



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Monitoringbericht

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG

zur Versorgungssicherheit

im Bereich der

leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität

Stand: Juni 2019

Verfasser:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin
Postanschrift: 11019 Berlin
Telefon: +49 (0)30- 18 615 0
Telefax: +49 (0)30- 18 615 7010

Kurzzusammenfassung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität durch. Nach § 63 Abs. 2 EnWG ist ein zugehöriger Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit mindestens alle zwei Jahre zu erstellen. Mit dem Bericht soll die bestehende Versorgungssituation bewertet und ihre künftige Entwicklung untersucht werden.

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird im Rahmen dieses Monitoring die angemessene Deckung des Strombedarfs verstanden. Diese wird maßgeblich von der vorhandenen Stromerzeugung, den Möglichkeiten zum Stromtransport und der Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung beeinflusst. Generell ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn die Nachfrage mit den verfügbaren Betriebsmitteln zur Bereitstellung und Verteilung von Elektrizität mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gedeckt werden kann. Der Monitoringbericht ergibt, dass dieses Kriterium aktuell und perspektivisch eingehalten wird.

Die Methoden des Monitoring werden fortlaufend überarbeitet. Dadurch werden auch neue Herausforderungen für die sichere Versorgung mit Elektrizität frühzeitig erfasst. Auf dieser Grundlage kann eine rechtzeitige Prüfung und Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgen.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund.....	5
2	Strommarkt.....	10
2.1	Stand und Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und der Nachfrage.....	10
2.2	Ableitung eines Versorgungssicherheitsstandards.....	14
2.3	Bestandsaufnahme der Versorgungssicherheit.....	16
2.4	Der europäische Stromverbund	20
2.5	Zusätzliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.....	24
3	Stromnetze	26
3.1	Zustand der Netzinfrastruktur, Transportbedarf und Netzausbau	26
3.2	Bestand und Entwicklung des Managements von Netzengpässen	27
3.3	Systemdienstleistungen	33
3.4	Nachrüstung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Frequenzstabilität.....	34
4	Stromerzeugung nach Energieträgern	36
4.1	Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung.....	36
4.2	Verfügbarkeit der Primärenergieträger	37
5	Quellenverzeichnis	41

1 Hintergrund

Deutschland hat im Vergleich mit anderen Industrienationen traditionell ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit.¹ Die durchschnittliche Dauer von Stromausfällen in einem Jahr beträgt nur wenige Minuten. Es ist ein zentrales Anliegen der Bundesregierung, dass auch unter den Bedingungen der Energiewende die Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau erhalten bleibt. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf einen wachsenden Anteil der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien und den nahezu gleichzeitigen Ausstieg aus Kernenergie und Kohle. In jeder Phase dieser grundlegenden Transformation soll die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau erhalten bleiben.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität durch, in dem die jeweils aktuellen Entwicklungen und ihre Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit untersucht werden. Nach § 63 Abs. 2 EnWG ist ein zugehöriger Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich mindestens alle zwei Jahre zu erstellen und gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2009/72/EG – Elektrizitätsbinnenmarktlinie – der EU-Kommission zu übermitteln.

Die Energiewende und der Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung stellen Deutschland vor große Herausforderungen. Der Umstieg auf erneuerbare Energien bedeutet zum einen, dass der Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Dafür ist die Optimierung und höhere Auslastung der bestehenden Stromnetze und vor allem der zügige Ausbau der Stromnetze eine zwingende Voraussetzung. Zum anderen muss die Versorgung mit Strom auch dann gesichert sein, wenn Windkraft- und Solaranlagen witterungsbedingt nur wenig Strom liefern. Deshalb werden ergänzend zur

¹ Vgl. den Newsletter „Energiewende direkt“ des BMWi vom 14.5.2019 (zu finden unter <http://www.bmwi-energiewende.de>)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Gaskraftwerke und Speicher benötigt, die flexibel auf die Stromerzeugung aus Wind und Sonne reagieren. Auf Seiten der Stromverbraucher kann Lastmanagement ergänzend eine wichtige Rolle spielen, da es die Lastspitzen mindert. Die Einbettung des deutschen in den europäischen Strommarkt trägt wesentlich dazu bei, Schwankungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite im europäischen Binnenmarkt kostengünstig auszugleichen.

Mit dem vorliegenden Monitoring soll die bestehende Versorgungssituation bewertet und ihre künftige Entwicklung untersucht werden. Um mit der grundlegenden Transformation der Stromversorgung verbundene mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit früh zu erkennen, wird das Monitoring regelmäßig durchgeführt und in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und anderen Akteuren kontinuierlich weiter entwickelt. Fokus der Weiterentwicklung ist die Frage, ob weitere Risiken, welche über die bereits im Bericht betrachteten Risiken hinausgehen, in die Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit einzubeziehen sind.

Das vorliegende Monitoring ist ein Frühwarnsystem, welches den politischen Handlungsbedarf rechtzeitig identifiziert. Eine rechtzeitige Einschätzung des Handlungsbedarfs ist vor allem deswegen erforderlich, da gegebenenfalls notwendige Investitionen in Kraftwerke und Netze oder auch die Ausweitung von Reserven einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigen. Im Mittelpunkt steht die Frage, ob und inwieweit die Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung sowie der Stromübertragung und -verteilung ausreichend Vorsorge treffen, um die Nachfrage nach Strom heute und in Zukunft sicher zu decken. Genauere inhaltliche Vorgaben für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich sind in § 51 EnWG festgelegt, der zuletzt durch das sog. Strommarktgesetz vom 26. Juli 2016 geändert wurde.

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird im Rahmen dieses Monitoring die angemessene Deckung des Strombedarfs verstanden. Diese umfasst die folgenden Aspekte der Elektrizitätsversorgung:

- die Stromerzeugung (s. Kapitel 2),
- den Transport des Stroms (s. Kapitel 3),
- die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung (s. Kapitel 4).

Generell ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit die Nachfrage mit den verfügbaren Betriebsmitteln zur Bereitstellung und Verteilung gedeckt werden kann. Versorgungssicherheit schließt aber auch ein, dass der Strom in allen Situationen tatsächlich beim Verbraucher ankommt, also ausreichend sichere Netze zur Verfügung stehen und schließlich, dass die Primärenergieträger zur Stromerzeugung ausreichend verfügbar sind.

Die Versorgungssicherheit in den Stromnetzen bestimmt sich wesentlich dadurch, wie robust der Betrieb der Stromnetze gegen den Ausfall von Erzeugungsanlagen und Netzbetriebsmitteln abgesichert ist. Im Stromnetz ist – etwas vereinfacht – die Sicherheit gegeben, wenn das sog. (n-1)-Prinzip erfüllt ist, d.h. wenn bei Ausfall eines beliebig gewählten Betriebsmittels die Netze weiter stabil betrieben werden können. Die Netzreserve in Deutschland ist sogar derart dimensioniert, dass die Übertragungsnetzbetreiber auch sogenannte Mehrfachfehler, also gleichzeitige Ausfälle mehrerer Netzelemente, beherrschen können (vgl. Kap. 3.2).

In den letzten Jahren wurde in Europa eine intensive Diskussion darüber geführt, wie Versorgungssicherheit an den Strommärkten wissenschaftlich fundiert definiert werden kann. Demnach ist die Versorgungssicherheit dann gegeben, wenn bestimmte Indikatoren für die Stromversorgung unterhalb spezieller Schwellenwerte liegen (vgl. Kap. 2.2 und 2.3). In die Berechnung dieser Indikatoren fließen sehr unterschiedliche Wetter- und Lastsituationen sowie Ausfallszenarien von Kraftwerken ein. Im Kern geht es dann darum, dass eine Vielzahl möglicher Entwicklungen und Ereignisse durchgespielt werden und die Wahrscheinlichkeit nur sehr gering sein darf, dass Verbraucher nicht jederzeit den Strom beziehen können, den sie gerne hätten. Ein wichtiges Ergebnis der Diskussion war aber auch, dass die Vermeidung von Ereignissen mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit kaum sinnvoll möglich ist.

An dieser Stelle lohnt es sich, eine grundsätzliche Einteilung von Risiken vorzunehmen: Die Akteure am Strommarkt bewerten unterschiedliche, aber mögliche

Entwicklungen der Märkte, an denen sie aktiv sind. Ganz entscheidend kommt es darauf an, ob die Marktakteure die Eintrittswahrscheinlichkeit der Ereignisse, auf deren Basis sie ihre Entscheidungen fällen, einschätzen können oder nicht. Risiken, deren Wahrscheinlichkeit bekannt ist, können bei den Investitionsentscheidungen bewertet und berücksichtigt werden. Hierzu zählen bspw. auch „Dunkelflauten“, d.h. längere Zeiten geringer Stromeinspeisung aus Windkraft- und Solaranlagen. Auch der gleichzeitige Ausfall mehrerer Kraftwerke wird berücksichtigt. Solche Situationen sind in der Vergangenheit bereits aufgetreten und werden daher grundsätzlich von den Marktteilnehmern für die Zukunft ökonomisch einkalkuliert.

Für die Bewertung, ob am Strommarkt ein effizientes Niveau an Versorgungssicherheit eingehalten wird, sind somit Ereignisse entscheidend, deren Eintritt abgeschätzt werden kann. Entsprechend sind diese auch im Rahmen eines externen Gutachtens im Auftrag des BMWi betrachtet worden (vgl. Kap. 2).

Hiervon abzugrenzen sind völlig unvorhersehbare Risiken, also Risiken, deren Eintritt nicht vernünftig geschätzt werden kann. Das ist zum Beispiel dann der Fall, wenn diese Ereignisse in der Vergangenheit nur sehr selten oder noch nie aufgetreten sind. Diese methodische Herausforderung ist auch keine Besonderheit der Energiewirtschaft als solche, sondern findet sich auch in anderen Bereichen bei nicht vorhersehbaren Ereignissen. Trotz der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit ist es jedoch wichtig, auch auf diese Ereignisse im Grundsatz vorbereitet zu sein, da ihre Folgen schwerwiegend sein können.

Für die Energiewirtschaft relevant sind hier beispielsweise Mehrfachfehler, also der gleichzeitige Ausfall von mehreren Komponenten im System, wie etwa mehrerer Kraftwerke oder Leitungssysteme. Ein Spezialfall hiervon sind sog. Common-Mode-Events, bei denen die Mehrfachfehler eine gemeinsame Ursache haben. In Frage kommen hier beispielsweise technische Fehler in mehreren bauartgleichen Kraftwerken oder eine reduzierte Brennstoffzufuhr für mehrere Kraftwerke wegen Niedrigwasser. Die Marktakteure werden wegen der unbekanntenen Wahrscheinlichkeit kaum Maßnahmen zur Vorbereitung auf das zugehörige Ereignis treffen. Anschaulich gesprochen: Niemand baut ein neues Kraftwerk, dessen Wirtschaftlichkeit maßgeblich vom potentiellen Eintritt unbekannter Risiken abhängt. Es wäre

ungewiss, ob sich das Kraftwerk jemals amortisiert, wenn die Wahrscheinlichkeit, ob und wie oft das Kraftwerk eingesetzt wird, nicht abzuschätzen ist.

Für die zuletzt dargestellten Risiken mit unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit kann somit der Strommarkt selbst keine Vorsorge treffen. Die Absicherung für diese Risiken fällt vielmehr in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge durch Reserven, die zusätzlich zum Strommarkt in Extremsituationen zur Verfügung stehen. Die staatliche Risikovorsorge ist nicht Schwerpunkt des vorliegenden Berichts. Hierzu findet ein Austausch zwischen BMWi, Bundesnetzagentur und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern mit dem Ziel statt, derartige Ereignisse zu identifizieren und in angemessenem Umfang Reservekraftwerke vorzusehen. In diesem Sinne ist bereits die Kapazitätsreserve (vgl. Kap. 2.5) eingeführt worden; sie soll derartige seltene Extremereignisse absichern.

2 Strommarkt

2.1 Stand und Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und der Nachfrage

Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur

Seit 2011 werden bei den Kraftwerksbetreibern Daten zur installierten Kraftwerkskapazität, zu geplanten Kraftwerkszubauten und beabsichtigten Kraftwerksstilllegungen im Rahmen des jährlichen Monitorings durch die Bundesnetzagentur abgefragt.

Mit Stand März 2019 beinhaltet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (s. Tabelle 1) Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 214,2 GW (exklusive endgültig stillgelegte Anlagen).² 109,7 GW entfallen dabei auf die erneuerbaren Energien.

Energieträger	Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW
Abfall	1.740
Biomasse	7.694
Braunkohle	21.203
Deponiegas	176
Erdgas	29.390
Geothermie	38
Grubengas	237
Kernenergie	9.516
Klärgas	175
Laufwasser	3.811
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	189
Mineralölprodukte	4.300
Pumpspeicher	9.848
Solare Strahlungsenergie	42.339
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3.035
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	985
Steinkohle	23.712
Unbekannter Energieträger (nicht erneuerbar)	0

² Erfasst sind in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur auch Kraftwerke außerhalb des deutschen Staatsgebiets, sofern diese in eine deutsche Regelzone einspeisen und daher elektrisch dem deutschen Stromnetz zuzuordnen sind. Dies betrifft Kraftwerke aus Luxemburg, Österreich und der Schweiz.

Windenergie (Offshore)	5.427
Windenergie (Onshore)	50.291
Summe	214.170

Tabelle 1: Installierte elektrische Netto-Nennleistung in MW (Stand 7.3.2019; EEG-Anlagen ausgewertet zum 31.12.2017). Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2019a)

Mit Stand 7.3.2019 wies das Kraftwerksmonitoring der Bundesnetzagentur bis zum Jahr 2022 einen bundesweiten Zubau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau oder im Probetrieb befindlich, Netto-Leistung ≥ 10 MW) von 2 GW auf (BNetzA 2019b). Der Zubau erfolgt durch Gaskraftwerke mit einer geplanten Netto-Nennleistung von ca. 900 MW, einem Steinkohlkraftwerk³ (ca. 1,1 GW) sowie durch zwei Kraftwerke mit „sonstigen“ Brennstoffen von ca. 75 MW Netto-Nennleistung. Zeitgleich planen Kraftwerksbetreiber bundesweite Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von bis zu 14,4 GW. Davon betreffen 9,5 GW die verbleibenden Kernkraftwerke. Die Angaben zu geplanten Stilllegungen beruhen teilweise auf freiwilligen Meldungen der Kraftwerksbetreiber.

Entwicklung an den Strommärkten bis 2030

Zur Bewertung insbesondere der mittel- bis langfristigen Entwicklung an den Strommärkten bis 2030 in Deutschland und Europa bedarf es einer komplexen Modellierung. Das BMWi hat daher in 2016 ein Gutachten mit dem Titel „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten von 2017 bis 2019“ ausgeschrieben und vergeben. Auftragnehmer ist ein Konsortium bestehend aus den Unternehmen r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI und TEP Energy GmbH.

In der Modellierung wird die Wirkungsweise der Mechanismen an den Strommärkten nachgebildet. Investitionen und Stilllegungen ergeben sich aus dem Modell anhand von Wirtschaftlichkeitsanalysen. Auch Unsicherheiten in der Entwicklung

³ Datteln 4

verschiedener Einflussfaktoren wie unterschiedliche Wetterjahre⁴ oder Kraftwerksausfälle, die die Kraftwerksbetreiber in ihrem ökonomischen Kalkül in der Praxis berücksichtigen, bildet das Modell ab. Als Ergebnis resultiert die installierte Leistung je Kraftwerkstyp in Deutschland und 14 weiteren Ländern⁵ für vier Betrachtungsjahre (2020, 2023, 2025, 2030).

Das Gutachten kommt in seinem ersten Projektbericht von Januar 2019 (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019) zu folgender Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den betrachteten Ländern im Referenzszenario. Das Referenzszenario beschreibt die wahrscheinlich Entwicklung ohne zusätzliche Maßnahmen.

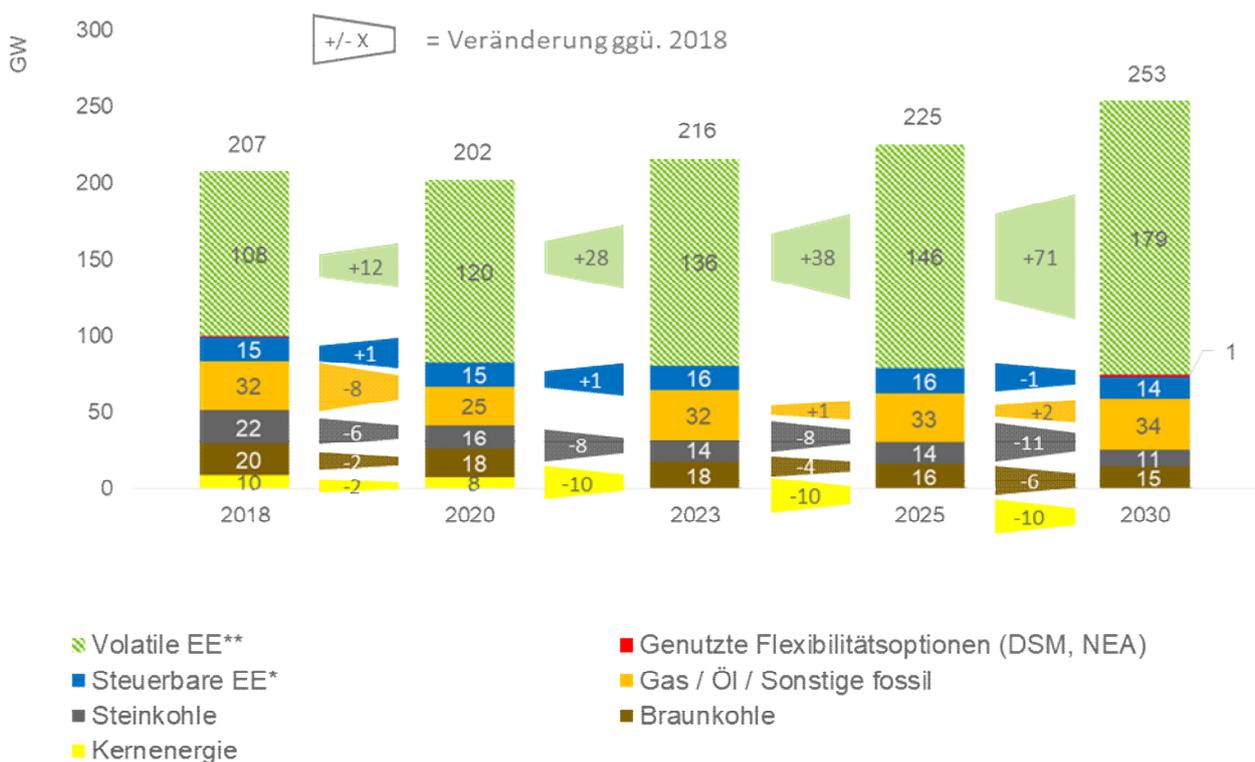


Abbildung 1: Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland im Referenzszenario (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

⁴ Als Datengrundlage wurden die historischen Wetterjahre 2009 bis 2013 verwendet.

⁵ Diese Länder umfassen die geografischen Nachbarn sowie Schweden, Norwegen, Finnland, Großbritannien und Italien.

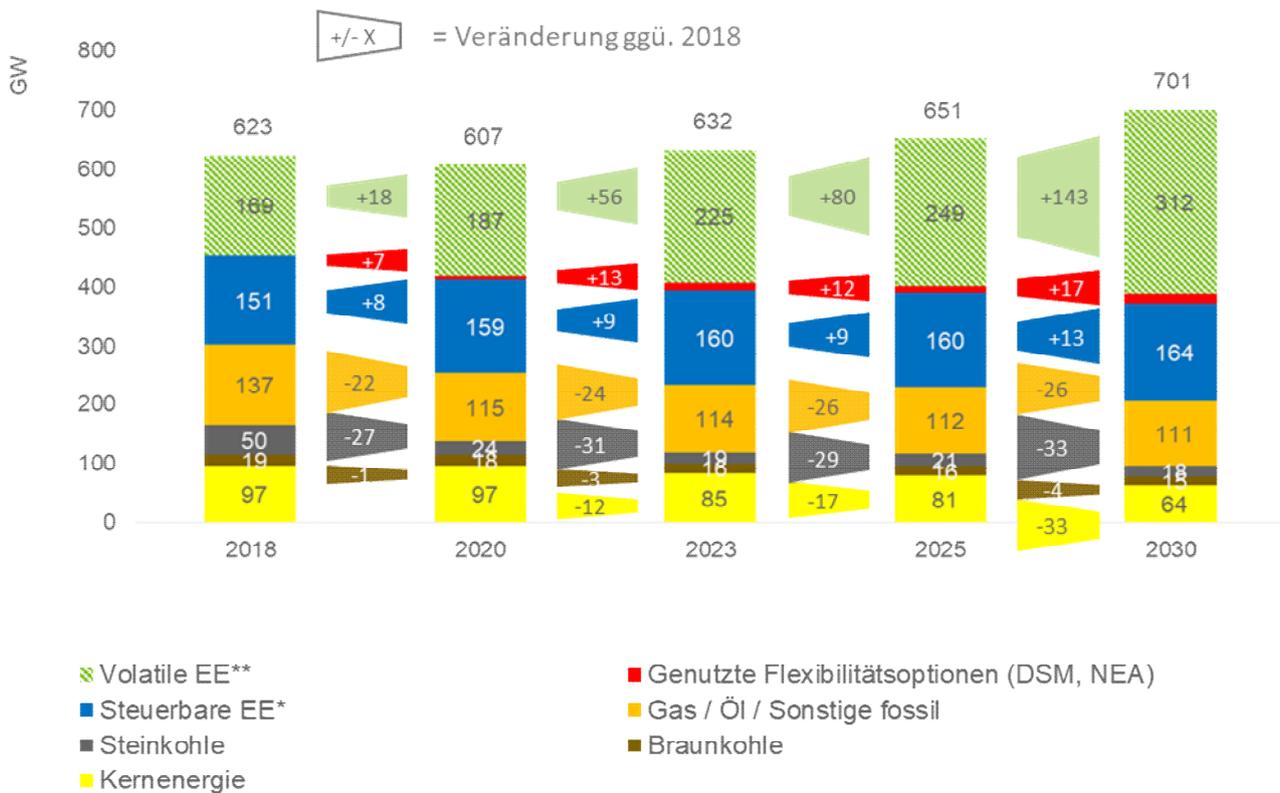


Abbildung 2: Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen im berücksichtigten Ausland im Referenzszenario (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

Quantitative Unterschiede zwischen Abbildung 1 und der Tabelle 1 hinsichtlich des Jahres 2018 ergeben sich vor allem dadurch, dass Kraftwerke in der Netzreserve und der Sicherheitsbereitschaft in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur enthalten sind, im Gutachten von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP jedoch nicht. Beide Abbildungen 1 und 2 zeigen einen deutlichen Zuwachs an erneuerbaren Energien als auch einen Rückgang an konventioneller Erzeugung. Die beiden Flexibilitätsoptionen DSM und NEA in Abbildung 1 stehen für „Demand Side Management“ (DSM), also freiwilliges nachfrageseitiges Management der Stromnachfrage, und Netzersatzanlagen (NEA), d.h. Anlagen zur vorübergehenden Versorgung im Falle von lokalen Unterbrechungen der Stromversorgung.

Der erzeugungsseitigen Entwicklung gegenüber steht die Entwicklung der Nachfrage. In einer separaten Modellierung wird bestimmt, wie sich aus heutiger Sicht der Stromverbrauch differenziert nach den unterschiedliche Sektoren und Länder entwickelt. Auch relativ neue Stromverbraucher aus der Sektorkopplung wie

Wärmepumpen, Elektromobilität sowie Oberleitungs-LKW werden berücksichtigt. Dieser verbrauchssteigernden Entwicklung gegenüber stehen Einsparungen durch zusätzliche Energieeffizienz. Im Ergebnis zeigt sich bspw. für Deutschland ein leichter Rückgang sowohl der Höchstlast als auch der Jahresnachfrage:

	2020	2023	2025	2030
Jahreshöchstlast [in GW]	90,2	89,6	88,8	88,7
Jahresnachfrage [netto, in TWh]	570,2	560,8	556,0	545,4

Tabelle 2: Entwicklung der Jahreshöchstlast und der Jahresnachfrage in Deutschland (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

Die Jahresnachfrage umfasst als Nettogröße keine Verluste in den Netzen.

2.2 Ableitung eines Versorgungssicherheitsstandards

§ 51 EnWG, der das Monitoring der Versorgungssicherheit durch das BMWi regelt, gibt insbesondere vor, dass das Monitoring auf Basis folgender Aspekte zu erfolgen hat:

- Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind.
- Schwellenwerte, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt.

In Europa haben sich bestimmte Indikatoren zur Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt etabliert. Versorgungssicherheit auf einem volkswirtschaftlich effizienten Niveau ist dann gegeben, wenn diese Indikatoren bestimmte Werte im Erwartungswert einhalten. In die Berechnung dieses Erwartungswertes fließen sehr unterschiedliche Wetter- und Lastsituationen sowie

Ausfallszenarien von Kraftwerken ein. Darüber hinausgehende, seltene Extremereignisse werden im deutschen System durch die Kapazitätsreserve zusätzlich abgesichert (vgl. Kap. 2.5).

Die Gutachter identifizieren im Einklang mit der Vorgehensweise in der Europäischen Union die sog. Lastausgleichswahrscheinlichkeit als am besten geeigneten Indikator.⁶ Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann. Für diese Größe lässt sich eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse durchführen, indem die Kosten für den möglichen Neubau von Gasturbinen mit den Kosten für Abschaltungen von Verbrauchern verglichen werden. Als effizientes Niveau der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland hat das Gutachten im Ergebnis eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 Prozent ermittelt. Dieser Wert kann damit als Schwellenwert im Sinne des § 51 Abs. 4 EnWG zugrunde gelegt werden.

Für die bessere Einordnung des Schwellenwertes sind folgende Aspekte wichtig:

1. Eine hundertprozentige Lastausgleichswahrscheinlichkeit ist faktisch nicht erreichbar. Es sind immer Fälle denkbar und möglich, in denen kurzfristig keine vollständige Deckung der Nachfrage gewährleistet werden kann. Das europäische Recht gibt vielmehr vor, dass jeder Mitgliedsstaat für sich ermittelt, welche Wahrscheinlichkeit des Lastausgleichs tatsächlich effizient ist. Hierzu werden die Kosten für eine zusätzliche Erzeugungseinheit, die errichtet werden könnte, den Kosten des fehlenden Lastausgleichs gegenüber gestellt. Details finden sich in (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019).
2. Eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 Prozent als effizientes Niveau würde nicht bedeuten, dass alle Verbraucher nur in 99,94 Prozent der Zeit Strom beziehen können. Potentielle Verbrauchskürzungen in seltenen

⁶ Diese Größe wurde bereits im Vorläufergutachten „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung“ von r2b/Consentec aus dem Jahr 2015 als am besten geeignet empfohlen. Diese Größe ist äquivalent zur sog. Lastüberhangswahrscheinlichkeit, der Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt nicht durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann.

Extremsituationen, in denen die Nachfrage am Strommarkt das verfügbare Angebot übersteigen würde, würden immer allenfalls einen kleinen Teil der Verbraucher betreffen. Auf alle Verbraucher umgelegt würde eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 Prozent bedeuten, dass jeder Verbraucher im Durchschnitt fünf bis zehn Minuten pro Jahr von Abschaltungen betroffen wäre. Zum Vergleich: Unterbrechungen des Strombezugs wegen technischen Schwierigkeiten in den Stromnetzen belaufen sich seit 2009 auf 12 bis 15 Minuten pro Jahr und Verbraucher (sog. SAIDI – System Average Interruption Duration Index).

3. In dem Gutachten (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019) wird der aus heutiger Sicht zu erwartende Wert der Lastausgleichswahrscheinlichkeit für verschiedene Jahre und Länder, insbesondere für Deutschland, bestimmt. Bei diesen Analysen werden nur die im Strommarkt aktiven Anlagen und Verbraucher berücksichtigt. Reserven im Zugriff der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Kap. 2.5) stehen zusätzlich zur Verfügung und erhöhen so das tatsächliche Niveau der Versorgungssicherheit über den beschriebenen Schwellenwert hinaus.
4. Der Schwellenwert bezeichnet das Sicherheitsniveau, bei dessen Unterschreiten von Seiten des BMWi zusätzliche Maßnahmen geprüft und ggf. ergriffen werden müssen (vgl. § 51 Abs. 4 EnWG).

2.3 Bestandsaufnahme der Versorgungssicherheit

Aufbauend auf der Entwicklung an den Strommärkten bis 2030 wird in dem o.g. Gutachten die Nachfragedeckung für jede Stunde des jeweiligen Betrachtungsjahres simuliert. Hierbei wird zunächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien von der Last in jeder Stunde abgezogen, da erneuerbare Energien – vereinfacht gesprochen – unabhängig vom Strompreis einspeisen. Diese Differenz ergibt die sogenannte Residuallast je Land. Als nächster Schritt simulieren die Gutachter den Kraftwerkseinsatz in Europa, mit dem diese Residuallasten gedeckt werden. Die

begrenzten grenzüberschreitenden Transportkapazitäten werden hierbei berücksichtigt. Diese Schritte werden für fünf Wetterjahre (2009 bis 2013) und 350 unterschiedlich mögliche Szenarien für Kraftwerksausfälle und jedes Betrachtungsjahr (2020, 2023, 2025, 2030). wiederholt. Pro Betrachtungsjahr werden ca. 15 Millionen unterschiedliche Situationen an den Strommärkten simuliert und ausgewertet hinsichtlich der Deckung der Nachfrage in jedem Land; in Summe wurden also 60 Millionen Situationen simuliert. Indem jede dieser 15 Mio. Situationen mit ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit⁷ gewichtet wird, ergibt sich in Summe für jedes Jahr die mittlere Gesamtwahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann. Dies entspricht der Lastausgleichswahrscheinlichkeit aus Kap. 2.2.

Referenzentwicklung

Folgende Ergebnisse aus dem ersten Projektbericht von Anfang 2019 (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019) lassen sich festhalten:

⁷ 1/15 Mio.

Lastausgleichswahrscheinlichkeit je Land in %	2020	2023	2025	2030
Deutschland (inkl. Luxemburg)	100	100	100	100
Österreich	100	100	100	100
Belgien	100	100	100	100
Schweiz	100	100	100	100
Tschechien	100	100	100	100
Dänemark	100	100	100	100
Finnland	100	100	100	100
Frankreich	100	100	100	100
Großbritannien	98,2	100	100	99,7
Italien	100	100	100	100
Niederlande	100	100	100	100
Norwegen	100	100	100	100
Polen	93,0	100	99,9	99,8
Schweden	100	100	100	100

Tabelle 3: Lastausgleichswahrscheinlichkeit im Referenzszenario in den betrachteten Ländern (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

Für Deutschland ergibt sich für alle Betrachtungsjahre eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von (rechnerisch) 100%.⁸ Insbesondere wird der Schwellenwert aus Kap 2.2, also die Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 Prozent, in jedem Jahr nicht nur eingehalten, sondern deutlich überschritten.

Einhaltung der Klimaziele

Die Gutachter haben eine eigene Sensitivität zur Einhaltung der Klimaziele in Deutschland für 2030 gerechnet. Auch in dieser Sensitivität zur Zielerreichung im Klimaschutz in 2030 ergibt sich eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 Prozent in den Jahren 2020, 2023, 2025, 2030.

Im Jahr 2023 sind in der gerechneten Sensitivität (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019) noch Kohlekraftwerke mit einer Leistung von ca. 27 GW am Strommarkt

⁸ Die 100% beziehen sich auf die untersuchten 60 Mio. möglichen Situationen in der Zukunft. Unabhängig vom Untersuchungsgegenstand sind immer darüber hinaus gehende Fälle denkbar und möglich, in denen kurzfristig keine vollständige Deckung der Nachfrage gewährleistet werden kann.

aktiv. Das sind 3 GW weniger als die Kommission WSB für 2022 vorschlägt (Kommission WSB 2019). Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist die zugrunde gelegte Entwicklung der Gutachter bis 2023 somit konservativer. Für das Jahr 2030 stimmt die verbleibende Leistung an Kohlekraftwerke von 17 GW mit derjenigen des Abschlussberichtes der Kommission WSB überein.

Eine aktuelle Studie der Übertragungsnetzbetreiber über den europäischen Verband ENTSO-E, welche Versorgungssicherheit ebenfalls nach dem Stand der Wissenschaft bewertet, zeigt folgende Ergebnisse für Deutschland:

Lastausgleichswahrscheinlichkeit in Deutschland (und Luxemburg) in %	2020	2025	2030
Referenzszenario r2b/Consentec	100	100	100
Referenzszenario ENTSO-E	100	100	-
Zielerreichung Klimaschutz r2b/Consentec	100	100	100
Low-Carbon-Sensitivity ENTSO-E	-	99,96	-

Tabelle 4: Wert der Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland in Referenzszenarien und Sensitivitäten zum Klimaschutz, (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019) und (ENTSO-E 2018)

Für das Jahr 2025 zeigt sich in der „Low-Carbon-Sensitivity“ von ENTSO-E eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,96 Prozent. Dieser Wert liegt oberhalb des Schwellenwertes von 99,94 Prozent, also ist die Versorgungssicherheit auch in dieser Analyse gewährleistet. Zur Interpretation der Arbeiten von ENTSO-E sei darauf hingewiesen, dass ENTSO-E in der Low-Carbon-Sensitivity die Leistung an Kohlekraftwerken in verschiedenen Ländern deutlich reduziert, ohne dass Marktanpassungsprozesse berücksichtigt werden. Mit anderen Worten: Es findet in der von ENTSO-E analysierten Sensitivität kein Neubau von Kraftwerken und keine Erschließung von „Demand Side Management“ (DSM) als Reaktion auf den angenommenen Markteingriff von Außen statt; eine solche Annahme ist extrem unwahrscheinlich und widerspricht dem üblichem Marktgeschehen. ENTSO-E bezeichnet diese Sensitivität daher selbst als Stresstest.

Ableich mit dem Schwellenwert im Sinne des § 51 Abs. 4 EnWG

An dieser Stelle bedarf es einer Erklärung, warum das Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland in den Analysen der Gutachter oberhalb des Schwellenwertes im Sinne des § 51 Abs. 4 EnWG liegt. Zunächst einmal erscheint es einleuchtend, dass ein System einen effizienten Zustand anstreben sollte. Folgende Punkte tragen dazu bei, dass das effiziente Niveau der Versorgungssicherheit am Strommarkt übertroffen werden kann:

1. Das Stromsystem in Europa weist im betrachteten Zeitraum weiterhin deutliche Überkapazitäten⁹ auf. Der Abbau dieser Überkapazitäten durch Stilllegungen von Bestandsanlagen aus Wirtschaftlichkeitsgründen unterliegt zeitlichen Trägheiten.
2. Förderregime für umweltfreundliche Stromerzeugung, insbesondere das EEG und KWKG¹⁰, sorgen nicht nur für mehr elektrische Arbeit, sondern implizit auch für zusätzliche Kapazitäten im Stromsystem. Weitere Instrumente, die zu einem Kapazitätsaufbau über den effizienten Schwellenwert hinaus sorgen, sind die regulatorische Ausgestaltung des Ausgleichs- und Bilanzkreissystems in Deutschland, aber auch Kapazitätsmärkte wie sie etwa in Frankreich, Großbritannien, Italien und Polen beschlossen wurden.
3. Im Strommarkt existieren Flexibilitätsoptionen, d.h. Lastmanagement und Netzersatzanlagen, mit geringeren Kosten als die Kosten einer neuen Erzeugungsanlage. In der Modellierung werden diese Potentiale teilweise erschlossen und tragen auch dazu bei, dass das Niveau der Versorgungssicherheit in den Analysen oberhalb des Schwellenwertes liegt.

2.4 Der europäische Stromverbund

In einem europäischen Binnenmarkt für Elektrizität kann Versorgungssicherheit am Strommarkt nur grenzüberschreitend bewertet werden. Dies verdeutlichen folgende Zahlen: Deutschland ist derzeit über sog. Interkonnektoren im Umfang von ca.

⁹ Größenordnung mindestens 80 bis 90 GW

30 GW mit den Nachbarländern verbunden; bis 2030 steigt diese Zahl auf ca. 35 GW. Die Höchstlast in Deutschland liegt im Vergleich dazu bei etwa 85 bis 90 GW. Nur mit einer umfassenden Analyse der grenzüberschreitenden Stromflüsse von und nach Deutschland lässt sich somit eine fundierte Aussage zum Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland treffen.

Entsprechend regelt der § 51 EnWG, dass das Monitoring der Versorgungssicherheit das „Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes“ zu berücksichtigen hat. Die Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt des jüngst verabschiedeten europäischen Energiepaketes „Clean Energy For All Europeans“¹¹ verpflichtet Deutschland ebenfalls zu einem derartigen europäischen Ansatz bei der Bewertung der Versorgungssicherheit. Der Nachweis eines Kapazitätsdefizits im „European Resource Adequacy Assessment“ bildet künftig eine Voraussetzung dafür, dass ein Mitgliedsstaat einen Kapazitätsmechanismus einführen darf. Der europäischen Verband ENTSO-E der Übertragungsnetzbetreiber wird dieses Monitoring der Versorgungssicherheit ausführen; die Mitgliedsstaaten können jedoch ergänzend eigene Analysen nach gleicher Methode durchführen.

Im europäischen Binnenmarkt besteht – im Vergleich zu einer getrennten Betrachtung der einzelnen Länder – ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement oder Speichern. Grund dafür sind großräumige Ausgleichseffekte. Hierdurch kann Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten und damit effizienter gewährleistet werden. Die Ausgleichseffekte entstehen bei nationalen Lasten, dem Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage sowie bei ungeplanten Ausfällen konventioneller Kraftwerke.

¹⁰ Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)

¹¹ Verordnung (EU) Nr. 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

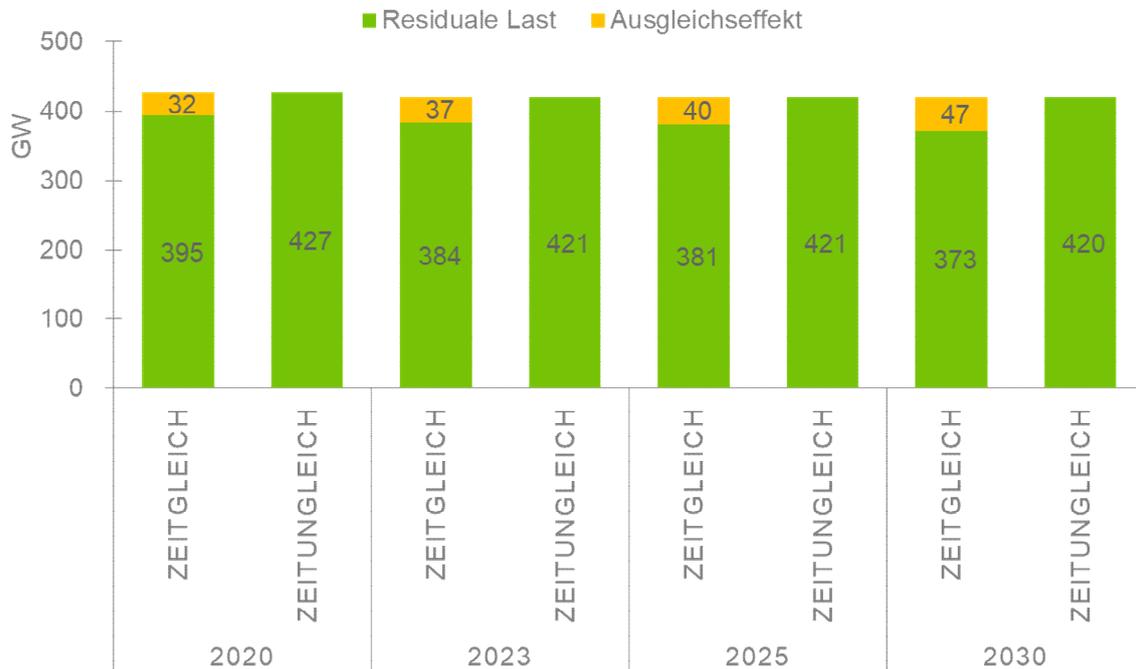


Abbildung 3: Europäische Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlasten (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

Abbildung 3 stellt die zeitgleiche residuale Jahreshöchstlast aller betrachteten Länder der Summe der zeitungleichen residualen Jahreshöchstlast gegenüber.¹² Als Differenz zwischen beiden Größen ergibt sich der Ausgleichseffekt bei den Lasten und erneuerbaren Energien je Stichjahr. Das Gutachten von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP beziffert diese länderübergreifenden Ausgleichseffekte auf 32 GW in 2020 und 47 GW in 2030. Das Verhältnis der beiden Ausgleichseffekte zur zeitgleichen Jahreshöchstlast in der betrachteten Region von 395 GW (2020) bzw. 373 GW (2030) beläuft sich somit auf ca. 8 Prozent (2020) bzw. etwa 13 Prozent (2030). Diese Ausgleichseffekte quantifizieren letztlich, dass die Höchstlasten in den betrachteten Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auftreten und der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der Höchstlast bei einer gemeinsamen Betrachtung höher ist als bei einer isolierten Betrachtung der Länder.

¹² Die Residuallast ergibt sich für jeden Zeitpunkt aus der Last durch Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

Hinzu kommen als dritter Ausgleichseffekt eine Verstetigung der ungeplanten Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke: Betrachtet man die Ausfalleistung, die national in jeweils 10 Prozent der Zeit überschritten wird, Land für Land getrennt und summiert sie dann auf, so ergibt sich eine Summe von 58 GW. Bei grenzüberschreitender Betrachtung werden diese 58 GW an ausgefallener Leistung jedoch in nur 0,02 Prozent der Zeit überschritten. Das gleichzeitige Auftreten hoher Ausfalleistungen in mehreren Ländern ist also um Größenordnungen unwahrscheinlicher als bei einer rein nationalen Betrachtung. Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass der europäische Binnenmarkt bei der Deckung der Stromnachfrage wie eine Versicherung für die einzelnen Mitgliedsstaaten wirkt: Fallen in einem Land ungeplant viele Kraftwerke (bei ggf. gleichzeitig hoher Last oder geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien) aus, so ist die Wahrscheinlichkeit sehr hoch, dass andere Länder dieses Defizit ausgleichen können.

Nach § 63 Abs. 1 EnWG hat das BMWi rund um das Thema europäischer Stromverbund auch darzustellen, inwieweit Importe zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen.

Erforderliche Importe nach Luxemburg und Deutschland	2020	2023	2025	2030
Referenzszenario r2b/Consentec				
95%-Quantil der maximalen Importleistung in GW	16,2	14,0	14,3	14,9
Importenergie bezogen auf den Stromverbrauch in %	0,40	0,28	0,26	0,20
Zielerreichung Klimaschutz r2b/Consentec				
95%-Quantil der maximalen Importleistung in GW	20,1	16,9	16,0	20,1
Importenergie bezogen auf den Stromverbrauch in %	1,01	0,70	0,47	0,64

Tabelle 5: Erforderliche Importe nach Luxemburg und Deutschland im Referenzszenario und der Sensitivität zum Klimaschutz, (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

Tabelle 5 zeigt, dass Deutschland in der Referenzentwicklung in 2020 voraussichtlich maximal ca. 16 GW an Importen benötigt¹³; diese Menge steigt auf etwa 20 GW an, wenn die Sensitivität zur Einhaltung der Klimaziele in Deutschland für 2030 betrachtet wird. In 2030 sind die entsprechenden Zahlen rund 15 GW im Referenzfall

¹³ Es handelt sich hier um das 95%-Quantil; in 5% der Zeit sind höhere Importe nötig, aber ebenso möglich.

und wiederum 20 GW in der Sensitivität. Die Gutachter haben zugleich analysiert, dass diese Strommengen auch importiert werden können, sowohl aus Sicht der Übertragungsnetze, als auch aus Sicht der Strommärkte. Der Modellierung wurde zugrunde gelegt, dass Erzeugungsanlagen in einem bestimmten Land nur Überschüsse in andere Länder exportieren dürfen, d.h. zunächst wird die inländische Nachfrage vollständig gedeckt und nur verbleibende Kapazitäten stehen für den Export zur Verfügung.

2.5 Zusätzliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Kapazitätsreserve

Ein wichtige Rolle zur Absicherung des Strommarktes wird die sogenannte Kapazitätsreserve spielen (vgl. §§ 13e und 13h EnWG sowie Kapazitätsreserveverordnung KapResV). Wesentliches Ziel der Kapazitätsreserve ist es, die Stromversorgung zusätzlich gegen Extremereignisse abzusichern. In der Kapazitätsreserve sollen zunächst Anlagen mit einer Reserveleistung in Höhe von zwei Gigawatt ab dem 1. Oktober 2020 gebunden werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen die Anlagen der Kapazitätsreserve im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens beginnend im September 2019 beschaffen. Zum 1. Oktober 2022 kann die Reserveleistung angepasst werden, sofern dies erforderlich sein sollte. Nach EnWG hat das BMWi den Umfang der Kapazitätsreserve mindestens alle zwei Jahre auf Basis dieses Berichtes zum Monitoring der Versorgungssicherheit zu überprüfen.

Weitere Maßnahmen

Das Gutachten von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP sieht noch weitere Maßnahmen als notwendig oder empfehlenswert an, um das ermittelte hohe Niveau der Versorgungssicherheit sicherzustellen bzw. abzusichern. In gewissen Situationen

ist Deutschland laut dem Gutachten auf Importe angewiesen (bis zu 20 GW); die nötigen Importe liegen jedoch durchweg deutlich unter den technisch maximal möglichen Importkapazitäten (voraussichtlich über 35 GW in 2030). Folglich sei das für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importleistungen im Vergleich zur vorhandenen Netzkapazität grundsätzlich als niedrig einzustufen. Dennoch seien gewisse Vorbereitungen auf die künftig stärkere Rolle des grenzüberschreitenden Stromhandels zu treffen. Neben dem Netzausbau innerhalb Deutschlands werden weitere Maßnahmen erforderlich sein, um Engpässe in den Übertragungsnetzen zu reduzieren. Hierzu können der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren zur besseren Steuerung der Lastflüsse, die Nutzung von Reserven wie der Netzreserve sowie Redispatch zählen. Die künftig stärkere Rolle des grenzüberschreitenden Stromhandels resultiert jedoch bereits aus den verpflichtenden Anforderungen des Energiepaketes „Clean Energy For All Europeans“, wonach eine stärkere Nutzung der bestehenden Übertragungsnetze für den kommerziellen Stromaustausch in Europa zu ermöglichen ist.¹⁴

Die Erfüllung dieser Aufgaben liegt zunächst bei den Übertragungsnetzbetreibern, die nach § 11 EnWG dazu verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Die Bundesnetzagentur und das BMWi unterstützen sie bei diesen Aufgaben.

Abstimmungs- und ggf. Handlungsbedarf besteht laut r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP auch hinsichtlich der internationalen Koordination der Markt- und Betriebsregeln. Es seien zusätzliche Regeln empfehlenswert für seltene Extremfälle, in denen die Nachfrage an den Strommärkten in Europa ausnahmsweise nicht überall gedeckt werden kann. Aus Sicht des BMWi kann diese Empfehlung nur auf europäischer Ebene umgesetzt werden. Dies hat der europäische Gesetzgeber ebenfalls erkannt: Die Verordnung über die Risikovorsorge des Energiepaketes „Clean Energy For All Europeans“ wird einen solchen Abstimmungsprozess auslösen

¹⁴ Vgl. Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

und zu einer Klärung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit und Unterstützung in derartigen Situationen führen.

3 Stromnetze

3.1 Zustand der Netzinfrastruktur, Transportbedarf und Netzausbau

Es gibt auch in diesem Berichtszeitraum keine Anzeichen, dass Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Leistungsschalter) des deutschen Übertragungsnetzes überaltert oder in einem nicht funktionsgerechten Zustand sein könnten.

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartals 2018 – bislang rund 1.200 Kilometer genehmigt und davon 800 Kilometer realisiert; dies entspricht knapp 45 Prozent der Gesamtlänge (BNetzA 2019c). Weitere rund 570 km befinden sich in laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Gemäß den zwischen Bund, Ländern und Netzbetreibern abgestimmten Zeitplänen sollen bis Ende 2022 gut 80 Prozent der Leitungskilometer fertiggestellt sein. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Zusätzlich zum EnLAG legt das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) weiteren Netzausbaubedarf fest. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell bei etwa 5.900 km. Hiervon sind zum dritten Quartal 2018 rund 600 km genehmigt und davon rund 150 km realisiert. Weitere rund 2.900 km befinden sich im Bundesfachplanungsverfahren und knapp 60 km vor dem Planfeststellungsverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Etwa 2.200 km fallen in die Zuständigkeit von Länderbehörden, davon befinden sich etwa 115 km im Raumordnungsverfahren und 1.050 km vor bzw. im Planfeststellungsverfahren. Weitere rund 100 km wurden bereits in den Verfahren des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie genehmigt. Gemäß den

zwischen Bund, Ländern und Netzbetreibern abgestimmten Zeitplänen sollen die Planungs- und Genehmigungsverfahren in den nächsten Jahren deutlich voranschreiten. Danach sollen bis Ende 2020 die Bundesfachplanungsverfahren für alle Gleichstromautobahnen abgeschlossen sein. Bis Ende 2021 sollen 1.800 Leitungskilometer planfestgestellt sein; das entspricht einem Anteil von 30 Prozent der Vorhaben des Bundesbedarfsplans. Im Ende 2017 von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan 2017-2030 wurde zusätzlich zu den Vorhaben nach EnLAG und aktuellem BBPIG ein weiterer Netzausbaubedarf von ca. 1.000 km festgestellt.

In 2016 wurden von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern insgesamt 2.439 Mio. Euro (2015: 2.358 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dabei sind die Investitionen für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung geringfügig von 1.672 Mio. (2015) auf 1.636 Mio. Euro im Jahr 2016 zurückgegangen. Die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) sind von 6.845 Mio. Euro (2015) auf 7.157 Mio. Euro (2016) gestiegen. Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchführen, hat sich zum Stichtag 1. April 2017 abermals erhöht.

3.2 Bestand und Entwicklung des Managements von Netzengpässen

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung regelt, sind Netzbetreiber (ÜNB und VNB über § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend) ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Die rechtliche Grundlage für das Netzengpassmanagement hängt davon ab, welche Maßnahme auf Verlangen des Netzbetreibers konkret getroffen wird:

1. Maßnahmen gegen Ersatz der Kosten nach §§ 13 Absatz 1 Nummer 2 und 3, 13a Absatz 1 und 2 EnWG (Redispatch).

2. Maßnahmen gegen Entschädigung mit EE- und KWK-Anlagen nach § 13 Absatz 2 und 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Absatz 1 Satz 3 KWKG (Einspeisemanagement).
3. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ohne Entschädigung (Anpassungsmaßnahmen).

Alle diese Maßnahmen dienen dazu, kurzfristig Netzengpässe zu beheben, indem der Netzbetreiber die Stromflüsse im Netz ändert. Diese Stromflüsse ergeben sich zunächst aus den im Stromhandel (Termin- und Kurzfristmärkte) geschlossenen Verträgen. Können sie nicht vollständig durch das Netz transportiert werden, weist der Netzbetreiber Anlagen auf beiden Seiten der Engpässe an ihre Erzeugung oder Entnahme zu verändern. „Vor“ einem Engpass müssen Erzeugungsanlagen ihre Erzeugung reduzieren, „hinter“ dem Engpass müssen sie ihre Erzeugung erhöhen.

Der Einsatz konventioneller Erzeugungsanlagen und Speicher hat Vorrang vor Maßnahmen mit EE- und KWK-Anlagen. Er erfolgt auf Basis von Planungsprozessen der Netzbetreiber und wird vollständig bilanziell und finanziell ausgeglichen. Die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen soll ausnahmsweise nur dann erfolgen, wenn keine anderen Maßnahmen zur Verfügung stehen (Einspeisevorrang). Sie erfolgt nicht auf Basis von Planungsprozessen und wird nicht bilanziell ausgeglichen. Der finanzielle Ausgleich beträgt 95% der entgangenen Einnahmen.

Mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (BGBl. I 2019, s. 706 ff.) wurden die Regelungen zu Redispatch und Einspeisemanagement vereinheitlicht. Ab 1.10.2021 werden alle Anlagen in einem gemeinsamen Verfahren zum Netzengpassmanagement herangezogen. Der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen bleibt erhalten, jedoch kann hiervon abgewichen werden, wenn die Abregelung von EE- oder KWK-Anlagen die Netzengpässe deutlich kostengünstiger behebt. Dies entspricht den Vorgaben der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt, die zum 1.1.2020 in Kraft treten soll.

Im Jahr 2017 sind die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Vergleich zu den Vorjahren gestiegen (BNetzA 2019d). Die Menge der Abregelungen durch Redispatchmaßnahmen in 2017 belief sich auf rund 10,2 TWh. Die Abregelung erneuerbarer Energieträger durch Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) stieg auf 5,5 TWh an (2015: 4,7 TWh; 2016: 3,7 TWh). Diese Werte sind immer im Kontext der Gesamterzeugung zu betrachten. So war 2017 nach vorläufigen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber das Jahr mit der bislang höchsten Einspeisung aus Windenergieanlagen. Ausschlaggebend hierfür war u.a. das windreiche vierte Quartal, in dem auch die bislang höchste Abregelungsmenge im Rahmen des EinsMan verzeichnet wurde. Mit dem Anstieg der Redispatch- und EinsMan-Maßnahmen geht ein Kostenanstieg einher. Die Kosten für 2017 liegen mit insgesamt ca. 1,4 Mrd. Euro über denen des windarmen Jahres 2016 (rund 880 Mio. Euro) und auch über denen des Jahres 2015 (rund 1,1 Mrd. Euro). Die Kosten für Redispatch mit Marktkraftwerken liegen bei ca. 397 Mio. Euro zuzüglich ca. 27 Mio. Euro für Countertrading-Maßnahmen. Gestiegen sind insbesondere die geschätzten Entschädigungsansprüche für EinsMan-Maßnahmen auf 610 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro; 2016: 373 Mio. Euro) und die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken auf rund 415 Mio. Euro (2015: 228 Mio. Euro; 2016: 286 Mio. Euro). Im ersten Quartal 2017 hatte trotz geringer Windeinspeisung eine Kumulation von Umständen zu einer außergewöhnlich starken Belastung der Stromnetze geführt. Es wurden zeitweise alle verfügbaren Markt- und Reservekraftwerke für den Redispatch herangezogen, so dass auch die mit dem Einsatz verbundenen Kosten deutlich anstiegen.

Im Jahr 2018 beliefen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Vergleich zum Vorjahr auf etwa demselben Niveau (BNetzA 2019d). Die Kosten für Redispatch mit Marktkraftwerken liegen bei ca. 380 Mio. Euro zuzüglich ca. 36 Mio. Euro für Countertrading-Maßnahmen. Gestiegen sind die geschätzten Entschädigungsansprüche für EinsMan-Maßnahmen auf 635 Mio. Euro und die Kosten für die Vorhaltung von Reservekraftwerken auf rund 330 Mio. Euro. Die Kosten für den Einsatz von Reservekraftwerken sind demgegenüber auf 85 Mio. Euro gesunken. Entlastend für die Netzengpässe wirken sich insbesondere die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke (seit dem 4. Quartal 2017) und die

Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich (seit 1.10.2018) aus. Belastend für die Netzengpässe wirkt die Umstellung des Prozesses bei der Berechnung grenzüberschreitender Kapazitäten für den Stromhandel (seit 1.4.2018). Diese Umstellung erhöht den Transport- und damit den Redispatchbedarf.

Die Kosten für Redispatch und EinsMan betragen damit in den letzten Jahren gut 2 Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung, welche die Stromnetze, konventionelle und erneuerbare Stromerzeugung umfassen. Diese Gesamtkosten belaufen sich auf ca. 60 Mrd. Euro per annum (Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu 2017).

Zu den generellen Einflussfaktoren auf die Redispatch- und EinsMan-Mengen und Kosten zählen die Veränderungen von erneuerbaren und nichterneuerbaren Erzeugungskapazitäten, das Engpassmanagement an den Grenzen und Wettereffekte. In den Wintermonaten (Quartal eins und vier eines Jahres) nimmt grundsätzlich die Windeinspeisung (Schwerpunkt im Norden) zu und die Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie (Schwerpunkt im Süden) geht zurück. In den Sommermonaten (Quartal zwei und drei eines Jahres) verhält es sich zumeist umgekehrt (vgl. Kap. 4). Erfahrungsgemäß ist der Abregelungsbedarf in den beiden Winterquartalen höher als in den Sommerquartalen.

Sind gesicherte, marktbasierende Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so setzen die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich die Netzreserve ein. Netzreservekraftwerke werden also nicht wegen mangelnder Erzeugungskapazitäten benötigt, sondern wegen Netzengpässen bei hohem Transportbedarf für Strom und der daraus drohenden Überlastung des Übertragungsnetzes. Diese Netzreservekraftwerke werden ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt. Über die Netzreserve wird auch sichergestellt, dass selbst außergewöhnliche, systemrelevante Mehrfachfehler in den Netzen beherrscht werden können. Die Notwendigkeit der Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler wurde mit der Novellierung der

Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 kodifiziert. Zuvor wurde die vorgehaltene Netzreserve für einen (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes dimensioniert. Die Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler führte zu einer Steigerung des Reservekraftwerksbedarfs.¹⁵

Um die benötigten Kapazitäten für Redispatch vorhalten zu können, sieht das Energiewirtschaftsgesetz die Möglichkeit vor, Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Präzisierung dieser Regelungen erfolgt durch die Netzreserveverordnung (NetzResV) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947). Danach erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse zur Ermittlung des zukünftig erforderlichen Reservebedarfs. Die Bundesnetzagentur überprüft die Systemanalyse und stellt den Bedarf an Netzreserve förmlich fest.

In der folgenden Tabelle 6 sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2019/2020 die summierten Leistungswerte der kontrahierten inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke aufgeführt.

¹⁵ Im Stromnetz ist — etwas vereinfacht — die Sicherheit gegeben, wenn das sog. (n-1)-Prinzip erfüllt ist, d.h. bei Ausfall eines beliebig gewählten Betriebsmittels können die Netze weiter stabil betrieben werden. Bei Mehrfachfehlern kommt es zu mehr als einem Ausfall.

Leistung an Netzreserve in MW	Anlagen im Inland	Anlagen im Ausland	Summe
2011/12	535	937	1.472
2012/13	1.622	937	2.559
2013/14	1.572	1.373	2.945
2014/15	2.240	784	3.024
2015/16	3.312	4.348	7.660
2016/17	4.458	3.925	8.383
2017/18	6.609	4.821	11.430
2018/19	6.598	0	6.598
2019/20	6.598	0	6.598

Tabelle 6: Kontrahierte inländische und ausländische Netzreservekraftwerke (BNetzA 2019e)

Für den Winter 2022/2023 ergeben sich bisher 10,6 Gigawatt als notwendige Reserve. Die Ermittlung dieses Bedarfs für 2022/23 erfolgte jedoch noch ohne Berücksichtigung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kommission WSB 2019). Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse für diesen Zeithorizont als vorläufig zu betrachten; der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung wird sich in derzeit ungewisser Höhe auf die Netzreserve auswirken.

Nach §11 Absatz 3 EnWG können Übertragungsnetzbetreiber auch besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz wiederherzustellen.¹⁶ Analysen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2017 wiesen einen Bedarf für besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland in Höhe von 1,2 Gigawatt aus (BNetzA 2017). Die Beschaffung durch die

¹⁶ Die besonderen netztechnische Betriebsmittel dienen genauer dazu, die sog. (n-1)-Sicherheit nach dem Ausfall bestimmter Betriebsmittel in Situationen, in den die Übertragungsnetze stark belastet sind, wiederherzustellen.

Übertragungsnetzbetreiber wurde im Juni 2018 durch ein Ausschreibungsverfahren in vier verschiedenen Losgruppen mit je 300 MW in Süddeutschland begonnen. Ein erster Zuschlag für die Errichtung eines Kraftwerks mit 300 MW wurde bereits erteilt, in den weiteren Losgruppen laufen die Ausschreibungsverfahren noch. Die Inbetriebnahme ist für Oktober 2022 geplant.

3.3 Systemdienstleistungen

Die Netzbetreiber sorgen für die Stabilität der Stromnetze. Um die Netze stabil zu betreiben, ergreifen die Netzbetreiber konkrete Maßnahmen, etwa bei Frequenz- oder Spannungsabweichungen sowie Netzengpässen. Zum Beispiel wird Regelleistung eingesetzt, um Frequenzabweichungen zu korrigieren. Zur Bewältigung von Netzengpässen wird die Einspeisung konventioneller Kraftwerke oder von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Redispatch bzw. Einspeisemanagement angepasst. Auch Erzeuger erneuerbarer Energien sowie Speicher und flexible Lasten müssen verstärkt zur Systemstabilität beitragen. Moderne Erneuerbare-Energien-Anlagen stellen Systemdienstleistungen bereit; sie leisten wichtige Beiträge zur Spannungshaltung und können Regelleistung erbringen. Zusätzlich können die Netzbetreiber auf abschaltbare Lasten zugreifen.

Über welche technischen Fähigkeiten Anlagen mindestens verfügen müssen, legen die Technischen Anschlussregeln fest. Sie werden durch die technische Selbstverwaltung im Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE bestimmt und dienen den Netzbetreibern als Grundlage für ihre Technischen Anschlussbedingungen. Das bestehende Regelwerk für die verschiedenen Spannungsebenen wurde modernisiert und harmonisiert. Dabei wurden auch die europäischen Netzkodizes national umgesetzt. Statt einer Vielzahl von Dokumenten gibt es seit April 2019 für jede Spannungsebene nur noch ein bzw. in der Niederspannung zwei Dokumente.

Mit dem Fortschreiten der Energiewende müssen auch die Systemdienstleistungen kontinuierlich weiterentwickelt werden. Neben der Weiterentwicklung der technischen Regelwerke muss auch sichergestellt werden, dass Systemdienstleistungen

kosteneffizient erbracht werden. Dafür wird derzeit überprüft, ob Systemdienstleistungen volkswirtschaftlich effizienter erbracht werden können, wenn sie marktlich beschafft werden.

3.4 Nachrüstung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Frequenzstabilität

Bis zur Einführung der Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Erzeugungseinheiten am Mittelspannungsnetz“ in der Fassung von Juni 2008, des technischen Hinweises „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ in der Fassung von März 2011 und der VDE-AR-N 4105 für „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ in der Fassung von August 2011 waren die Wechselrichter von PV-Anlagen mit einer Überfrequenz-Abschaltautomatik bei 50,2 Hertz ausgestattet. Damit hätten sich in Deutschland im ungünstigen Fall etwa 9 GW PV-Leistung bei Erreichen einer Frequenz von 50,2 Hertz gleichzeitig abgeschaltet. Die Ergebnisse einer im Rahmen der BMWi-Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ begleiteten Studie (Ecofys, IFK 2011) hatten gezeigt, dass ein erhebliches Systemsicherheitsrisiko bestand, insbesondere im Falle einer großräumigen Störung im europäischen Verbundnetz, bei der die Netzfrequenz stark von 50,0 Hertz abweicht (z.B. über 50,2 Hertz). Eine durch die automatische Abschaltung von Bestandsanlagen schlagartig sinkende Frequenz hätte nicht mehr durch Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber aufgefangen werden können. Mit Inkrafttreten der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) im Juli 2012 wurde zunächst eine Nachrüstung der betroffenen PV-Anlagen (insg. 13,0 GW) initiiert.

Es bestand jedoch nicht nur Handlungsbedarf bei PV-Anlagen. Eine im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellte Studie (Ecofys, Deutsche WindGuard, BBH, IFK 2013) zeigte, dass sich bei Absinken der Netzfrequenz auf 49,5 Hz Anlagen¹⁷ mit

¹⁷ Windenergie, Biomasse, KWK und kleine Wasserkraft

einer installierten Gesamtleistung von insgesamt rd. 27 GW automatisch abschalteten. Sollte ein solcher Fall auftreten, könnten die Netzbetreiber das Stromnetz nicht mehr stabilisieren. Die Frequenzschutzeinstellungen von circa 21.000 betroffenen Anlagen mussten also ebenso nachgerüstet werden, um eine gleichzeitige Abschaltung zu vermeiden. Mit Inkrafttreten der Novelle der Systemstabilitätsverordnung am 9. März 2015 wurde daher ein weiterer Nachrüstprozess mit Blick auf die Unterfrequenzabschaltung der o. g. Anlagen initiiert.

In der folgenden Abbildung ist die erfasste Anlagenleistung des jeweiligen Nachrüstungsprogramms nach Netzebenen dargestellt.

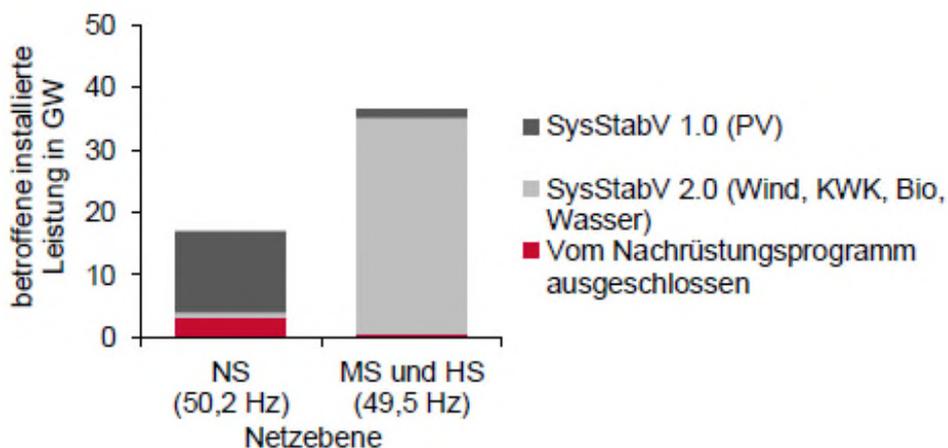


Abbildung 4: Einordnung der betroffenen installierten Leistung in die zwei Nachrüstungsprogramme für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung, Stand 31. Dezember 2018, (Ecofys, IFK 2019)

Die Nachrüstung für PV-Anlagen wurde durch die Netzbetreiber abgeschlossen. Es wurden insgesamt über 1,5 Millionen Wechselrichter nachgerüstet. Die Nachrüstung von Wind, KWK, Bioenergie und Wasserkraft ist ebenfalls weitestgehend abgeschlossen. Dabei wurden die Vorgaben von ENTSO-E, dem europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber, bezüglich der erlaubten Restbestände an nicht nachgerüsteten Anlagen mit dann weiterhin systemkritischer bzw. unbekannter Frequenzeinstellung eingehalten.

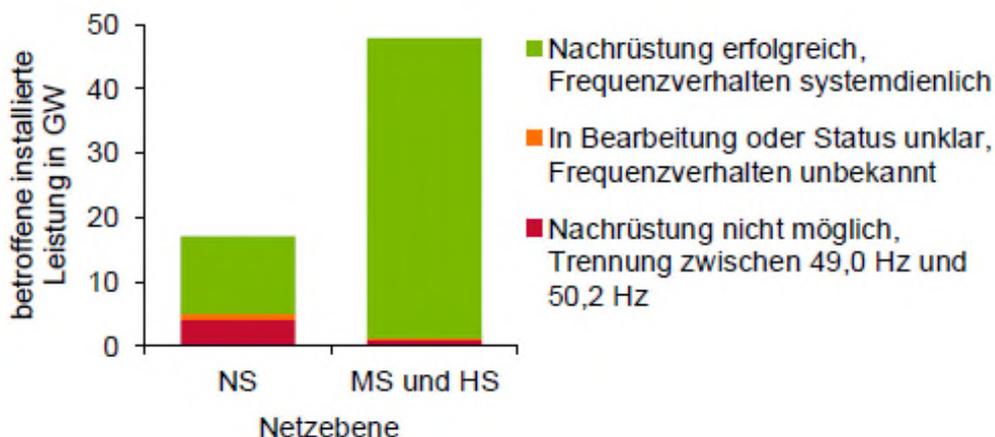


Abbildung 5: Übersicht zum aktuellen Frequenzverhalten der grundsätzlich betroffenen installierten Leistung unter Berücksichtigung des Stands der Nachrüstung Ende 2018, (Ecofys, IFK 2019)

4 Stromerzeugung nach Energieträgern

4.1 Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung

Die Anteile der Energieträger an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland betragen im Jahr 2018 nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2018a): fossile Energieträger 48,9 %, erneuerbare Energien 35,2 %, Uran 11,7 % und Sonstige 4,2 %.¹⁸ Die fossilen Energieträger setzen sich zusammen aus: Braunkohle 22,5 %, Steinkohle 12,8 %, Erdgas 12,8 % sowie Mineralöl 0,8 %. Der im Vergleich zum letzten vorgelegten Monitoring-Bericht gesunkene Anteil der Kernenergie (- 2,5 %) wurde bilanziell allein durch einen Anstieg des Anteils der Windkraft an Land (+ 3,4 %) kompensiert. Auch Erdgas hat einen Anstieg von 3,2 %-Punkten zu verzeichnen.

¹⁸ Diesen Zahlen basieren auf einer Brutto-Stromerzeugung von ca. 649 TWh in Deutschland in 2018. Der Brutto-Inlandsstromverbrauch 2018 lag bei rund 599 TWh. Bezog auf diesen Verbrauch lag der Anteil der erneuerbare Energien bei 38,2%.

4.2 Verfügbarkeit der Primärenergieträger

Braunkohle wird als einziger fossiler Energieträger vollständig inländisch gefördert. Die deutschen Reserven der Weichbraunkohle werden auf rund 36,1 Mrd. Tonnen geschätzt (BGR 2019). Demgegenüber stand 2017 eine Förderung von rund 171,3 Mio. Tonnen, wobei rund 90 % des Gesamtaufkommens an Braunkohle in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung zum Einsatz kommen (Statistik der Kohlenwirtschaft 2018). Die Versorgung kann insofern als gesichert angesehen werden.

Die weltweiten Reserven der Hartkohle (Steinkohle, Hartbraunkohle) werden auf rund 735 Mrd. Tonnen geschätzt (BGR 2019). Die weltweite Steinkohleförderung lag 2017 bei rund 6,5 Mrd. Tonnen. Im Gegensatz zu Uran sind Steinkohlevorkommen und -förderung auf viele Unternehmen und Staaten weltweit verteilt. Der Steinkohleverbrauch in Deutschland lag 2017 bei rund 52,6 Mio. Tonnen. Die Steinkohlenimporte betragen in 2017 rund 49 Mio. t, davon 36,1 Mio. t Kraftwerkskohle. Die Steinkohlenimporte sind breit diversifiziert. Deutschland importiert Steinkohle vor allem aus der Russischen Föderation, den USA und Kolumbien (VDKI 2018). Auf Russland entfielen 2017 dabei rund 40 % der deutschen Kohleimporte. Die Russische Föderation ist damit der Hauptlieferant Deutschlands für Steinkohle, aber auch für Erdöl- und Erdgas. Aus inländischem Aufkommen wurden in 2017 rund 3,9 Mio. Tonnen an die Kraftwerke geliefert (Statistik der Kohlenwirtschaft 2018). Der Steinkohlenverbrauch für Kraftwerke insgesamt (importiert und inländisch) lag im Jahr 2017 bei rund 30,9 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (AGEB 2018b). Die Versorgungssicherheit mit Steinkohle wird aufgrund des liquiden Weltmarkts und der internationalen Angebotsstrukturen als hoch eingeschätzt.

Im Gegensatz zur Braunkohle, die in der Regel nicht grenzüberschreitend gehandelt wird, werden Steinkohle und Uran weltweit gehandelt. Die weltweiten Uranreserven werden für Förderkosten bis zu 80 USD je kg Uran auf 1,2 Mio. Tonnen geschätzt (Stand 2017); die weltweite Förderung lag im Jahr 2017 bei 59,6 Kilotonnen. Auch die globalen Uranressourcen von 11,7 Mio. Tonnen sind sehr umfangreich, sodass

aus geologischer Sicht kein Engpass bei der Versorgung von Uran zu erwarten ist (BGR 2019). Die Reserven verteilen sich auf eine begrenzte Anzahl von Ländern: Rund 94 % der derzeitigen Reserven befinden sich in zehn Ländern. 2017 wurde in 14 Ländern Uran produziert. Der mit Abstand größte Produzent ist Kasachstan gefolgt von Kanada, Australien, Namibia, Niger, und der Russischen Föderation. Das für die Brennstoffherstellung in Deutschland benötigte Uran wird fast ausschließlich über langfristige Verträge aus Frankreich, UK, Kanada, Niederlande und USA bezogen. Zusätzlich stehen, aufgrund der guten Lagerfähigkeit von Uran, Vorräte im eigenen Land zur Verfügung, sodass eine Versorgung der deutschen Kernkraftwerke über einen längeren Zeitraum – auch ohne Uranimporte – gewährleistet werden kann. Die Versorgungssicherheit mit Uran wird daher als hoch eingeschätzt.

Die weltweiten Erdgasreserven im Jahr 2017 werden auf rund 198.960 Mrd. m³ geschätzt (BGR 2019). Der weltweite Verbrauch lag 2017 bei rund 3.724 Mrd. m³. Der Verbrauch in Deutschland im Jahr 2017 betrug 105,9 Mrd. m³, wobei ein Großteil in die industrielle Verwendung und in den Wärmemarkt fließt. Die inländische Förderung im selben Jahr betrug 8,3 Mrd. m³; dies entspricht einem Anteil von rund 6,4 % am jährlichen Aufkommen.

Der Erdgasbezug Deutschlands ist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, sowohl was Lieferländer als auch -routen betrifft, relativ breit diversifiziert. Insgesamt wurden laut Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes im Jahr 2017 ca. 1677 TWh an Erdgas importiert (BNetzA, BKartA 2019).¹⁹ 1090 TWh davon stammen aus Russland und der GUS, 286 TWh aus Norwegen und 267 TWh aus den Niederlanden. Weiter in Drittländer exportiert wurden insgesamt 744 TWh.²⁰ Im Vergleich dazu belief sich der inländische Verbrauch auf rund 936 TWh bei einem eigenen Förderaufkommen von 70 TWh. Im Rahmen des EU-Erdgasbinnenmarktes bestehen zudem Zugänge zu Importterminals für LNG (Liquefied Natural Gas), wie z.B. in den Niederlanden und Belgien.

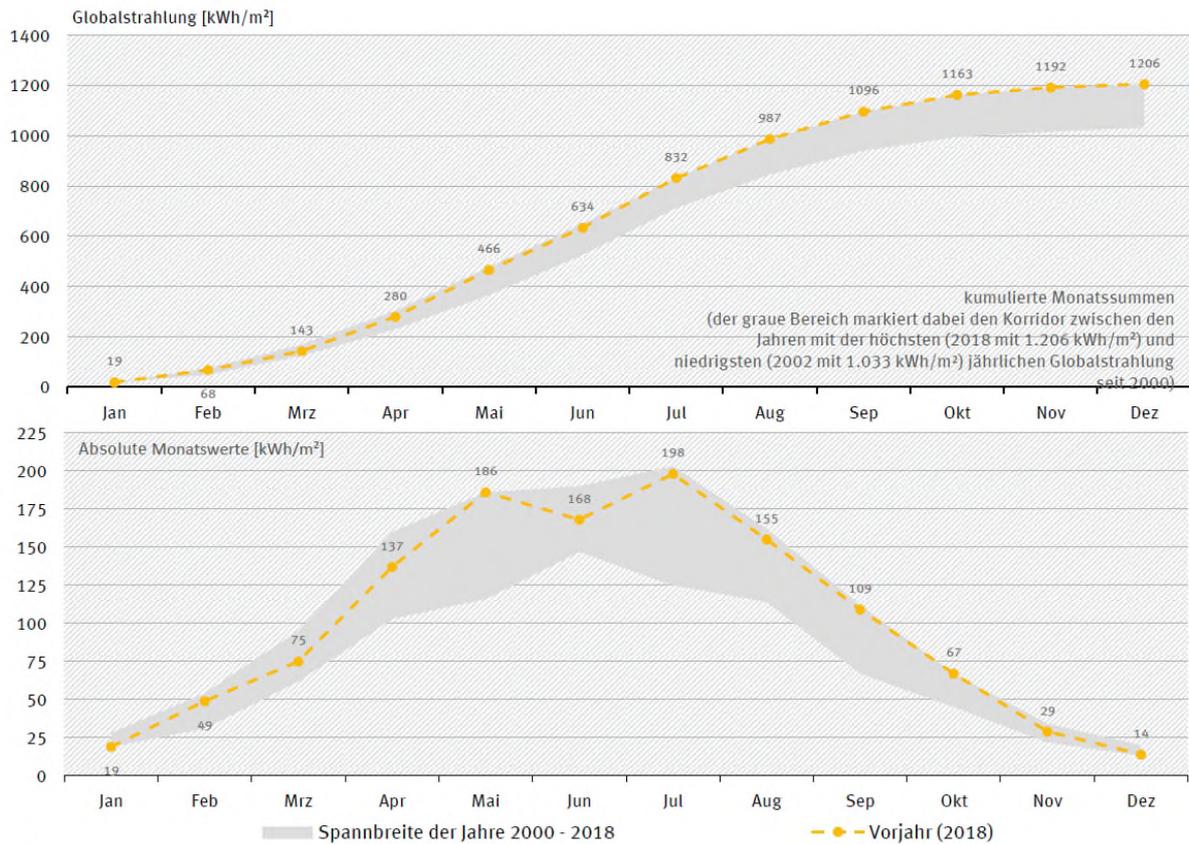
¹⁹ Die Brennwerte der verschiedenen Gassorten sind Folgende: Ca. 11,2 kWh/m³ für russisches Erdgas, 11,6 kWh/m³ für norwegisches Erdgas und 9,8 kWh/m³ für niederländisches Erdgas.

Eine wichtige Rolle in der deutschen Erdgasversorgung spielen Untertageerdgasspeicher. Mit einem Speichervolumen in Höhe von ca. 24,3 Mrd. m³ verfügt Deutschland mit deutlichen Abstand über die größten Speicherkapazitäten in der Europäischen Union. Nach wie vor kann die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße als sicher und zuverlässig bewertet werden. Hinsichtlich der Versorgung mit L-Gas sind jedoch Einschränkungen denkbar: Infolge von Erdbeben im niederländischen Fördergebiet Groningen hat die niederländische Regierung im Jahr 2018 beschlossen, die Erdgasförderung in Groningen mittelfristig einzustellen. Sollten die Fördermengen über die bekannten Planungen hinaus reduziert werden, könnten Gasimporte aus den Niederlanden nicht kurzfristig substituiert werden (BMWⁱ 2019). Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Durch die Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung wurde zum ersten Mal ein Solidaritätsmechanismus zwischen Mitgliedstaaten eingeführt mit dem Ziel, die Widerstandsfähigkeit des Europäischen Gassystems deutlich zu steigern. Durch Solidaritätsmaßnahmen können die Auswirkungen einer schwerwiegenden Gasversorgungskrise innerhalb der Union gleichmäßiger verteilt und abgemildert werden. Deutschland arbeitet intensiv an der Gestaltung des möglichen Ablaufs der solidarischen Gaslieferungen. Dieser Solidaritätsmechanismus wird in bilateralen Vereinbarungen unter den direkt miteinander verbundenen Mitgliedstaaten festgelegt. Eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen, der Importinfrastruktur, stabile Beziehungen zu Lieferanten sowie eine Verbesserung der inländischen Versorgungsinfrastruktur tragen dazu bei, die Erdgasversorgungssicherheit weiter zu erhöhen.

Die folgenden Abbildungen 6 und 7 zeigen die Globalstrahlung der Sonne und die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in Nord- und Gesamtdeutschland für 2018 sowie die Spannbreite der Jahre 2000 bis 2018. Die Globalstrahlung gibt an, welche

²⁰ 744 TWh entsprechen rd. 44 % des importierten Gases. Eine Aufteilung der Exportmengen nach Bezugsländern liegt aber nicht vor.

Menge an Strom (in kWh) aus der Sonneneinstrahlung mit einem Quadratmeter Fläche in einem bestimmten Zeitraum (Monat oder Jahr) erzeugt werden kann. Bei angenommenen Wirkungsgraden von 15 bis 20 Prozent unter Vernachlässigung von Verlusten liegt der durchschnittliche Stromertrag aus der Sonne je nach Bezugsjahr bei 150 bis 200 kWh pro Quadratmeter.



Darstellung und Aufbereitung: Umweltbundesamt (UBA)
 Datenquelle: Deutscher Wetterdienst (DWD)

Stand: März 2019

Abbildung 6: Monatsbezogene und kumulierte Globalstrahlung für 2018 und Spannweite der Jahre 2000 bis 2018, Umweltbundesamt 2019

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nord- und Gesamtdeutschland in Abbildung 7 erlaubt keine direkten Rückschlüsse auf den durchschnittlichen Stromertrag; der Stromertrag ist nämlich proportional zum Kubik der Windgeschwindigkeit. Deutlich zu erkennen sind jedoch der höhere Stromertrag im Norden Deutschlands im Vergleich zu Gesamtdeutschland und der höhere Stromertrag von Herbst bis Frühjahr im Vergleich zur Sommerzeit.

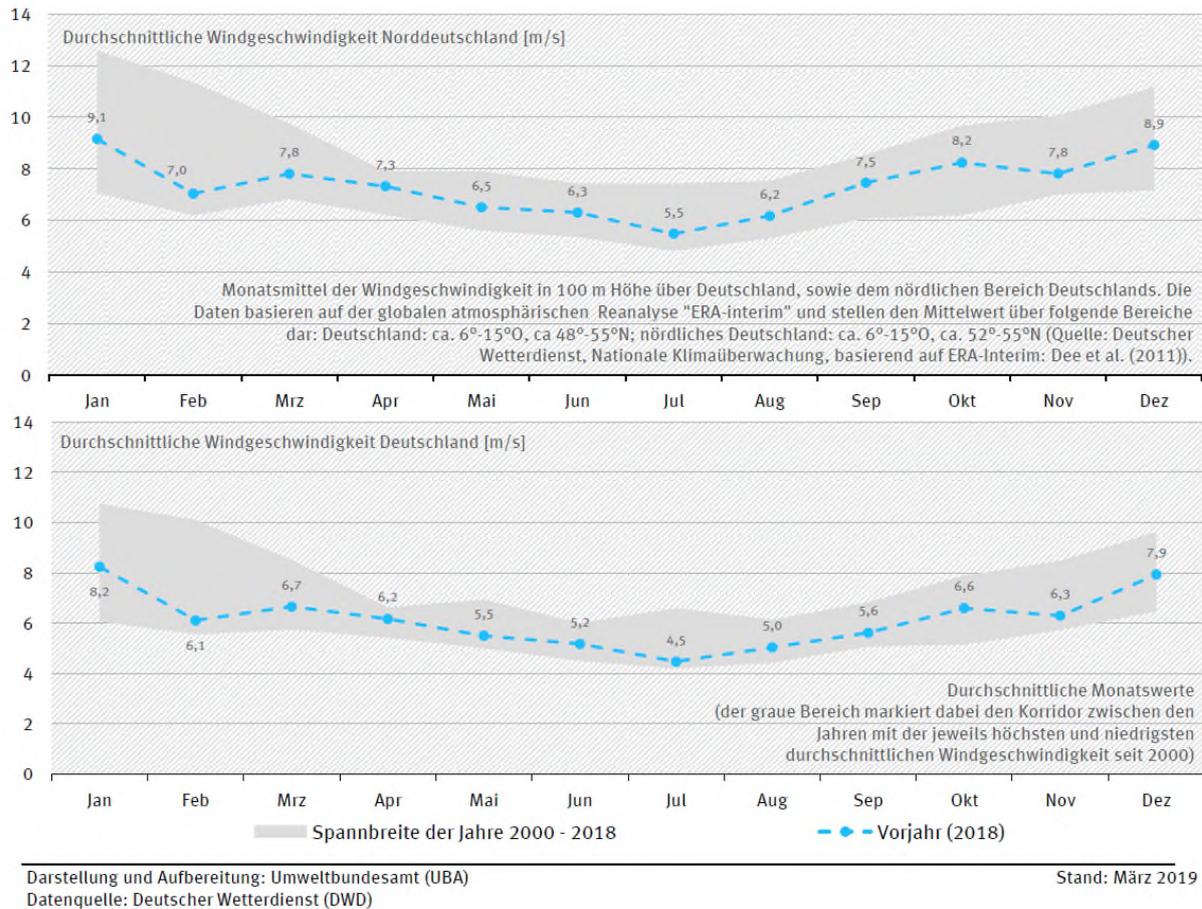


Abbildung 7: Monatsbezogene durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nord- und Gesamtdeutschland für 2018 und Spannbreite der Jahre 2000 bis 2018, Umweltbundesamt 2019

Beide Abbildungen 6 und 7 zusammen zeigen anschaulich, dass ein Stromsystem, welches Sonne und Wind kombiniert, zu einem gleichmäßigeren Stromertrag führt.

Insgesamt ist die Verfügbarkeit der Energieträger für die Stromerzeugung als gesichert einzuschätzen. Der Stromversorgung in Deutschland liegt ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde, der das Risiko eines Versorgungsengpasses einzelner Energieträger weitgehend minimiert.

Quellenverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2018: Stromerzeugungstabelle, (AGEB 2018a)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2018: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017, (AGEB 2018b)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019: Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, (BMWi 2019)

Bundesnetzagentur 2017: Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG, (BNetzA 2017)

Bundesnetzagentur 2019: Kraftwerkliste Bundesnetzagentur, Stand 7.3.2019, (BNetzA 2019a)

Bundesnetzagentur 2019: Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2018 bis 2021, Stand 7.3.2019, (BNetzA 2019b)

Bundesnetzagentur 2019: Monitoring des Stromnetzausbaus EnLAG / BBPIG / Netzoptimierungsmonitoring / Offshore-Anbindungen, Erstes Quartal 2019, (BNetzA 2019c)

Bundesnetzagentur 2019: Berichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, (BNetzA 2019d)

Bundesnetzagentur 2019: Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023, (BNetzA 2019e)

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019: Monitoringbericht 2018 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 8.2.2019, (BNetzA, BKartA 2019)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung - BGR Energiestudie 2018, (BGR 2019)

Ecofys Germany GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Becker Büttner Held (BBH) und Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart (IFK) 2013: Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz, (Ecofys, Deutsche WindGuard, BBH, IFK 2013)

Ecofys Germany GmbH, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart 2019: Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz AP 2.1, (Ecofys, IFK 2019)

ENTSO-E 2018: Mid-Term-Adequacy Forecast 2018, (ENTSO-E 2018)

Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu GmbH 2017: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 3 (Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu 2017)

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“: Abschlussbericht, 26.01.2019, (Kommission WSB 2019)

r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, TEP Energy GmbH 2019: Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: Länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, 23.01.2019, (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP 2019)

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2017, (Statistik der Kohlenwirtschaft 2018)

Verein der Kohlenimporteure e.V.: Jahresbericht 2018 - Fakten und Trends 2017/18, (VDKI 2018)