

Bericht der deutschen Übertragungs- netzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021

Versionsnummer	Datum	Beschreibung
1.0	23.01.19	Veröffentlichung auf netztransparenz.de

Inhalt

1. Executive Summary	3
2. Einleitung	4
3. Prinzip der Leistungsbilanz.....	6
3.1. Grundlagen.....	6
3.2. Definitionen und Datengrundlage.....	7
3.2.1. Betrachtungszeitpunkte	7
3.2.2. Installierte Netto-Engpassleistung	7
3.2.3. Revisionen	8
3.2.4. Ausfälle	8
3.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	10
3.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung.....	14
3.2.7. Last	15
3.2.8. Verbleibende Leistung.....	17
3.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes	17
3.2.10. Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve	17
3.2.11. Verfügbare Austauschkapazitäten	19
3.3. Grenzen der Betrachtung.....	19
4. Entwicklung der relevanten Eingangsgrößen nach Regelzonen	21
4.1. Regelzone 50Hertz	21
4.2. Regelzone Amprion	21
4.3. Regelzone TransnetBW.....	22
4.4. Regelzone TenneT	22
5. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem.....	24
Literaturverzeichnis	25
A. Anhang.....	26
A.1. Datenblatt 50Hertz Transmission.....	26
A.2. Datenblatt Amprion	26
A.3. Datenblatt TransnetBW.....	27
A.4. Datenblatt TenneT TSO GmbH.....	27
A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland	28
A.6. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland (Sensitivität)	29

1. Executive Summary

Im vorliegenden Leistungsbilanzbericht wird für eine kritische Situation („kalte Dunkelflaute“, d. h. Jahreshöchstlast, keine Einspeisung aus PV, sehr geringe Einspeisung aus Windkraftanlagen und gleichzeitig relativ hohe Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerkskapazitäten) analysiert, ob mit den in Deutschland verfügbaren elektrischen Erzeugungsanlagen die Last versorgt werden kann. Der Fokus der Analysen liegt dabei auf den Tendenzen in der Entwicklung des Lastdeckungspotentials und nicht auf der detaillierten Analyse einzelner Jahre. Eine negative verbleibende Leistung, die sich als Saldo aus der verfügbaren Leistung und der zu deckenden Last ergibt, führt nicht zwangsläufig zur Notwendigkeit einer Lastabschaltung. Allerdings ist Deutschland in Situationen mit einer negativen verbleibenden Leistung auf Importe aus dem Ausland angewiesen, um die Last decken zu können. Über die Eintrittswahrscheinlichkeit der im Leistungsbilanzbericht angenommenen „kalten Dunkelflaute“ mit gleichzeitig hohen Nichtverfügbarkeiten von konventionellen Kraftwerken kann hier keine Aussage getroffen werden. Gleichwohl zeigen die betrieblichen Erfahrungswerte der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Januar 2017, dass ein solches Szenario nicht völlig ausgeschlossen werden kann.

Im Leistungsbilanzbericht 2017 wurde erstmals eine geringe negative verbleibende Leistung ausgewiesen. Unter den oben beschriebenen Bedingungen hätte sich mit den damals den ÜNB vorliegenden Informationen und getroffenen Annahmen ein Importbedarf von 0,5 GW für den Referenztag 2020 ergeben. Durch die stetige Aktualisierung der Datengrundlage und Berücksichtigung der aktuellen Informationen zum Kraftwerkspark in Deutschland ergibt sich im vorliegenden Leistungsbilanzbericht für Januar 2020 eine positive verbleibende Leistung von ca. 1 GW. Für den erstmalig betrachteten Stichtag 2021 ergibt sich ein möglicher Importbedarf von ca. 5,5 GW. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen durch das hier angenommene Auslaufen der Reservekraftwerksverordnung bedingt.

Da der Leistungsbilanzbericht das Ziel verfolgt, die Entwicklung der verbleibenden Leistung in Deutschland und mögliche Tendenzen aufzuzeigen, sollte der Fokus nicht auf einzelne Zieljahre und absolute Zahlen gelegt werden. Generell ist die Beschreibung von energiewirtschaftlichen Faktoren wie Lastentwicklung, Kraftwerksparkentwicklung für in der Zukunft liegende Zeitpunkte mit diversen Unsicherheiten behaftet (vgl. Kapitel Grenzen der Betrachtung). Um diese Unsicherheit darzustellen, wurde erstmalig auch eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt, die zu einer ca. 3 GW höheren verbleibenden Leistung führt. Der abnehmende Trend der Entwicklung der verbleibenden Leistung ist aber auch für die Sensitivität wie in den vergangenen Leistungsbilanzberichten vorhanden.

Bei den Untersuchungen im Rahmen des Leistungsbilanzberichtes erfolgt keine Analyse des Übertragungs- und Verteilnetzes. Die Frage, ob bei genügend Erzeugungsleistung bzw. ausreichenden Lastflexibilitäten das elektrische Netz die Leistung zwischen Erzeugern und Verbrauchern auch übertragen kann, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Um die Versorgungssicherheit vollständig bewerten zu können, ist u.a. auch eine Analyse des Netzes als eine wichtige Komponente des Energiesystems erforderlich.

Angesichts der Beschränkungen der aktuellen Methodik wird der Leistungsbilanzbericht laufend weiterentwickelt und soll zukünftig auch verstärkt probabilistische Elemente berücksichtigen.

2. Einleitung

Das gesamte elektrische Energieversorgungssystem setzt sich grundsätzlich aus drei Komponenten zusammen. Die erste Komponente sind die Einspeiser, welche die elektrische Leistung erzeugen. Die zweite sind die Verbraucher, welche die elektrische Leistung aufnehmen. Da die Leistung aber nicht immer genau dort produziert werden kann, wo sie benötigt wird, ist der Transport der Leistung über ein Übertragungs- und Verteilnetz notwendig. Dies ist die dritte Komponente.

Um dieses Gesamtsystem stabil aufrecht zu halten, ist eine Grundvoraussetzung, dass zu jeder Zeit die verfügbare Leistung der benötigten Leistung entspricht. Diese sogenannte Generation Adequacy kann auf verschiedene Art und Weise untersucht und bewertet werden. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen probabilistischen Methoden, bei denen wahrheitswahrscheinlichkeitsbasierte Aussagen zur Generation Adequacy, z.B. auf Basis einer Vielzahl von Erzeugungs-Last-Situationen, getroffen werden, und deterministischen Methoden, bei denen fest definierte Situationen individuell betrachtet werden ohne eine explizite Aussage zur Eintrittswahrscheinlichkeit zu machen. Im vorliegenden Bericht wird im Wesentlichen der zweite Ansatz verfolgt.

Eine Möglichkeit, um die Generation Adequacy deterministisch zu bewerten, ist das Aufstellen einer Leistungsbilanz. Hierzu besteht schon seit einigen Jahren sowohl bei ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), als auch bei dessen Vorgängern eine etablierte grundsätzliche Methodik, die teilweise im Laufe der Zeit weiterentwickelt wurde. Diese bildet die Grundlage für die im vorliegenden Bericht verwendete Methode.

In den Jahren 2011 bis 2015 ergab sich aus dem EnWG für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Aufgabe, einen Bericht zur Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich zu erstellen. Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) am 30. Juli 2016 ist die gesetzliche Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung eines Berichtes über die Leistungsbilanz entfallen. Nach Paragraph 12 Absatz 5 des Strommarktgesetzes sind die ÜNB seither verpflichtet, Informationen für die Zwecke des Monitorings an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu übermitteln. Gleichwohl haben sich die ÜNB dafür entschieden, weiterhin einen gemeinsamen Leistungsbilanzbericht zu erstellen.

Ein weiterer zentraler Aspekt der Generation Adequacy Analyse ist der gewählte räumliche Betrachtungsbereich. Dieser kann einzelne Regelzonen, Marktgebiete oder auch ein gesamtes Verbundsystem umfassen, um mögliche überregionale Ausgleichseffekte abzubilden. Der Fokus des vorliegenden Berichts liegt ausschließlich auf der Leistungsbilanz für Deutschland ohne Berücksichtigung des möglichen Beitrags europäischer Nachbarn.

Im Rahmen des Berichts wird die Situation einer kalten Dunkelflaute (d. h. Jahreshöchstlast, keine Einspeisung aus PV und sehr geringe Einspeisung aus Windkraftanlagen) mit gleichzeitiger hoher Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerkskapazitäten untersucht. Dies stellt aus Erfahrung der ÜNB die kritischste Generation Adequacy Situation dar, in der die Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaikanlagen ihren voraussichtlich geringsten und die zu deckende Last ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen. Zu diesem Zeitpunkt nimmt die Leistungsbilanz somit einen Extremwert an. Daher kann unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Datenerhebung die voraussichtlich kritischste Situation bewertet werden, ohne damit aber eine vollumfängliche Aussage zur Eintrittswahrscheinlichkeit zu treffen. Dieser kann man sich nur im Rahmen probabilistischer Methoden annähern.

Um den Unsicherheiten Rechnung zu tragen, wird die Situation nicht allein mit dem aus früheren Berichten etablierten Verfahren ausgewertet, sondern zusätzlich mit variierten Verfügbarkeiten von Wind und konventionellen Kraftwerken (Sensitivität).

Vergleichbare Situationen sind in der Vergangenheit bereits aufgetreten: So gab es Mitte Januar 2017 eine Kältephase mit einzelnen Tagen, an denen zwar nicht die Jahreshöchstlast aufgetreten ist, sich aber eine relativ hohe Last in Kombination mit einer geringen Windeinspeisung und hohen konventionellen Nichtverfügbarkeiten ergeben hat. Für letztere gab es vielfältige Gründe, wie den Wegfall der Kernbrennstoffsteuer und Kohle-Transportprobleme u. a. aufgrund von Niedrigwasser in den Flüssen. Weitere hohe Nichtverfügbarkeiten von französischen Kernkraftwerken traten zeitgleich auf.

Insbesondere zeigt sich, dass aufgrund der räumlichen Ausdehnung solcher Dunkelflauten, überregionale Ausgleichseffekte der Windeinspeisung häufig nur begrenzt zum Tragen kommen können [1]. Auch Ausgleichseffekte bzgl. des Verbrauchs sind in solchen Fällen als gering einzustufen. So herrschte im oben beschriebenen Fall 2017 die Kältewelle in ganz Europa, insbesondere auch in Italien und Frankreich.

Der zeitliche Betrachtungsbereich der vorliegenden Untersuchung umfasst die Jahre 2017 (Rückschau) bis 2021. Für die Analyse der o. g. Situation in den betrachteten Jahren muss ein sogenannter Betrachtungszeitpunkt bzw. **Referenztag** festgelegt werden. Dieser definiert den für die Analyse gültigen Ausbauzustand des Erzeugungsparks, ggf. geplante Kraftwerksrevisionen usw.

Aufgrund der Annahme einer kalten Dunkelflaute kommt für den Referenzzeitpunkt nur der Abend eines Winterwerktages infrage. Für die **Analyse** wird daher ein abendlicher Werktag im Dezember 2018 (KW 51) und im Januar 2019-2021 (KW 3) betrachtet. Zusätzlich wird für die **Rückschau** der Zeitpunkt der deutschlandweiten Jahreshöchstlast 2017 betrachtet.

3. Prinzip der Leistungsbilanz

3.1. Grundlagen

Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu einem bestimmten Zeitpunkt dar. Die Systematik ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Betrachtet wird eine als gesichert anzunehmende Einspeisung. Diese entspricht der Leistung, die tatsächlich in das Netz eingespeist werden kann. Um die gesicherte Leistung zu ermitteln, sind von der installierten Leistung verschiedene nicht verfügbare Anteile abzuziehen.

Diese gesicherte Leistung wird dann der zu versorgenden Last gegenübergestellt. Die sich daraus ergebende Differenz (*verbleibende elektrische Leistung* als Ergebnis von gesicherter Leistung abzüglich der zu versorgenden Last verringert um Lastreduktionspotential) erlaubt eine tendenzielle Bewertung des Systems. Ist der Wert positiv, steht auch in den betrachteten Situationen ein entsprechender Puffer für Exporte zur Verfügung. Ist der Wert negativ, zeigt sich durch das Fehlen verbleibender elektrischer Leistung unter Annahme einer unflexiblen Stromnachfrage eine gewisse Importabhängigkeit des untersuchten elektrischen Energiesystems für die betrachteten Situationen. Grundsätzlich sollte diese Methodik nur für Ableitung von Tendenzen verwendet werden. Die Ermittlung einiger Daten hängt, insbesondere bei der Analyse, von sehr vielen Unsicherheiten ab. Außerdem sind Kennzahlen teilweise als Mittelwert aus Statistiken hergeleitet, sodass die Summe dieser Unsicherheiten naturgemäß eine entsprechende Ungenauigkeit zur Folge hat.

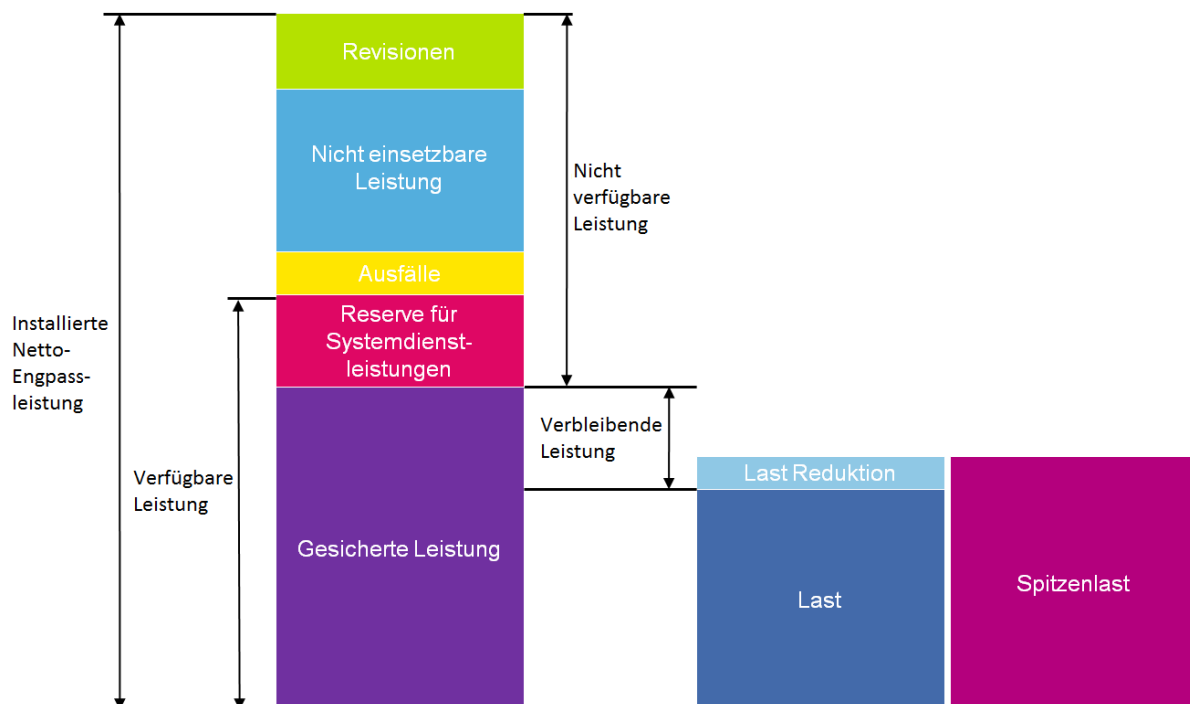


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

Da der Verantwortungsbereich der deutschen Übertragungsnetzbetreiber teilweise über das deutsche Staatsgebiet hinausgeht, werden die vorliegenden Informationen und Kennzahlen dahingehend angepasst, dass sie sich auf den „deutschen“ Anteil der jeweiligen Regelzone beziehen. Eine Ausnahme bilden in diesem Leistungsbilanzbericht die Regelzonenanteile von Amprion in Luxemburg sowie von TransnetBW in Österreich, deren Erzeugungskapazität ausschließlich am deutschen Netz angeschlossen ist.

3.2. Definitionen und Datengrundlage

Für die Erstellung der Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems sind viele verschiedene Informationen notwendig. Um klar abzugrenzen, welche Aussagekraft die ermittelten Werte beinhalten und wo die Grenzen der Bewertbarkeit liegen, werden im Folgenden die verwendeten Begriffe, Informationen und Datenquellen genau definiert.

3.2.1. Betrachtungszeitpunkte

Für die **Rückschau** auf das Jahr **2017** wird die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland am 13.12.2017 um 17:30 Uhr untersucht (Spalte Jahreshöchstlast 2017). Hierzu wird zunächst der Maximalwert der zeitgleichen Summe der vier Regelzonenlasten ermittelt. Die zu diesem Zeitpunkt gesichert zur Verfügung stehende Einspeiseleistung wird dieser Jahreshöchstlast (reduziert um Lastminderungspotential) gegenübergestellt. Für die Daten zur verfügbaren Leistung wird soweit möglich auf die physikalischen Werte, wie z. B. die tatsächliche Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt, zurückgegriffen. Die übrigen Werte werden analog zu den bei der Analyse (s. u.) angewandten Verfahren ermittelt.

Zusätzlich wird die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast **2017** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Analyse, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2017). Dies ermöglicht im Rahmen der Genauigkeit der Daten den Vergleich der tatsächlich eingetretenen Situation mit den Ergebnissen des Analyseverfahrens. Letztere beschreiben den kritischen Fall, der ebenfalls hätte eintreten können und sich daher von den Ergebnissen der tatsächlichen Situation erheblich unterscheiden kann. Weiterhin ermöglicht es die Analyse des Referenztages, alle betrachteten Jahre direkt zu vergleichen, indem man durchgängig die aus dem Analyseverfahren erhaltenen Werte betrachtet.

Bei der Ermittlung der Werte für die **Analyse** wird zwischen dem Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2018 und für die Jahre 2019 – 2021 unterschieden. Für das Jahr **2018** bezieht sich die Analyse in Anlehnung an die bei ENTSO-E übliche Darstellung auf den 3. Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr als repräsentativen Referenztag für einen abendlichen Werktag in der KW 51.

Für die Betrachtung der Jahre **2019 – 2021** wird jeweils der bei ENTSO-E übliche 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr als repräsentativer Referenztag für einen abendlichen Werktag in der KW 3 verwendet.

3.2.2. Installierte Netto-Engpassleistung

Die **installierte Netto-Engpassleistung** beschreibt die Leistung einer Erzeugungseinheit, die von dieser dauerhaft an das Netz abgegeben werden kann. Sie wird begrenzt durch den leistungsschwächsten Anlagenteil, den Engpass. Die Bestimmung erfolgt per Messung. Die Netto-Engpassleistung kann sich nur langfristig verändern.

Berücksichtigt werden alle den Übertragungsnetzbetreibern bekannten Kraftwerke mit Standort im deutschen Teil ihrer Regelzonen, sowie die Kraftwerke Vianden in Luxemburg und die Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke in Österreich (aufgrund ihrer ausschließlichen Anbindung an das deutsche Netz), für die sowohl Anlagenstammdaten (Name, Standort, Anschlussnetzbetreiber, installierte Netto-Engpassleistung, Primärenergieträger usw.) als auch Einspeisedaten (siehe Ermittlung der Last) vorliegen. Für die Bestimmung der Anlagenstammdaten der Kraftwerke wurden die Daten für die Systemanalyse 2019 nach Netzreserveverordnung [2] verwendet. Informationen zur Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten wurden den von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Bestands, Zu- und Rückbaulisten sowie ggf. ergänzenden Stilllegungsanzeigen [3] entnommen.

Für die Erneuerbaren Energien wird u. a. auf die Auswertung des aktuellen EEG-Stammdatenregisters der ÜNB zurückgegriffen. Für die Prognose der installierten Leistung werden ausschließlich die Ergebnisse der aktuellen Gutachten zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose [4] verwendet, welche die Grundlage für die Ermittlung der bundesweiten EEG-Umlage bilden.

Durch Istwertaufschaltungen dem deutschen Regelblock zugeordnete Kraftwerke werden weiterhin als installierte Netto-Engpasseleistung im Ausland berücksichtigt.

Weitere Informationen zur Entwicklung der installierte Netto-Engpasseleistung finden sich in Kapitel 4.

3.2.3. Revisionen

Die Kennzahl Revisionen spiegelt die durch (geplante) Revisionen für Wartung und Instandhaltung nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen wider. Dieser Wert basiert auf den Meldungen von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten durch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie an die ÜNB gemäß BNetzA-Beschluss BK6-13-200 (nachfolgend KWEP genannt). Im Rahmen dieses Datenaustausches sind alle Betreiber von Anlagen mit Anschluss an die Spannungsebene 110 kV und höher sowie einer Netto-Nennleistung von größer oder gleich 10 MW verpflichtet, u. a. geplante Nichtverfügbarkeiten an die ÜNB zu melden. Für kleinere Kraftwerke, deren Nichtverfügbarkeiten nicht mittels KWEP erfasst werden, wurde eine Abschätzung auf Basis der Nichtverfügbarkeitswerte des VGB [5] vorgenommen. Für zukünftige Betrachtungsjahre, für die noch keine repräsentativen KWEP-Meldungen vorliegen, wurden die Zahlen des letzten ausgewerteten Betrachtungszeitpunkts fortgeschrieben.

3.2.4. Ausfälle

Die Kennzahl Ausfälle (exklusive und inklusive Netzreservekraftwerken/Sicherheitsbereitschaft) gibt die angenommene Höhe der zum Zeitpunkt der Höchstlast nicht verfügbaren Kraftwerksleistung bzw. in der Rückschau die tatsächlich ausgefallene Leistung an. Diese Abschätzung wird für die Analyse der Leistungsbilanz vorgenommen, um den ungeplanten Ausfall von Kraftwerksleistung insbesondere auf Grund technischer Restriktionen zu berücksichtigen.

Mit der **rekursiven Faltung** kommt dabei ein probabilistisches Verfahren zur Bestimmung der angenommenen Ausfalleistung zum Einsatz. Diese Methode ermöglicht die Ermittlung einer Verteilungsfunktion, anhand derer die Eintrittswahrscheinlichkeit eines bestimmten Ereignisses errechnet werden kann.

Im Bereich der Leistungsbilanzierung basiert das Vorgehen darauf, dass den einzelnen Kraftwerksblöcken mit ihren Erzeugungsleistungen zwei mögliche Zustände zugeteilt werden: Verfügbar und nicht verfügbar. Der Zustand der Nichtverfügbarkeit tritt dabei mit einer Wahrscheinlichkeit von (p) ein. Der Zustand der Verfügbarkeit tritt mit der Gegenwahrscheinlichkeit ein, welche daher $(1-p)$ beträgt. Dabei sind die Eintrittswahrscheinlichkeiten abhängig vom Kraftwerkstyp sowie der Leistung des Blocks.

Die Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Permutationen der verfügbaren Leistungen des Gesamtsystems werden absteigend geordnet und kumuliert. Hierdurch können die Wahrscheinlichkeiten bestimmt werden, bei der das Gesamtsystem eine bestimmte Mindestleistung sicherstellen kann. Anhand des im Folgenden beschriebenen, stark vereinfachten Beispiels in Abbildung 2, soll die Methode der rekursiven Faltung erläutert werden.

Betrachtet wird ein fiktives Gesamtsystem bestehend aus drei Kraftwerksblöcken A, B und C mit jeweiligen Leistungen von 200, 100 und 50 MW. Jeder Kraftwerksblock hat dabei eine eigene Wahrscheinlichkeit für eine Nichtverfügbarkeit.

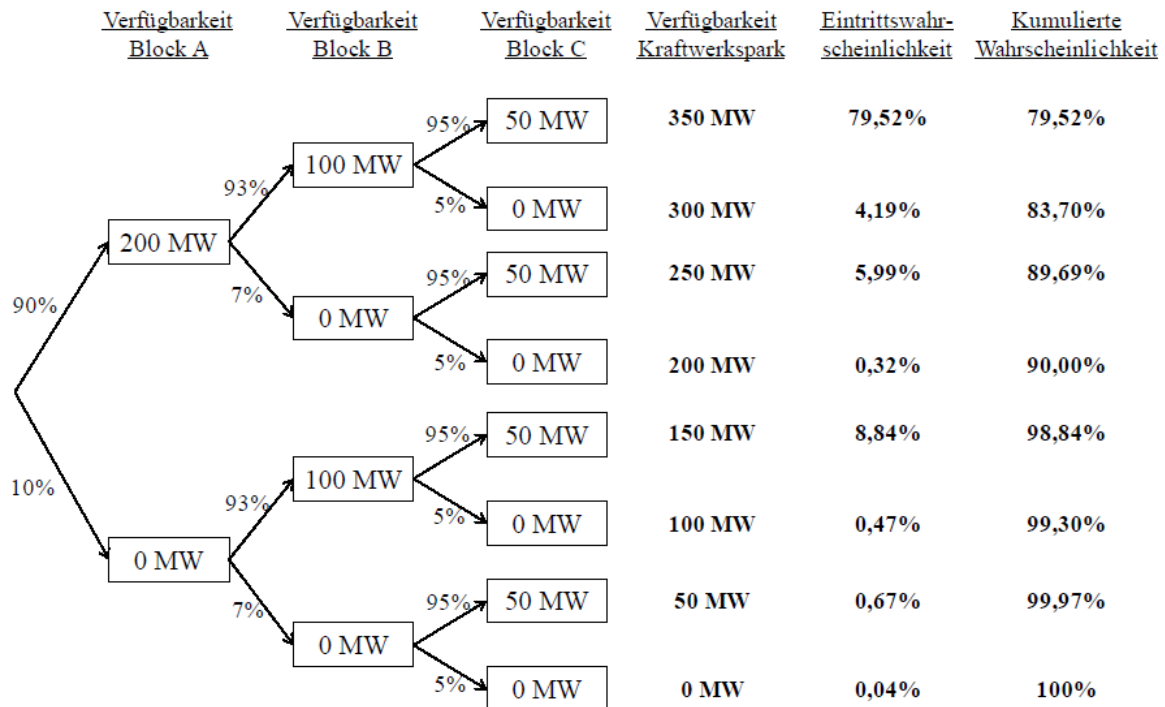


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema zur Anwendung der rekursiven Faltung, Quelle: TU Berlin

Während mit den getroffenen Annahmen die Gesamtleistung aller Kraftwerke mit einer Wahrscheinlichkeit von 79,52 % verfügbar ist, beträgt die Wahrscheinlichkeit einer Leistungsbereitstellung von mindestens 50 MW in diesem Beispiel 99,97 %.

Zur Bestimmung der verfügbaren Kraftwerksleistung ist die Festlegung eines Sicherheitsniveaus (kumulierte Wahrscheinlichkeit) erforderlich. Das für das Verfahren der rekursiven Faltung anzuwendende Sicherheitsniveau wurde für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auf 95 % festgelegt. Der so ermittelte Leistungswert geht als gesichert verfügbare Leistung für konventionelle Kraftwerke in die Leistungsbilanz ein.

Für die Berechnung der gesicherten Leistung wurde auf Statistiken zu Nichtverfügbarkeitsraten des VGB [5] zurückgegriffen.

Für die betrachtete Sensitivität kommt ein alternatives Verfahren zur Anwendung, bei dem die Ausfälle über energieträger-spezifische Raten bestimmt werden, wie sie von ENTSO-E z. B. im Rahmen der Seasonal Outlook Reports [6] verwendet werden, vgl. Tabelle 1. Damit ergeben sich insgesamt etwas geringere Ausfälle.

Tabelle 1: energieträger-spezifische Ausfallraten von ENTSO-E

Energieträger	Pauschale Ausfallrate
Kernenergie	5 %
Braunkohle	9 %
Steinkohle	9 %
Gas	7 %
Öl	9 %

3.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt

Die **Rate der nicht einsetzbaren Leistung** beschreibt einen auf die installierte Leistung zu beziehenden Anteil nichtverfügbarer Leistung des jeweiligen Energieträgers. Es handelt sich hierbei nicht um die technische Nichtverfügbarkeit, sondern um eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlendem Primärenergieträger bei konventionellen Kraftwerken, fehlenden Genehmigungen, Fernwärmeauskopplungen, Brennstoffen mit niedrigerem Heizwert oder fehlender netztechnischer Anschlussleistung.

Die Erfahrungen in Deutschland im Februar 2012 haben gezeigt, dass unterbrechbare Gasverträge zu einer zumindest teilweisen Nichtverfügbarkeit von Gaskraftwerken führen können und dass ein solches Ereignis in Kombination mit einer hohen Last und niedriger Windeinspeisung auftreten kann [7]. Ein solches Ereignis kann sich daher auf die Leistungsbilanz, wie sie in diesem Bericht untersucht wird, auswirken.

Andererseits wurden aufgrund von zwischenzeitlichen Anpassungen im EnWG zumindest systemrelevante Gaskraftwerke mittlerweile mit neuen Verträgen ausgestattet, die Gastransportprobleme ausschließen sollen. Damit ist allerdings nicht notwendigerweise das Problem fehlender Gasmengen behoben. Daneben stellen kleinere, nicht am Übertragungsnetz angeschlossene Gaskraftwerke hinsichtlich ihrer Versorungsverträge eine Unbekannte dar.

Weiterhin kann es bei starker Kälte zu Schwierigkeiten bei der Versorgung mit Steinkohle kommen, weil Kohlelager eingefroren und Flüsse bzw. Kanäle nicht schiffbar sind. Auch niedrige Flusspegel aufgrund von Trockenheit können hinsichtlich Energieträger-Transport und Kühlwasserentnahme zu einer Beeinträchtigung der Verfügbarkeit führen.

Diese Nichtverfügbarkeiten haben stets ähnliche Effekte (zusätzliche Reduktion der verfügbaren Leistung), sind jedoch einzeln schwer prognostizierbar und quantifizierbar. Daher wird an dieser Stelle für sie kein Beitrag ausgewiesen, obwohl dieser relevant für die Leistungsbilanz ist. Dies erscheint zulässig, da auf der anderen Seite bei den technischen Nichtverfügbarkeiten (s. o. in Kapitel Ausfälle) bereits ein hohes Sicherheitsniveau angesetzt wurde. In Summe ergeben sich somit für die konventionellen Nichtverfügbarkeiten Werte, die historische Situationen mit Primärenergieträgermangel mit abbilden können.

Speziell bei dargebotsabhängiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist es schwierig, eine Aussage über die wetterbedingt nicht zur Verfügung stehende Leistung zu treffen. Eine allgemeine Vorgehensweise, die sich bei Windenergie, Photovoltaik, Laufwasser und Biomasse/Biogas anwenden lässt, beruht auf einer Auswertung historischer Einspeisungen, die auf die installierte Leistung bezogen werden.

Biomasse / Biogas

Für die Ermittlung der Leistungsbilanz gehen die ÜNB davon aus, dass die dargebotsabhängige Einspeiseleistung mindestens zu 99 % der Zeit verfügbar sein muss, um berücksichtigt zu werden. Dies führt dazu, dass nur ein Teil der installierten Kapazität in die Leistungsbilanz mit einbezogen werden darf.

Eine entsprechende Auswertung der zur Verfügung stehenden Einspeisedaten von Biomasse-Kraftwerken für die Jahre 2012-2017 ist in Abbildung 3 dargestellt.

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit im Mittel der Jahre 2012-2017 bei <65 % der installierten Leistung liegt. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 35 %** an.

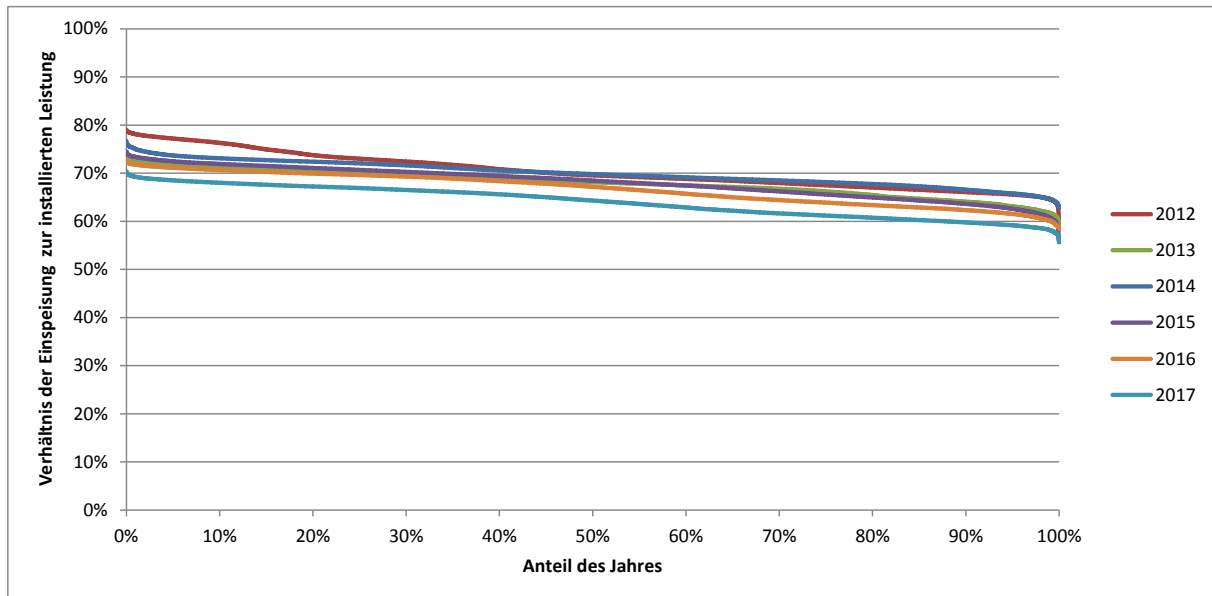


Abbildung 3: Geordnete relative Einspeisung aus Biomasseanlagen aus den Jahren 2012-2017

Windenergie – Onshore und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Einspeisung in den vier Regelzonen für 2017 und die einhüllenden Dauerlinien aus den Jahren 2010-2016 sind in Abbildung 4 dargestellt.

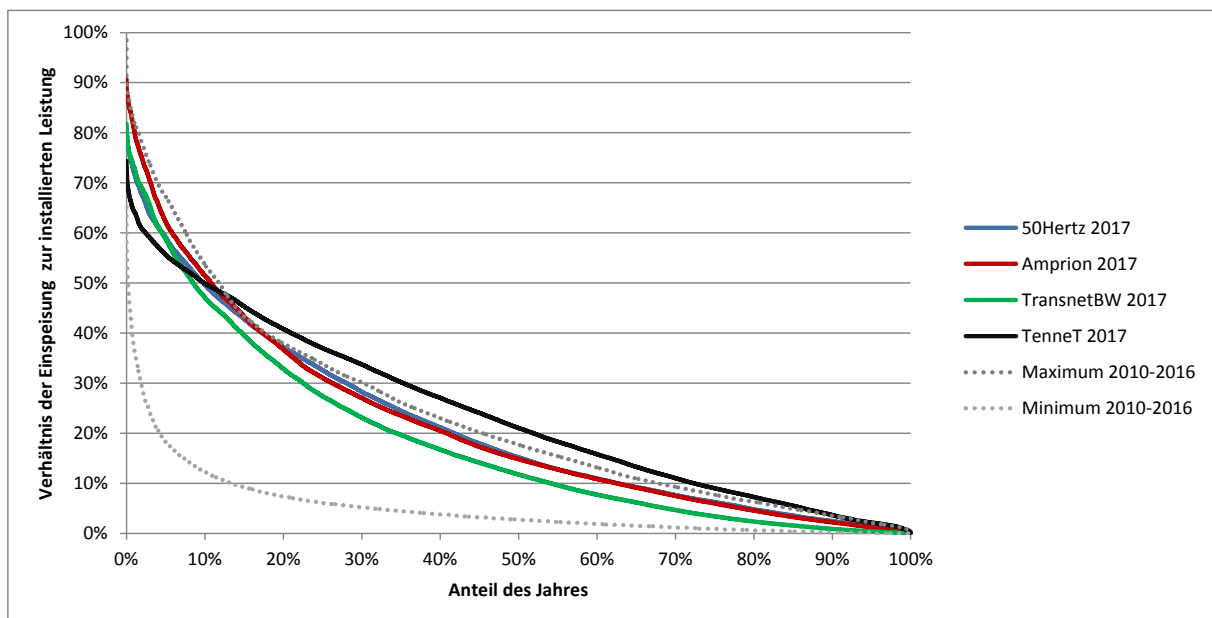


Abbildung 4: Geordnete relative Einspeisung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2016

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt. In historischen Betrachtungen hat sich gezeigt, dass sich auch bei einer Beschränkung der Betrachtung auf die Wintermonate keine signifikanten Änderungen dieses Ergebnisses ergeben.

Eine alternative Analysemöglichkeit ergibt sich aus der Häufigkeitsverteilung der relativen Einspeisungen. In Abbildung 5 sind die entsprechenden Daten gezeigt. Die blauen Punkte zeigen die absolute Häufigkeit, mit der eine relative Einspeisung registriert wurde. Die grüne Linie dient der optischen Führung und ist nicht im Sinne einer Ausgleichsrechnung zu interpretieren. Die rote Kurve stellt das kumulierte Histogramm dar, das einer invertierten Dauerlinie entspricht. Auch aus dieser Darstellung ergibt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt.

Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber für Wind eine **Nichtverfügbarkeit von 99 %** an.

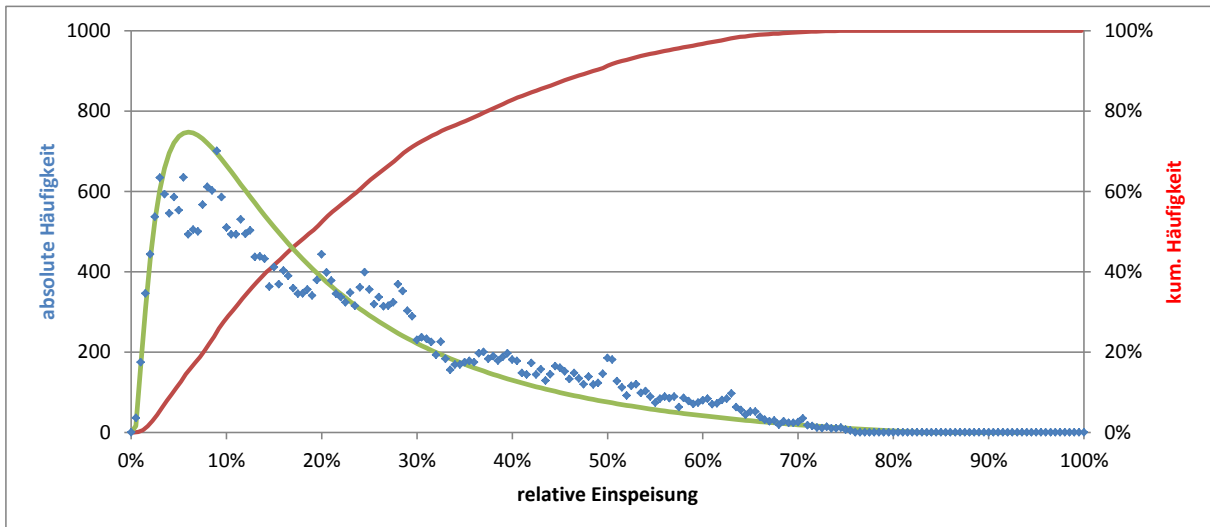


Abbildung 5: (Kumuliertes) Histogramm über die relativen Einspeiseleistungen 2017

In Abbildung 6 ist die Auswertung der Offshore-Windeinspeisungen in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT (TTG) aus dem Jahr 2017 dargestellt.

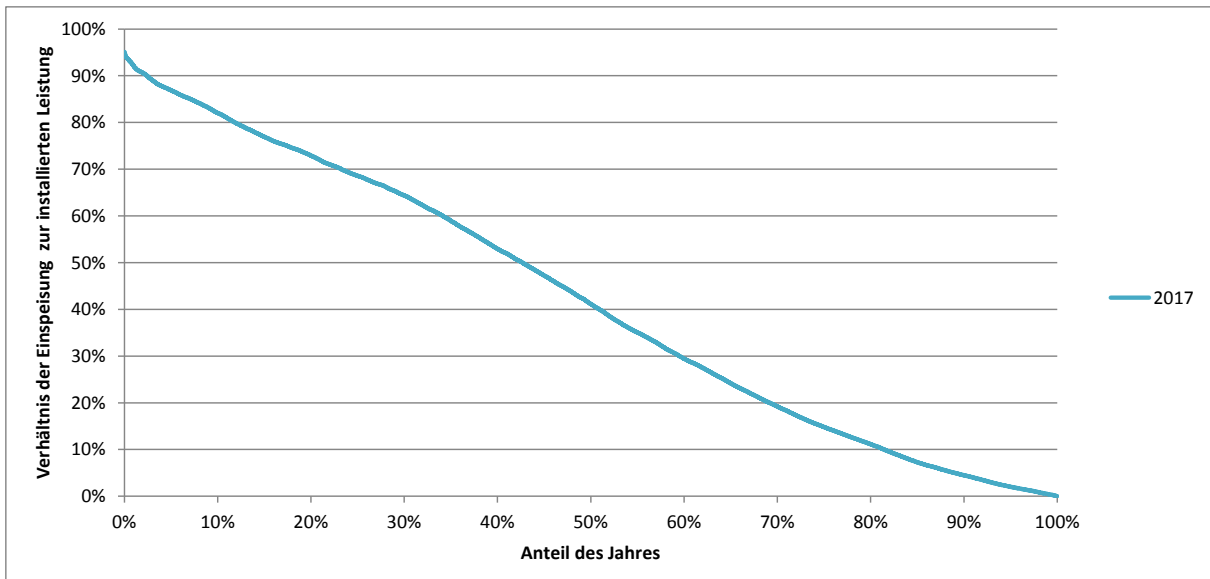


Abbildung 6: Geordnete relative Einspeisung aus Offshore-Windkraftanlagen in den Regelzonen von 50Hertz und TTG im Jahr 2017

Dass das Auftreten einer (kalten) Dunkelflaute nicht unwahrscheinlich und für die Leistungsbilanz relevant ist, zeigen verschiedene Untersuchungen [1]. Dies geht auch aus Klimadaten hervor, die für ENTSO-E-Berichte wie Mid-term Adequacy Forecast (MAF) [8] oder Seasonal Outlooks [6] verwendet werden.

Für die betrachtete Sensitivität kommt ein alternatives Verfahren zur Anwendung, bei dem die Wind-Nichtverfügbarkeit anhand der Raten bestimmt werden, wie sie von ENTSO-E z. B. im Rahmen der Seasonal Outlook Reports [6] verwendet werden. Diese variieren je nach onshore und offshore bzw. Jahreszeit und liegen für die relevanten Tage zwischen ca. 96 und 98 %. Damit ergibt sich insgesamt eine etwas höhere Verfügbarkeit von Wind.

Photovoltaik

Bei der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen ergibt sich aus den historischen Daten für Prognosezwecke unmittelbar ein Wert der **Nichtverfügbarkeit von 100 %**. Zum Referenzzeitpunkt – dritter Mittwoch im Januar/Dezember um 19:00 Uhr – ist es bereits dunkel, wodurch sich keinerlei Einspeisung aus Photovoltaikanlagen ergeben kann. Am 13.12.2017 ist die Einspeisung bereits um 16:45 Uhr auf 0 MW gesunken, vgl. Abbildung 7.

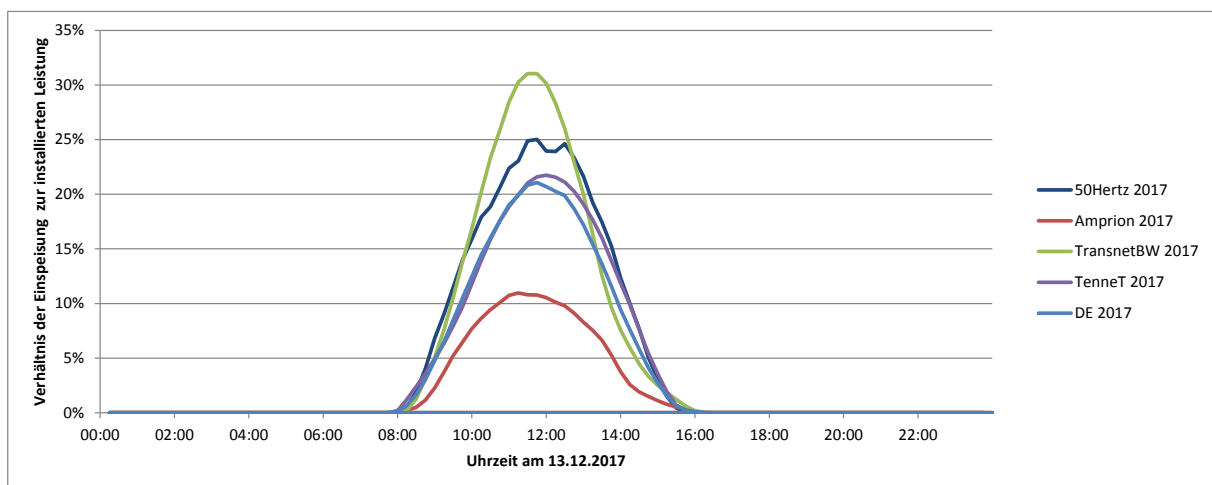


Abbildung 7: Relative PV-Einspeisung am 13.12.2017

Laufwasser

Die folgende Abbildung 8 zeigt die Dauerlinie für die Laufwassereinspeisung im Jahr 2015, 2016 und 2017. Eine Untersuchung der Dauerlinie für Laufwasser in den vier Regelzonen hat ergeben, dass die Einspeisung in 1 % der Zeit unter 25 % der installierten Leistung lag. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber für Laufwasser eine **Nichtverfügbarkeit von 75 %** an.

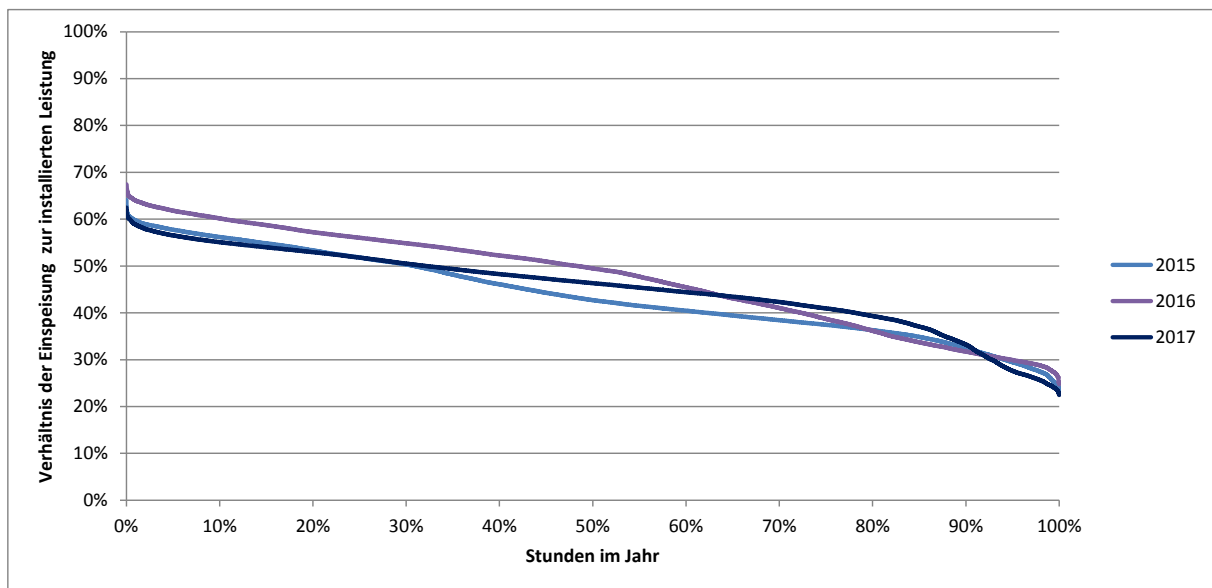


Abbildung 8: Geordnete relative Einspeisung der Laufwasseranlagen in den Jahren 2015-2017

Pumpspeicher

Für (Pump-)Speicher ist eine Beurteilung der Nichtverfügbarkeit schwierig. Hier kommen technische Restriktionen wie das Fassungsvermögen der Ober- und Unterbecken ebenso wie spezielle Vermarktungsstrategien zum Tragen. Dazu liegen den ÜNB derzeit keine all-gemeingültigen Statistiken vor. Aufgrund von Veröffentlichungen einzelner Betreiber und auf Basis von Erfahrungswerten halten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 20 %** für angemessen.

Die **Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt** ist die Summe der Produkte der jeweiligen Rate der nicht einsetzbaren Leistung und der installierten Leistung. Zusätzlich können auch konkrete Werte hinzuaddiert werden. Diese ergeben sich z. B. aus vorläufig stillgelegten (**eingemotteten**) Kraftwerken, die als konkrete Leistungszahl vorliegen und nicht prozentual vorgegeben werden.

Für die Rückschau liegen die Daten zur dargebotsabhängigen Einspeisung von Wind, Photovoltaik, Laufwasser und Biomasse vor. Die nicht einsetzbare Leistung dieser Einspeisungen kann in diesem Fall also direkt angegeben werden.

3.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung

Die **Reserve für Systemdienstleistungen** beschreibt einen Anteil der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung, der nicht zur direkten Versorgung der Nachfrage verwendet werden kann. Diese Reserve wird zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserveleistung vorgehalten. Die Primärregelleistung ist innerhalb ENTSO-E mit 3.000 MW für Zentral-Europa festgelegt und wird jährlich anhand der vorjährigen Nettostromerzeugung auf die einzelnen Regelblöcke bzw. Regelzonen aufgeteilt. Die Vorhaltung von Sekundär- und Minutenreserveleistung dient verschiedenen Zwecken (u. a. für Kraftwerksausfälle, Bilanzungleichgewichte, Lastausfällen, etc.) und wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern nach einem einheitlichen, mit der Bundesnetzagentur abgestimmten, komplexen statistischen Verfahren durch Faltung der unterschiedlichen Eingangsgrößen quartalsweise integrativ dimensioniert. Insofern ist es nicht möglich, den Teil, der für

die Kraftwerksausfälle vorgehalten wird, explizit herauszurechnen, weshalb die gesamte Regelleistung abgebildet wird. Diese Kapazität wird durch die ÜNB vertraglich gebunden und steht den Bilanzkreisverantwortlichen insofern auch nicht für die Lastdeckung zur Verfügung. Die jeweils positiven Anteile der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserveleistung sind in dieser Reserve berücksichtigt. Da konkrete Werte nur für einen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2020 und 2021 Abschätzungen auf Basis der vorherigen Dimensionierungen getroffen. Im Jahr 2019 setzen die ÜNB das neue und konsultierte dynamische Dimensionierungsverfahren um. In Folge dessen wird zukünftig von volatileren Ausschreibungsmengen ausgegangen.

Die **Verfügbare Leistung** ergibt sich aus der installierten Netto-Engpassleistung abzüglich der Summe der nicht verfügbaren Leistungen (Ausfälle, Revisionen und nicht einsetzbare Leistung).

Die **Gesicherte Leistung** stellt die für die Versorgung der Last sicher zur Verfügung stehende Leistung dar. Sie ergibt sich aus der Differenz der verfügbaren Leistung abzüglich der Reserve für Systemdienstleistungen.

3.2.7. Last

Die **Last zum betrachteten Zeitpunkt** umfasst sowohl die Bezugsleistung aller an das öffentliche Versorgungsnetz (Übertragungsnetz und Verteilnetz) angeschlossenen Kunden als auch die in den Versorgungsnetzen entstehenden Verluste. Nicht enthalten sind der elektrische Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke sowie die Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke. Einspeisungen innerhalb von Industrienetzen, geschlossenen Verteilnetzen und dem Netz der Deutschen Bahn können mangels vorliegender Datenbasis nicht berücksichtigt werden und führen daher zu einem geringeren Abdeckungsgrad der Leistungsbilanz bezogen auf die gesamte bekannte installierte Leistung.

Insbesondere bei den Haushaltskunden wird die Nachfrage über Arbeitszähler gemessen, die keine Leistungsmessung erlauben. Zusätzlich bestehen gerade im Niederspannungsnetz auch Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaik, Blockheizkraftwerke, usw.), sodass auch eine Leistungsmessung an übergeordneten Abspanntransformatoren lediglich die Messung des Saldos zwischen Last und Erzeugung im unterlagerten Netz erlaubt. Somit müssen zur Bestimmung der Last alternative Methoden herangezogen werden.

Da sich Erzeugung und Verbrauch stets ausgleichen müssen, kann die Last zum betrachteten Zeitpunkt auch anhand der Erzeugung ermittelt werden. Diese erzeugerseitig ermittelte Last repräsentiert die Summe aller Kraftwerkseinspeisungen inkl. des Saldos der Im- und Exporte vermindert um die Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken.

Im Leistungsbilanzbericht wird dabei auf Zeitreihen zurückgegriffen, die im Rahmen der *Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom* (MaBiS) durch die ÜNB erfasst werden:

- Bilanzkreissummenzeitreihe der gemessenen Einspeisungen eines VNB bzw. ÜNB in einem Bilanzierungsgebiet (EGS),
- Standardeinspeiseprofilsummen: Die Summenzeitreihe ergibt sich anhand eines synthetischen Einspeiseprofiles eines VNB bzw. ÜNB (bilanzkreisscharf) (SES),
- Tagesparameterabhängige Einspeiseprofilsumme: Die Summenzeitreihe ergibt sich aus den tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen eines VNB bzw. ÜNB (TES),
- Einspeisezeitreihen von EE-Erzeugern: Auch hier wird zwischen gemessener Einspeisung, synthetischem Einspeiseprofil und tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen unterschieden.

Neben den MaBiS-Einspeisezeitreihen werden zur Ermittlung der Last auch das Zählwert-saldo aus Im- und Exporten, sowie Bezugszeitreihen von Pumpspeicherkraftwerken verwendet.

Die Summe aller dieser Zeitreihen, die in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen, ergibt schlussendlich die Näherung der Regelzonenlast in den deutschen Teilen der Regelzonen (siehe Abbildung 9).

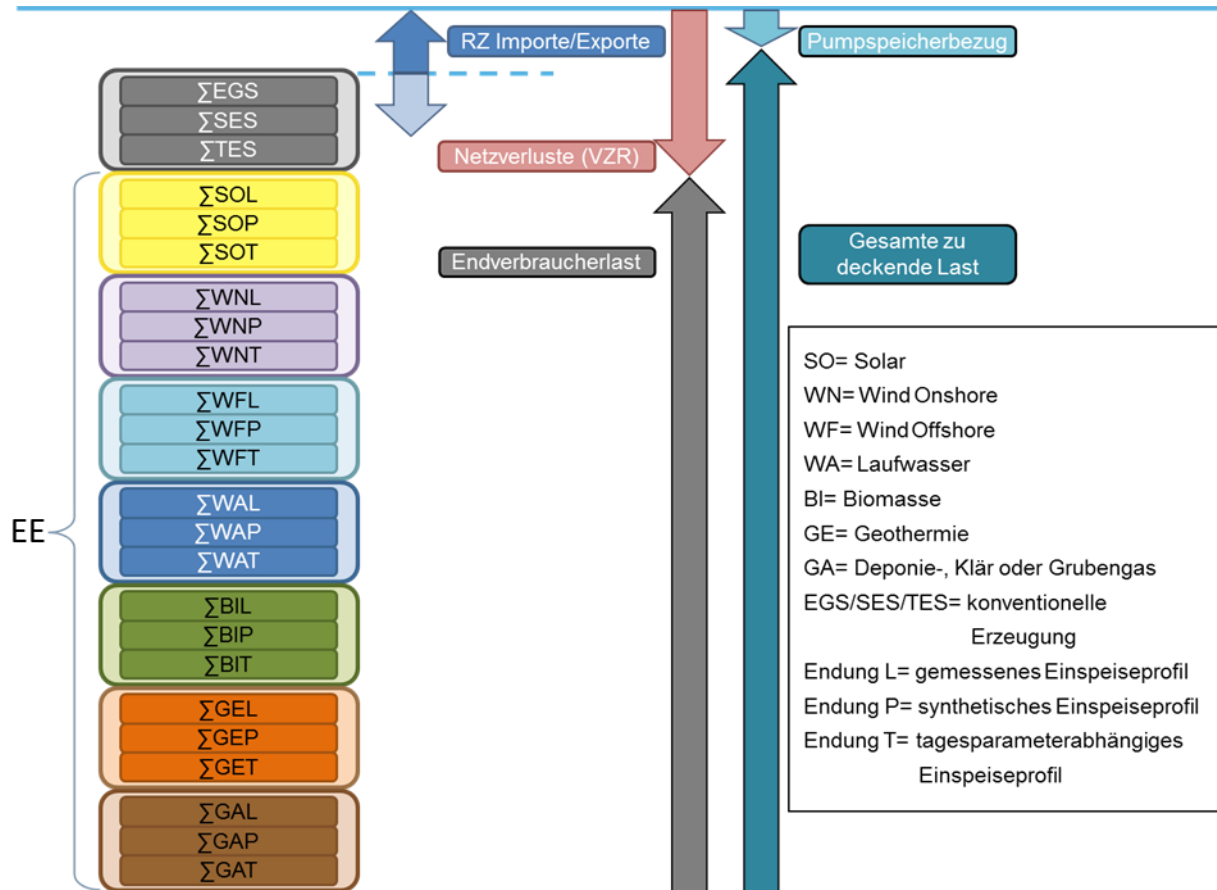


Abbildung 9: Ermittlung der Last in den deutschen Teilen der Regelzonen

Zur Bewertung der Repräsentativität der Daten kann der Abdeckungsgrad hinsichtlich der installierten Netto-Engpassleistung ausgewertet werden. Hierzu wird die installierte Leistung der berücksichtigten Kraftwerke mit den Leistungen der erneuerbaren Energien aus dem EEG-Stammdatenregister aufsummiert. Dieser Leistung werden dieselben EE-Leistungen und die Kraftwerke aus der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste gegenüber gestellt. Aus diesem Verhältnis ergibt sich nach unserer Definition der Abdeckungsgrad der Betrachtung.

Die **Last zum betrachteten Zeitpunkt** entspricht der im vergangenen Jahr beobachteten deutschen Jahreshöchstlast. Für die Referenzzeitpunkte wird die maximale Jahreshöchstlast von Deutschland angesetzt, die seit Einführung dieses Berichtes beobachtet wurde.

Um die Systembilanz auszugleichen oder Belastungssituationen des Netzes zu reduzieren, besteht teilweise die Möglichkeit, als Netzbetreiber verschiedene Lasten zu reduzieren. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Die Höhe dieser abschaltbaren Lasten wird über die **Verfügbare Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt** angegeben. Durch die "Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV) vom 28.12.2012 [9] kommt diese Möglichkeit seit Mitte 2013 in Deutschland zum Tragen. Die Verordnung wurde im Jahr

2016 novelliert und trat zum 01.10.2016 in Kraft. Weitere Informationen zur Entwicklung der verfügbaren abschaltbaren Lasten finden sich in Kapitel 4.

Die zu deckende **Last** ergibt sich schließlich aus der Differenz zwischen der *Last zum betrachteten Zeitpunkt* und der *verfügbaren Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt*.

3.2.8. Verbleibende Leistung

Die **verbleibende Leistung** ist der Wert, der als tendenzielles Bewertungskriterium der Leistungsbilanz verwendet werden kann. Ist dieser Wert positiv, ist tendenziell eher von einer Situation mit Sicherheitsreserven auszugehen. Ist der Wert negativ, zeigt dies eine tendenzielle Abhängigkeit von Importen.

Zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht seit Juli 2013 die Möglichkeit der Kontrahierung von dem Markt nicht zur Verfügung stehenden Stromerzeugungsanlagen im Inland sowie von Kraftwerksleistung im Ausland durch die Übertragungsnetzbetreiber. Ferner wird die Höhe der in Sicherheitsbereitschaft befindlichen Kraftwerksleistung berücksichtigt. Aufgrund ihrer zunehmenden Relevanz wird die *verbleibende Leistung* in- und exklusive der in Deutschland befindlichen Leistung der Netzreservekraftwerke und der Sicherheitsbereitschaft ausgewiesen. Weitere Erläuterungen dazu in Abschnitt 3.2.10.

Die Leistungsbilanz ist für den Zeitpunkt der Höchstlast in ganz Deutschland dargestellt.

3.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes

Der Wert **Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)** beschreibt die Leistung von Einspeisungen, die einer deutschen Regelzone zuzuordnen sind, aber außerhalb von Deutschland stehen (Anbindung über Istwertaufschaltungen).

Der Wert **Gesicherte Leistung im Ausland** berücksichtigt pauschale Annahmen für Ausfälle und Revisionen und weist den sicher verfügbaren Leistungsanteil aus.

Die kontrahierte Reserveleistung im Ausland wird auf dem jeweiligen ÜNB-Datenblatt des deutschen Vertragspartners in der Zeile **von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung** dargestellt. Da gemäß der „Feststellung Netzreservekraftwerksbedarf für den Winter 2018/2019 und das Jahr 2020/2021“ der BNetzA [2] der Bedarf an Netzreservekraftwerken durch nationale Anlagen gedeckt werden kann, sind derzeit keine Netzreservekraftwerke im Ausland zu kontrahieren.

Die zuvor erwähnte Kraftwerkskapazität im Ausland ist an Netzbereiche angeschlossen, die auch eine entsprechende Last im Ausland enthalten kann. Im österreichischen Teil der TransnetBW Regelzone sowie in Luxemburg ist jedoch keine Last zu versorgen. Daher wird diese Größe im Tabellenteil nicht dargestellt.

Im Wert **verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland** sind schließlich die o. a. Erzeugungskapazitäten und evtl. Lasten im Ausland berücksichtigt.

3.2.10. Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve

Mit der Verabschiedung des *Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)* vom 26. Juli 2016 wurde die sogenannte Kapazitätsreserve abschließend definiert und zusätzlich eine Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke eingeführt. Darüber hinaus existiert weiterhin die Netzreserve.

Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG soll voraussichtlich ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 außerhalb der Strommärkte schrittweise für den Fall gebildet werden, dass Angebot und Nachfrage an den Märkten nicht ausgeglichen sind und es in Folge dessen zu Leistungsbilanzdefiziten im Elektrizitätsversorgungssystem kommen könnte. Die EU-Kommission genehmigte am 07.02.2018 die Kapazitätsreserve beihilferechtlich im Umfang von bis zu 2 GW in drei Kontrahierungsperioden von jeweils zwei Jahren von 2019 - 2025. Die erste Kontrahierungsphase soll am 1. Oktober 2019 beginnen. Da bisher noch keine Ausschreibungsergebnisse vorliegen, bleibt die Kapazitätsreserve im vorliegenden Leistungsbilanzbericht unberücksichtigt.

Ab dem Jahr 2016 wurde in Deutschland zudem eine Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG eingeführt, die in Ausnahmesituationen zur Deckung der Nachfrage aktiviert werden kann. Zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele im Jahr 2020 gehen in die Sicherheitsbereitschaft ausschließlich ältere Braunkohlekraftwerksblöcke ein. Der Übergang der Braunkohlekraftwerksblöcke in die Sicherheitsbereitschaft erfolgt dabei schrittweise. Das Ziel ist der Aufbau einer Sicherheitsbereitschaft in Höhe von 2,7 GW kumulierter Kraftwerksnettoleistung im Jahr 2020. Die in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerksblöcke können nicht aktiv am Markt teilnehmen und werden nach 4 Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt. Eine Auflistung der Braunkohlekraftwerksblöcke, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden bzw. zukünftig werden und deren Eintritts- sowie endgültiges Stilllegungsdatum, ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Auflistung der Kraftwerksblöcke, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt werden (Quelle: § 13g Abs. 1 Strommarktgesetz)

Name Kraftwerksblock	Nettonennleistung	Datum der Überführung	Stilllegungsdatum
Buschhaus Block D	352 MW	1.10.2016	30.9.2020
Frimmersdorf Block P	284 MW	1.10.2017	30.9.2021
Frimmersdorf Block Q	278 MW	1.10.2017	30.9.2021
Jänschwalde Block F	465 MW	1.10.2018	30.9.2022
Niederaußem Block E	295 MW	1.10.2018	30.9.2022
Niederaußem Block F	299 MW	1.10.2018	30.9.2022
Jänschwalde Block E	465 MW	1.10.2019	30.9.2023
Neurath Block C	292 MW	1.10.2019	30.9.2023
Gesamt	2.730 MW		

Die Netzreserve nach § 13d EnWG sowie nach Maßgabe der Netzreserveverordnung (vormals Reservekraftwerksverordnung) gewährleistet den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bei systemseitigen Netzengpässen und wird zur Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus vorgehalten. Die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA bestimmen in jährlichen Systemanalysen den Bedarf an Reservekraftwerken für die Netzreservefunktion in den kommenden Jahren. Aus der letzten Systemanalyse, die im Jahr 2018 durchgeführt wurde, stammen die Zahlen der Netzreserve bis 2020 im diesjährigen Leistungsbilanzbericht. Der Bedarf für den Winter 2020/21 ist dabei mit 6,6 GW genauso hoch wie für den Winter 2018/19. Da jedoch die beihilferechtliche Genehmigung der EU Kommission für die Netzreserve mit dem 30.06.2020 ausläuft, wird ab 2021 keine Netzreserve im Leistungsbilanzbericht mehr angesetzt. Mit dem zum 01.10.2018 an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführten Engpassmanagement besteht zudem aktuell für

Deutschland kein Bedarf mehr an ausländischer Netzreserveleistung. Allerdings ist ab diesem Stichtag von APG (Austrian Power Grid) ein gesichertes Redispatchpotential von 1 GW, ab 1.10.2019 von 1,5 GW, vorzuhalten.

3.2.11. Verfügbare Austauschkapazitäten

Um einen möglichen Beitrag des Auslandes darzustellen, werden in folgender Tabelle die Importkapazitäten Deutschlands im Winter 2018 aus den Nachbarländern aufgeführt. Die Werte sind den Systemanalysen 2018 der ÜNB [2] entnommen. Verfügbare Erzeugungskapazitäten im Ausland werden nicht betrachtet. Eine Aussage, zu welchem Grad diese Importkapazitäten ausgeschöpft werden können, ist daher auch nicht Gegenstand des Berichts. Für die Jahre 2019, 2020 und 2021 werden diese Werte ebenfalls als Bezugsgröße angesetzt.

Tabelle 3: Importkapazitäten Deutschlands im Winter 2018/2019 aus den Nachbarländern in GW (Quelle: aktuelle Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber)

Simultane Importkapazitäten (NTC)	Leistung in GW
AT	4,9
CH	4,0
CZ	2,4
DKE ¹	1,0
DKW ²	1,6
FR	1,8
NL	2,4
PL	1,0
SE	0,6
Summe³	19,7

An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass die beschriebenen Importkapazitäten als Abschätzung auf Basis einer längerfristigen Planungssicht angenommen wurden. Aus betrieblicher Sicht können diese Werte jedoch abweichen und wesentlich niedriger festgelegt werden. Dies geschieht bspw. in Abhängigkeit des gesamteuropäischen Lastflusses und der sich damit ändernden Auslastung des Übertragungsnetzes.

3.3. Grenzen der Betrachtung

Die Untersuchung der Leistungsbilanz ist mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet. Damit sind der Aussagekraft der Ergebnisse Grenzen gesetzt.

Dies liegt zunächst daran, dass den vier Übertragungsnetzbetreibern derzeit nicht sämtliche Einspeisedaten aus den unterlagerten Spannungsebenen vorliegen. Auf Basis der für 2017 vorliegenden Daten kann ein großer Teil, jedoch nicht die vollständige tatsächliche Erzeugung abgebildet werden. Das bedeutet, dass auch nur der dieser Erzeugung entsprechende

¹ Dänemark Ost

² Dänemark West

³ Luxemburg wird der Regelzone Amprion zugeordnet und die Grenze daher nicht mit einem NTC versehen

Teil der installierten Kapazität in der Leistungsbilanz berücksichtigt werden kann. Daher kann die Last nur angenähert festgestellt werden. Es ergibt sich für Deutschland ein Abdeckungsgrad der installierten Kapazität von ca. 98 %.

Auch bei den verwendeten Daten bestehen z. T. Unsicherheiten. So sind die installierten Kapazitäten von Erzeugungseinheiten nicht immer genau bekannt (Zubau bei Erneuerbaren, fehlende Daten von Kraftwerksbetreibern). Außerdem liegen Einspeisedaten in unterschiedlicher Qualität vor (Zählwerte, Messwerte, Hochrechnungen, usw.). Unberücksichtigt bleibt ein eventueller Zubau von KWK-Anlagen < 10MW. Des Weiteren ist der Eigenbedarf von Industriekunden mit eigenem Kraftwerkspark nicht bekannt. An der Übergabestelle zum VNB wird nur der saldierte Betrag zwischen Kraftwerkseinspeisung und Last übergeben. Daher kommt es zu einer Unterschätzung der Last bei Berücksichtigung der gesamten Kraftwerkskapazität. Ein weiterer Unterschied zur Last, die in der Systemanalyse angesetzt wird und die das Ziel hat die gesamte deutsche Stromnachfrage abzuschätzen, liegt darin, dass auch die Endverbraucherlast der Bahn noch nicht berücksichtigt ist. Daher liegt die in diesem Bericht ermittelte Jahreshöchstlast ca. 5 GW unterhalb der in der Systemanalyse angewandten Last.

Wie bereits oben angeführt sind auch bei der Berechnung der Nichtverfügbarkeiten Annahmen und Abschätzungen nötig, die zu Unsicherheiten führen. All diese Aspekte führen dazu, dass das Ergebnis für die verbleibende Leistung mit gewissen Fehlern und Unsicherheiten behaftet ist. Man muss daher davon ausgehen, dass der errechnete Wert in Wirklichkeit abweichen kann.

Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass im vorliegenden Leistungsbilanzbericht nur teilweise probabilistische Betrachtungen durchgeführt wurden, nämlich bei dem wahrscheinlichkeitsbasierten Charakter von Kraftwerksverfügbarkeiten und EE-Einspeisung. Die Untersuchung der Gesamteintrittswahrscheinlichkeit der angenommenen Situation – kalte Dunkelflaute mit gleichzeitig hohen konventionellen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten – ist nicht Gegenstand dieses Berichtes. Somit lässt sich auch keine Aussage über das absolute Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland ableiten, da bei dieser rein nationalen Betrachtung die Verlässlichkeit von Importen aus dem Ausland nicht betrachtet wird. Derzeit wird sowohl in Deutschland (Versorgungssicherheitsmonitoring des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)⁴) wie auch auf europäischer Ebene (Mid-term Adequacy Forecast der ENTSO-E [8] sowie Generation Adequacy Assessment des Pentilateral Energy Forum [10]) an probabilistischen Verfahren gearbeitet. Diese haben zum Ziel, die genannten Effekte möglichst umfassend zu berücksichtigen, um hierüber eine statistische Aussage zum Versorgungssicherheitsniveau treffen zu können. Das BMWi ist dann gefordert, für Deutschland ein volkswirtschaftlich sinnvolles Versorgungssicherheitsniveau festzulegen, woraus sich z. B. eine vorzuhaltende Kraftwerksreserve ableiten lässt. Angesichts der Beschränkungen der aktuellen Methodik wird der Leistungsbilanzbericht laufend weiterentwickelt und soll zukünftig auch verstärkt probabilistische Elemente berücksichtigen.

Bei den Ergebnissen dieser Leistungsbilanzbetrachtung ist zu beachten, dass die verbleibende Leistung als Saldo ermittelt wurde. Jegliche mögliche Problemstellung, die sich aus einer Übertragung der Leistung hin zu den Orten des Bedarfs ergibt, wird bei der Leistungsbilanz nicht berücksichtigt. Dies muss in weiterführenden Untersuchungen analysiert werden, um eine belastbare Aussage zum möglichen Zustand des gesamten Versorgungssystems zu erreichen.

⁴ Vgl. § 63 EnWG

4. Entwicklung der relevanten Eingangsgrößen nach Regelzonen

In diesem Kapitel wird detaillierter auf die Entwicklung der für die deutsche Leistungsbilanz relevanten Eingangsgrößen (Erzeugungskapazität, Lastminderungspotentiale) in den einzelnen Regelzonen für den zeitlichen Betrachtungsbereich des Berichts eingegangen.

4.1. Regelzone 50Hertz

Der dieser Leistungsbilanz zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark in der 50Hertz Transmission Regelzone umfasst direkt an das Höchstspannungsnetz (380/220 kV) als auch an unterlagerte Netze (≤ 110 kV) angeschlossene Kraftwerke und Erzeugungsanlagen.

Nach derzeitigem Informationsstand ergeben sich Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks in der 50Hertz Transmission Regelzone aus den aktuellen Kraftwerksinbetriebnahmen/-außerbetriebnahmen. Diese Anpassungen bei den konventionellen Kraftwerken werden mit Kenntnisstand Anfang Oktober 2018 vorgenommen. Alle hier berücksichtigten Veränderungen erfolgten in Abstimmung zu den aktuellen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber.

Im Ergebnis der hier erstellten Berechnungen beträgt die gesamte installierte Leistung für die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen zum Ende des Jahres 2018 ca. 17,0 GW. Für die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks ist die Betrachtung der Reserven zu berücksichtigen, da im Braunkohlekraftwerk Jänschwalde der Block F zum 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft gegangen ist und der Block E bis zum 1. Oktober 2019 folgen wird. Beide Blöcke verfügen über eine Netto-Engpassleistung von je 465 MW. Die endgültige Stilllegung erfolgt somit jeweils zum 30. September 2022 und 2023 und liegt damit außerhalb des hier betrachteten Zeitraums.

Die Entwicklung der installierten Leistung von erneuerbaren Energiequellen wurde für diesen Bericht dem aktuellen Gutachten zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose [4] entnommen. Anhand der Zahlen wird ersichtlich, dass ausgehend vom bereits hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Regelzone von 50Hertz der Ausbau insbesondere der Wind- und PV-Energieerzeugung in den nächsten Jahren weiter voranschreitet. So wächst der Anteil von onshore Windenergie in der Regelzone nach aktueller Prognose bis 2021 von heute ca. 18,7 GW auf 20,6 GW, wobei zusätzlich 1,1 GW Offshore installiert sein werden. Für Photovoltaik ist ein Anstieg auf 13,1 GW bis 2021 prognostiziert. Insgesamt werden nach aktueller Datenlage ca. 36,8 GW Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in der Regelzone installiert sein. Das entspricht einer Steigerungsrate von ca. 13 % zwischen 2018 und 2021.

In der 50Hertz Regelzone stehen darüberhinaus Lastminderungspotentiale zur Verfügung. Hier waren im Jahr 2018 abschaltbare Lasten mit einem Leistungsumfang von 229 MW kontrahiert.

4.2. Regelzone Amprion

Auf Grundlage des aktuellen Strommarktgesetzes wurde ab dem Jahr 2017 ein Teil der Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Für die Betrachtungszeitpunkte Dezember 2017 und Januar 2018 beträgt die Sicherheitsbereitschaft in der Amprion-Regelzone 562 MW. Zum Stichtag 1.10.2018 sind die beiden Blöcke Niederaußem E und F in die Sicherheitsbereitschaft übergegangen und am 1.10.2019 wird der Block Neurath C in die Reserve überführt, sodass die Sicherheitsbereitschaft in der Regelzone von Amprion im Januar 2020 und Januar 2021 1.446 MW beträgt.

Für die folgenden Winter wurde ein Bedarf an Netzreservekraftwerken für Deutschland ermittelt. Aktuell befinden sich in der Amprion-Regelzone sechs Kraftwerke mit ca. 1,8 GW in der Netzreserve.

Die Prognose der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien zeigt einen fortgeführten Anstieg, der sich insbesondere in den Zahlen der Windenergieanlagen und der Photovoltaikanlagen widerspiegelt.

In der Amprion-Regelzone stehen zudem Lastminderungspotentiale zur Verfügung. Hier waren zum Stichtzeitpunkt abschaltbare Lasten mit einer Leistung von 724 MW kontrahiert. Im Jahr 2019 sind weitere 136 MW Lastminderungspotential präqualifiziert.

4.3. Regelzone TransnetBW

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von 2017 bis 2021 ist geprägt durch den Zubau erneuerbarer Energien (ohne Wasser) und die Stilllegung konventioneller Erzeugungskapazitäten (ohne Pumpspeicher). Während erstere von 7,7 GW auf 9,6 GW zunimmt, reduziert sich der konventionelle Erzeugungspark unter anderem durch die Stilllegung des KKW Philippsburg Block 2 von 9,8 GW auf 6,7 GW. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der darin enthaltene Anteil jener Kraftwerke, die aufgrund angezeigter Systemrelevanz an der Stilllegung gehindert wurden (Netzreserve), zwischen 2017 und 2020 1,7 GW beträgt. Bei den neu in die Netzreserve hinzukommenden Kraftwerken handelt es sich um das Heizkraftwerk Altbach Block 1 zum 01.03.2018 sowie das Rheinhafen Dampfkraftwerke Block 4 zum 09.12.2017.

Die Entwicklung der Netto-Engpassleistung von Pumpspeicherkraftwerken erhöht sich mit der Inbetriebnahme des Obervermuntwerks II um 360 MW. Das Obervermuntwerk II sowie alle weiteren Anlagen der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke (VIW, Nettoengpassleistung 1,7 GW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der Regelzone der TransnetBW. Aufgrund der topologisch direkten Anbindung wurde mit den beteiligten österreichischen Partnern vereinbart diese Leistung in Leistungsbilanzberichten zu 100 % der Regelzone der TransnetBW zuzuordnen. Diese Kraftwerksleistung wird in diesem Leistungsbilanzbericht nicht als „Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland“ betrachtet, sondern direkt im deutschen Teil der Leistungsbilanz berücksichtigt. Das Kraftwerk Walgauwerk der VIW ist topologisch nicht direkt mit dem Netz der TransnetBW verbunden, sondern durch Istwertaufschaltung bis zu deren Abschaffung im September 2018. Die Nettoengpassleistung dieses Kraftwerks in Höhe von 86 MW wird daher für die Betrachtungszeitpunkte im Jahr 2017 unter „Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland“ geführt und für spätere Betrachtungszeitpunkte nicht mehr berücksichtigt. Eine Last im österreichischen Teil der Regelzone ist durch TransnetBW nicht zu versorgen.

4.4. Regelzone TenneT

Die verfügbare Kraftwerkskapazität im Ausland umfasst für die Regelzone der TenneT derzeit einen Anteil eines Laufwassergrenzkraftwerks in Österreich, das gemäß aktuell gültigen vertraglichen Bestimmungen über eine Istwertaufschaltung für die Energieversorgung in Deutschland zur Verfügung steht. Dabei werden Nichtverfügbarkeiten wie bei den Laufwasserkraftwerken in Deutschland berücksichtigt. In der Vergangenheit bestehende weitere Istwertaufschaltungen von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken wurden gemäß Abstimmungen zwischen den involvierten Übertragungsnetzbetreibern (TenneT, APG) und den entsprechenden Regulierungsbehörden (BNetzA, E-Control) beendet.

Mit der zum 01.09.2018 eingeführten Erweiterung der TTG-Regelzone um die komplette Schaltanlage Silz in Österreich wurde zudem die Kraftwerksgruppe Sellrain/Silz vollständig der TTG-Regelzone zugeordnet und die vorherige Istwertaufschaltung beendet.

Für den kommenden Winter befinden sich innerhalb der TTG-Regelzone Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 3,1 GW in der Netzreserve. Dazu gehören die Kraftwerke Irsching 3, 4 und 5, Staudinger 4, Ingolstadt 3 und Ingolstadt 4. Das Kraftwerk Buschhaus befindet sich zudem bereits seit 01.10.2016 in der Sicherheitsbereitschaft, wird jedoch am 30.09.2020 endgültig stillgelegt.

Neben den in Kapitel 3.2.10 beschriebenen Reservekraftwerken, die in der Leistungsbilanz enthalten sind, waren im Dezember 2017 weitere 2,9 GW Reserve in Österreich unter Vertrag genommen. Ab dem Winter 2018/19 war keine Kontrahierung ausländischer Netzreserve mehr nötig. Mit dem zum 01.10.2018 an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführten Engpassmanagement wurde jedoch ein Vertrag mit APG zur Vorhaltung eines gesicherten Redispatchpotentials von 1 GW (ab 1.10.2019 von 1,5 GW) abgeschlossen.

Hinsichtlich abschaltbarer Lasten steht in der TTG-Regelzone seit Dezember 2014 ein Potential von 50 MW zur Verfügung. Zudem gibt es seit 2018 einen weiteren präqualifizierten Anbieter von 87 MW.

5. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem

Auf Basis der installierten Kapazitäten, die den einzelnen Leistungsbilanzen der Regelzonen zugrunde liegen, ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 98 % für Deutschland.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2017 war die verbleibende Leistung inklusive Reservekraftwerken ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland mit 42,2 GW im positiven Bereich (vgl. Anhang 5). Dies ist höher als zum entsprechenden Stichzeitpunkt 2016 (27,5 GW) (siehe Bericht zur Leistungsbilanz 2017). Der Grund dafür ist in erster Linie auf die vergleichsweise höhere Windeinspeisung von 33,3 GW zum entsprechenden Stichzeitpunkt in 2017 zurückzuführen (gegenüber 17,1 GW in 2016).

Die **Analyse der verbleibenden Leistung** mit Berücksichtigung der Reservekraftwerke (vgl. Anhang A.5) ergibt für den Winter 2018/19 positive Werte (3,8 GW im Dezember 2018 und 3,5 GW im Januar 2019), nimmt dann weiter ab (1,0 GW im Januar 2020) und weist für Januar 2021 eine negative verbleibende Leistung von -5,5 GW aus. Die deutliche Verringerung der verbleibenden Leistung zwischen den Stichzeitpunkten 2020 und 2021 ist im Wesentlichen auf den Wegfall der Netzreservekraftwerke zurückzuführen. Insgesamt wird hier vorausgesetzt, dass Inbetriebnahmen und Rückbau im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen.

Im Rahmen der Sensitivität (vgl. Anhang A.6) ergeben sich etwas höhere Werte für die verbleibende Leistung. Der abnehmende Trend der verbleibenden Leistung und der mögliche Importbedarf im Jahr 2021 ohne Netzreserve sind aber weiterhin vorhanden.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 3.3. Insbesondere ist hierbei anzumerken, dass für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems auch die geographische Lage der entsprechenden Einspeisungen und Lasten von großer Bedeutung ist. Hierfür ist außerdem eine Untersuchung zur Verlässlichkeit eines ausländischen Versorgungsbeitrags und der Gesamteintrittswahrscheinlichkeit der betrachteten Situation relevant.

Insgesamt ist bei der Betrachtung der Leistungsbilanz zu beachten, dass sich je nach Berücksichtigung der installierten Leistung von deutschen Reservekraftwerken große Unterschiede in der verbleibenden Leistung ergeben. Diese sind im Tabellenteil explizit ausgewiesen worden. Die ausgewiesenen Leistungen basieren auf den Ergebnissen der Systemanalyse 2018.

Nicht Bestandteil des vorliegenden Berichts ist eine Analyse der Eintrittswahrscheinlichkeiten, um eine statistische Aussage zum Versorgungssicherheitsniveau treffen zu können. Zusätzlich bedarf es der politischen Vorgabe eines Zielwerts des für Deutschland volkswirtschaftlich sinnvollen Versorgungssicherheitsniveaus. Aus der Kombination einer solchen Analyse und des Zielwerts kann z. B. eine vorzuhaltende Kraftwerksreserve festgelegt werden.

Literaturverzeichnis

- [1] „Energy Brainpool: Kalte Dunkelflaute, Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter,“ [Online]. Available: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf.
- [2] „BNetzA Netzreserve,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html.
- [3] „BNetzA Kraftwerksliste,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- [4] „Netztransparenz,“ [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/>.
- [5] „VGB e.V.,“ [Online]. Available: <https://www.vgb.org/en/>.
- [6] „ENTSO-E Seasonal Outlooks,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.
- [7] „BNetzA: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [8] „ENTSO-E MAF,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>.
- [9] „BWMi Gesetze und Verordnungen,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/ablav.html>.
- [10] „PLEF,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.html>.

A. Anhang

A.1. Datenblatt 50Hertz Transmission

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für 50Hertz					
			2017	2017	2018	2019	2020	2021
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			13.12.2017	13.12.2017	KW 51	KW 3	KW 3	KW 3
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	abends	abends	abends	abends
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Druckwasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Siedewasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		17,1 GW	17,1 GW	17,0 GW	17,1 GW	17,1 GW	17,1 GW
2a	davon Braunkohle		9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW
2b	davon Steinkohle		2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW
2c	davon Gas		3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,9 GW	3,9 GW
2d	davon Öl		0,9 GW	0,9 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,7 GW	0,7 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		29,8 GW	29,8 GW	32,5 GW	32,6 GW	34,6 GW	36,8 GW
3a	davon onshore Wind		17,7 GW	17,7 GW	18,7 GW	18,8 GW	19,6 GW	20,6 GW
3b	davon offshore Wind		0,3 GW	0,3 GW	0,7 GW	0,7 GW	1,1 GW	1,1 GW
3c	davon Photovoltaik		9,8 GW	9,8 GW	11,1 GW	11,2 GW	12,0 GW	13,1 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,8 GW	1,8 GW	1,9 GW	1,9 GW	2,0 GW	1,9 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,0 GW
4	Wasser		3,1 GW	3,1 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW
4a	davon Laufwasser		0,3 GW	0,3 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		50,0 GW	50,0 GW	52,4 GW	52,7 GW	54,7 GW	56,9 GW
7	Revisionen		2,3 GW	2,3 GW	0,8 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Mineralöl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,9 GW	0,9 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,9 GW	0,9 GW

A.2. Datenblatt Amprion

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für Amprion					
			2017	2017	2018	2019	2020	2021
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			13.12.2017	13.12.2017	KW 51	KW 3	KW 3	KW 3
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	abends	abends	abends	abends
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		3,9 GW	3,9 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW
	davon Druckwasserreaktor		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		35,3 GW	35,3 GW	34,8 GW	34,9 GW	33,5 GW	33,5 GW
2a	davon Braunkohle		10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW
2b	davon Steinkohle		9,0 GW	9,0 GW	8,7 GW	8,7 GW	7,5 GW	7,5 GW
2c	davon Gas		13,5 GW	13,5 GW	13,4 GW	13,4 GW	13,2 GW	13,2 GW
2d	davon Öl		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		20,9 GW	20,9 GW	23,6 GW	23,7 GW	25,0 GW	26,4 GW
3a	davon onshore Wind		9,3 GW	9,3 GW	11,1 GW	11,1 GW	11,5 GW	12,3 GW
3b	davon offshore Wind		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c	davon Photovoltaik		9,9 GW	9,9 GW	10,7 GW	10,7 GW	11,6 GW	12,4 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,4 GW	1,4 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,6 GW	1,5 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
4	Wasser		2,9 GW	2,9 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW
4a	davon Laufwasser		1,2 GW	1,2 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		63,0 GW	63,0 GW	63,8 GW	63,9 GW	63,8 GW	65,3 GW
7	Revisionen		3,9 GW	3,9 GW	0,7 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW
	davon Mineralöl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,6 GW	0,6 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,4 GW	1,4 GW
	davon Braunkohle		0,6 GW	0,6 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,4 GW	1,4 GW

A.3. Datenblatt TransnetBW

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für TransnetBW					
			2017	2017	2018	2019	2020	2021
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			13.12.2017	13.12.2017	KW 51	KW 3	KW 3	KW 3
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	abends	abends	abends	abends
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	1,3 GW	1,3 GW
		davon Druckwasserreaktor	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	1,3 GW	1,3 GW
		davon Siedewasserreaktor	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		7,1 GW	7,1 GW	7,1 GW	7,1 GW	7,1 GW	5,4 GW
2a		davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2b		davon Steinkohle	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,0 GW	4,1 GW
2c		davon Gas	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	0,8 GW
2d		davon Öl	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,2 GW
2e		davon gemischte Brennstoffe	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		7,7 GW	7,7 GW	8,6 GW	8,6 GW	9,1 GW	9,6 GW
3a		davon onshore Wind	1,4 GW	1,4 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,7 GW
3b		davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c		davon Photovoltaik	5,5 GW	5,5 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,6 GW	7,1 GW
3d		davon Biomasse / Biogas	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
3e		davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
4	Wasser		4,3 GW	4,3 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,8 GW	4,8 GW
4a		davon Laufwasser	0,7 GW	0,7 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
4b		davon Speicher und Pumpspeicher	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,9 GW	3,9 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		21,8 GW	21,8 GW	22,8 GW	22,9 GW	22,3 GW	21,1 GW
7	Revisionen		0,4 GW	0,4 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	0,0 GW
		davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
		davon Steinkohle	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,0 GW
		davon Gas	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,0 GW
		davon Mineralöl	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
		davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW

A.4. Datenblatt TenneT TSO GmbH

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für TenneT					
			2017	2017	2018	2019	2020	2021
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			13.12.2017	13.12.2017	KW 51	KW 3	KW 3	KW 3
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	abends	abends	abends	abends
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW
		davon Druckwasserreaktor	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW
		davon Siedewasserreaktor	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		18,0 GW	18,0 GW	17,7 GW	17,5 GW	17,5 GW	14,1 GW
2a		davon Braunkohle	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW
2b		davon Steinkohle	6,3 GW	6,3 GW	6,1 GW	5,8 GW	5,8 GW	5,8 GW
2c		davon Gas	8,5 GW	8,5 GW	8,3 GW	8,5 GW	8,5 GW	6,5 GW
2d		davon Öl	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	0,7 GW
2e		davon gemischte Brennstoffe	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		44,9 GW	44,9 GW	48,4 GW	48,6 GW	51,6 GW	54,2 GW
3a		davon onshore Wind	21,2 GW	21,2 GW	22,2 GW	22,3 GW	22,8 GW	23,9 GW
3b		davon offshore Wind	4,6 GW	4,6 GW	5,6 GW	5,6 GW	6,6 GW	6,6 GW
3c		davon Photovoltaik	15,8 GW	15,8 GW	17,1 GW	17,2 GW	18,5 GW	20,0 GW
3d		davon Biomasse / Biogas	3,2 GW	3,2 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,6 GW	3,6 GW
3e		davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
4	Wasser		3,2 GW	3,2 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW
4a		davon Laufwasser	1,8 GW	1,8 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
4b		davon Speicher und Pumpspeicher	1,4 GW	1,4 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		70,3 GW	70,3 GW	74,3 GW	74,4 GW	77,4 GW	76,6 GW
7	Revisionen		0,1 GW	0,1 GW	0,5 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	0,0 GW
		davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
		davon Steinkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
		davon Gas	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	0,0 GW
		davon Mineralöl	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW
		davon Braunkohle	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW

A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB					
			2017	2017	2018	2019	2020	2021
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			13.12.2017	13.12.2017	KW 51	KW 3	KW 3	KW 3
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	abends	abends	abends	abends
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpasseleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		10,8 GW	10,8 GW	9,5 GW	9,5 GW	8,1 GW	8,1 GW
	davon Druckwasserreaktor		8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	6,8 GW	6,8 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		77,5 GW	77,5 GW	76,6 GW	76,6 GW	75,2 GW	70,0 GW
2a	davon Braunkohle		20,3 GW	20,3 GW	20,3 GW	20,3 GW	20,3 GW	20,0 GW
2b	davon Steinkohle		22,5 GW	22,5 GW	22,0 GW	21,7 GW	20,5 GW	19,6 GW
2c	davon Gas		26,8 GW	26,8 GW	26,5 GW	26,8 GW	26,6 GW	24,3 GW
2d	davon Öl		3,9 GW	3,9 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,7 GW	2,1 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		103,4 GW	103,4 GW	113,1 GW	113,6 GW	120,3 GW	127,2 GW
3a	davon onshore Wind		49,6 GW	49,6 GW	53,6 GW	53,8 GW	55,5 GW	58,6 GW
3b	davon offshore Wind		5,0 GW	5,0 GW	6,3 GW	6,3 GW	7,7 GW	7,7 GW
3c	davon Photovoltaik		41,0 GW	41,0 GW	45,0 GW	45,3 GW	48,7 GW	52,6 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		7,3 GW	7,3 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,9 GW	7,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,4 GW
4	Wasser		13,5 GW	13,5 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,6 GW	14,6 GW
4a	davon Laufwasser		4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		9,5 GW	9,5 GW	10,3 GW	10,3 GW	10,6 GW	10,6 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpasseleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		205,1 GW	205,1 GW	213,4 GW	213,9 GW	218,2 GW	219,9 GW
7	Revisionen		6,7 GW	6,7 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		6,6 GW	6,6 GW	6,6 GW	6,6 GW	6,6 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	0,0 GW
	davon Gas		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	0,0 GW
	davon Mineralöl		1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,9 GW	0,9 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,7 GW	2,4 GW
	davon Braunkohle		0,9 GW	0,9 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,7 GW	2,4 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nicht-einsetzbaren Leistung					
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		72,3 GW	105,3 GW	114,9 GW	115,4 GW	122,4 GW	131,1 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		2,6 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,7 GW	3,1 GW	4,9 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	1,4 GW
	davon Gas		2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,9 GW	3,3 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,2 GW	0,2 GW
10b	davon onshore Wind		19,8 GW	49,1 GW	53,1 GW	53,2 GW	54,9 GW	58,0 GW
10c	davon offshore Wind		1,5 GW	4,9 GW	6,2 GW	6,2 GW	7,6 GW	7,6 GW
10d	davon Photovoltaik		41,0 GW	41,0 GW	45,0 GW	45,3 GW	48,7 GW	52,6 GW
10e	davon Biomasse / Biogas		2,3 GW	2,5 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,8 GW	2,7 GW
10f	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,2 GW
10g	davon Laufwasser		3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
10h	davon Speicher und Pumpspeicher		1,9 GW	1,9 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,1 GW	2,1 GW
10i	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		1,5 GW	7,1 GW	7,3 GW	7,2 GW	7,0 GW	7,0 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		2,2 GW	7,6 GW	7,9 GW	7,9 GW	7,7 GW	7,2 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		117,0 GW	78,5 GW	80,6 GW	80,6 GW	77,4 GW	77,3 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		123,9 GW	85,5 GW	88,6 GW	88,5 GW	86,0 GW	79,5 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		3,7 GW	3,7 GW	3,1 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,4 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		113,4 GW	74,8 GW	77,5 GW	77,2 GW	74,0 GW	73,9 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		120,2 GW	81,8 GW	85,4 GW	85,1 GW	82,6 GW	76,1 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		79,0 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt			-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		78,0 GW	81,6 GW	81,6 GW	81,6 GW	81,6 GW	81,6 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		35,4 GW	-6,8 GW	-4,1 GW	-4,4 GW	-7,6 GW	-7,7 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)*		42,2 GW	0,2 GW	3,8 GW	3,5 GW	1,0 GW	-5,5 GW
	Land							
19a	Installierte Netto-Engpasseleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)		AT, LU	0,5 GW	0,5 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
19b	Gesicherte Leistung im Ausland			0,4 GW	0,4 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
19c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung		AT, CH, IT, FR	4,8 GW	4,8 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
20	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)			47,5 GW	5,4 GW	3,8 GW	3,6 GW	1,0 GW
21	Transportierbare Importkapazität aus dem Ausland (NTC)**				19,7 GW	19,7 GW	19,7 GW	19,7 GW

*: Wegen Auslaufen der beihilferechtlichen Genehmigung wird ab 2021 keine inländische Netzreserve mehr angenommen. Siehe auch Zeile 8.

**: Importkapazitäten können je nach Auslastung und Betriebssituation des Übertragungsnetzes wesentlich geringer ausfallen.

A.6. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland (Sensitivität⁵)

Bericht zur Leistungsbilanz (Sensitivität)			Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB					
			2017	2017	2018	2019	2020	2021
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			13.12.2017	13.12.2017	KW 51	KW 3	KW 3	KW 3
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	abends	abends	abends	abends
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpasseleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		10,8 GW	10,8 GW	9,5 GW	9,5 GW	8,1 GW	8,1 GW
	davon Druckwasserreaktor		8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	6,8 GW	6,8 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		77,5 GW	77,5 GW	76,6 GW	76,6 GW	75,2 GW	70,0 GW
2a	davon Braunkohle		20,3 GW	20,3 GW	20,3 GW	20,3 GW	20,3 GW	20,0 GW
2b	davon Steinkohle		22,5 GW	22,5 GW	22,0 GW	21,7 GW	20,5 GW	19,6 GW
2c	davon Gas		26,8 GW	26,8 GW	26,5 GW	26,8 GW	26,6 GW	24,3 GW
2d	davon Öl		3,9 GW	3,9 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,7 GW	2,1 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		103,4 GW	103,4 GW	113,1 GW	113,6 GW	120,3 GW	127,2 GW
3a	davon onshore Wind		49,6 GW	49,6 GW	53,6 GW	53,8 GW	55,5 GW	58,6 GW
3b	davon offshore Wind		5,0 GW	5,0 GW	6,3 GW	6,3 GW	7,7 GW	7,7 GW
3c	davon Photovoltaik		41,0 GW	41,0 GW	45,0 GW	45,3 GW	48,7 GW	52,6 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		7,3 GW	7,3 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,9 GW	7,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,4 GW
4	Wasser		13,5 GW	13,5 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,6 GW	14,6 GW
4a	davon Laufwasser		4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		9,5 GW	9,5 GW	10,3 GW	10,3 GW	10,6 GW	10,6 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpasseleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		205,1 GW	205,1 GW	213,4 GW	213,9 GW	218,2 GW	219,9 GW
7	Revisionen		6,7 GW	6,7 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		6,6 GW	6,6 GW	6,6 GW	6,6 GW	6,6 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	0,0 GW
	davon Gas		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	0,0 GW
	davon Mineralöl		1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,9 GW	0,9 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,7 GW	2,4 GW
	davon Braunkohle		0,9 GW	0,9 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,7 GW	2,4 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nicht-einsetzbaren Leistung					
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		72,3 GW	104,1 GW	113,6 GW	114,0 GW	121,1 GW	129,7 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		2,6 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,7 GW	3,1 GW	4,9 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	1,4 GW
	davon Gas		2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,9 GW	3,3 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,2 GW	0,2 GW
10b	davon onshore Wind		≈97%	19,8 GW	48,1 GW	52,1 GW	53,8 GW	56,7 GW
10c	davon offshore Wind		≈97%	1,5 GW	4,9 GW	6,1 GW	6,1 GW	7,4 GW
10d	davon Photovoltaik		100%	41,0 GW	41,0 GW	45,0 GW	45,3 GW	48,7 GW
10e	davon Biomasse / Biogas		35%	2,3 GW	2,5 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
10f	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		50%	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,2 GW
10g	davon Laufwasser		75%	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
10h	davon Speicher und Pumpspeicher		20%	1,9 GW	1,8 GW	2,0 GW	2,1 GW	2,1 GW
10i	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		1,5 GW	5,4 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,3 GW	5,3 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		2,2 GW	6,0 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,1 GW	5,5 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		117,0 GW	81,3 GW	83,6 GW	83,7 GW	80,5 GW	80,5 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		123,9 GW	88,2 GW	91,4 GW	91,6 GW	89,0 GW	82,6 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		3,7 GW	3,7 GW	3,1 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,4 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		113,4 GW	77,6 GW	80,4 GW	80,3 GW	77,1 GW	77,1 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		120,2 GW	84,5 GW	88,3 GW	88,2 GW	85,6 GW	79,2 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		79,0 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt			-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		78,0 GW	81,6 GW	81,6 GW	81,6 GW	81,6 GW	81,6 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		35,4 GW	-4,0 GW	-1,2 GW	-1,3 GW	-4,5 GW	-4,6 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)*		42,2 GW	2,9 GW	6,6 GW	6,5 GW	4,0 GW	-2,4 GW
	Land							
19a	Installierte Netto-Engpasseleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)		AT, LU	0,5 GW	0,5 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
19b	Gesicherte Leistung im Ausland			0,4 GW	0,4 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
19c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung		AT, CH, IT, FR	4,8 GW	4,8 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
20	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)			47,5 GW	8,2 GW	6,7 GW	6,6 GW	4,0 GW
21	Transportierbare Importkapazität aus dem Ausland (NTC)**				19,7 GW	19,7 GW	19,7 GW	19,7 GW

*: Wegen Auslaufen der beihilferechtlichen Genehmigung wird ab 2021 keine inländische Netzreserve mehr angenommen. Siehe auch Zeile 8.

**: Importkapazitäten können je nach Auslastung und Betriebssituation des Übertragungsnetzes wesentlich geringer ausfallen.

⁵ Variation der Nichtverfügbarkeiten von Windkraftanlagen und konventionellen Kraftwerken basierend auf den ENTSO-E Seasonal Outlook Reports [6], siehe auch Kapitel 3.2.4 und 3.2.5