hoher Liquidität, die Angebot und Nachfrage ausgleichen. Dabei stellt das deutsch-österreichische Marktgebiet das größte und liquideste in ganz Europa dar und dient mit seinen Preisen als Referenz für den europaweiten Elektrizitätshandel. Die Einführung von zwei oder mehreren innerdeutschen Preiszonen würde dies einschränken. Es müsste zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Summe mehr gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt werden.
- Kleinere Preiszonen sind grundsätzlich anfälliger für Marktmacht großer Stromerzeuger.
- Fraglich ist, ob nicht auch die EEG-Umlage in eine Nord- und eine Südumlage geteilt werden müsste, da der Marktwert des Stromes eine wesentliche Größe bei der Ermittlung der EEG-Umlage spielt.
- Die Teilung hätte tendenziell auch einen negativen Effekt auf den Netzausbau. Die Marktakteure müssten Zeit, Geld und Ressourcen in ihre Anpassung investieren, dem Netzausbau würden diese dann fehlen.

Auch das Problem der Ringflüsse kann durch eine Marktaufteilung nicht gelöst werden: Es würden dadurch keine neuen Stromgrenzübergänge geschaffen bzw. die vorhandenen ausgebaut. Daher würden sich auch Ringflüsse nicht signifikant verringern.⁴³ Eine wesentliche Ursache der Ringflüsse ist, dass Erzeugung und Verbrauch von Strom räumlich auseinanderfallen. Die Energiewende treibt dieses Phänomen weiter voran. Vereinfacht gesagt: Strom wird immer mehr im Norden erzeugt, aber nach wie vor stark im Süden benötigt.

6.2 Lastnahe Erzeugung - Können Gaskraftwerke Netzausbau ersetzen?

In Bayern stehen die geplanten Gleichstromtrassen (Korridor C und D) in der Kritik und die Notwendigkeit dieser Netzausbaumaßnahmen wird grundsätzlich in Frage gestellt. Als Alternative wird der Bau von Gaskraftwerken in Bayern ins Spiel gebracht.

Folgende Argumente sprechen für einen Bau der Trassen und gegen neue Gaskraftwerke:

- Das 2013 verabschiedete Bundesbedarfsplangesetz bestätigt die Vordringlichkeit der in Bayern endenden Gleichstromtrassen für die Gewährleistung der Versorgung in Süddeutschland. Die festgestellte Notwendigkeit der Trassen beruht auf einer systemtechni-

⁴³ Vgl. Frontier Economics/Conentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur.

schen Analyse unter Berücksichtigung der wahrscheinlichen Entwicklung der Erzeugungsstruktur und Nachfrage. Der Bundesbedarfsplan benennt nur Korridore, die in der Bundesfachplanung und in der Planfeststellung unter Beteiligung der Öffentlichkeit weiter spezifiziert werden.

- Wesentlicher Treiber für den Bedarf beider 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 und Österreich einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Gaskraftwerke erzeugen mit der fossilen Energie „Erdgas“ zwar relativ sauberen Strom, dieser ist aber etwa dreimal so teuer in der Herstellung wie der derzeitige Börsenpreis. Daher werden Gaskraftwerke nur für den Spitzenbedarf eingesetzt. Im Szenariorahmen zum NEP 2014 ist ein Zubau von Gaskraftwerken in Bayern mit einer Leistung von 2,2 GW bis 2034 bereits berücksichtigt.
- Die Furcht vor einer Abhängigkeit der bayerischen Stromversorgung von Norddeutschland ist aus gesamtdeutscher und EU-Sicht nicht nachvollziehbar. Da die Gasvorkommen und die Gasspeicherkapazitäten in Bayern gering sind, wird der Gasimport aus Russland für die neuen Gaskraftwerke die Energieabhängigkeit Bayerns eher vergrößern. Wird auf die Stromtrassen verzichtet, ergibt sich ein größerer Ausbaubedarf bei den Gasnetzen.
- Autarke Eigenversorgung ist nur in wenigen Einzelfällen wirtschaftlich möglich. 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.⁴⁴
- Gefahr von zwei 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 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 ge-

⁴⁴ 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_2_013_modellierung_einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf

währleistet, ohne dass die einheitliche Preiszone aufgespalten wird. Folge wäre ein höherer Strompreis in Süddeutschland als in Nord- und Mitteldeutschland.

- Auch das Argument, dass über den Korridor D vor allem Kohlestrom nach Bayern fließt, ist physikalisch und marktwirtschaftlich nicht nachvollziehbar. Der Strommix ergibt sich zum einen aus dem momentanen Angebot aus Erneuerbaren und zum anderen am Markt zur Deckung der verbleibenden Last anhand der Grenzkosten der Erzeugung in ganz Europa. In Sachsen-Anhalt, dem Ausgangspunkt des Korridor D, waren Ende 2013 bereits über 4 GW Windenergie installiert, aber nur 1,1 GW Braunkohle. Eine Bevorzugung von Kraftwerken aufgrund ihres Standortes kennt der Markt nicht. Nur wenn Netzengpässe auftreten, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in den Markt ein. Betroffen sind davon aber vor allem Windkraftanlagen, die aberegelt und dann durch konventionelle Erzeugung ersetzt werden.

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBPIG	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
PFV	Planfeststellungsverfahren
PV	Photovoltaik
rONT	Regelbare Ortsnetztransformatoren
ROV	Raumordnungsverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SUP	strategischen Umweltprüfung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber