



# Bericht der deutschen Übertragungs- netzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022

---

Stand 18.02.2020

---

## 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.  | Betrachtete Szenarien .....   | 7  |
| 3.2.3.  | Installierte Netto-Engpassleistung .....                                  | 9  |
| 3.2.4.  | Revisionen .....  | 10 |
| 3.2.5.  | Ausfälle .....  | 11 |
| 3.2.6.  | Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt .....               | 12 |
| 3.2.7.  | Reserve für Systemdienstleistungen .....                                  | 16 |
| 3.2.8.  | Verfügbare und gesicherte Leistung .....                                  | 17 |
| 3.2.9.  | Last .....  | 17 |
| 3.2.10. | Verbleibende Leistung .....   | 19 |
| 3.2.11. | Berücksichtigung des benachbarten Auslandes .....                         | 19 |
| 3.2.12. | Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve .....          | 19 |
| 3.2.13. | Verfügbare Austauschkapazitäten .....                                     | 21 |
| 3.3.    | Grenzen der Betrachtung .....   | 22 |
| 4.      | Entwicklung der relevanten Eingangsgrößen nach Regelzonen .....           | 24 |
| 4.1.    | Regelzone 50Hertz .....   | 24 |
| 4.2.    | Regelzone Amprion .....   | 24 |
| 4.3.    | Regelzone TransnetBW .....  | 25 |
| 4.4.    | Regelzone TenneT .....  | 25 |
| 5.      | Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem .....           | 27 |
|         | Literaturverzeichnis .....  | 28 |
|         | Glossar .....   | 29 |
| A.      | Anhang .....  | 30 |
| A.1.    | Datenblatt 50Hertz Transmission für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) ..... | 30 |
| A.2.    | Datenblatt Amprion für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) .....              | 30 |
| A.3.    | Datenblatt TransnetBW für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) .....           | 31 |
| A.4.    | Datenblatt TenneT TSO GmbH für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) .....      | 31 |
| A.5.    | Datenblatt Deutschland für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) .....          | 32 |
| A.6.    | Datenblatt Deutschland für Szenario 2 (mit Kohleausstieg) .....           | 33 |

## 1. Executive Summary

Im vorliegenden Leistungsbilanzbericht der vier Übertragungsnetzbetreiber wird für eine theoretische, kritische Situation analysiert, ob mit den in Deutschland verfügbaren elektrischen Erzeugungsanlagen die Last in Deutschland versorgt werden kann. Diese Situation charakterisiert sich dadurch, dass der höchste Verbrauch des Jahres (Jahreshöchstlast) mit sehr geringer Windkraft-Einspeisung, fehlender PV-Einspeisung sowie einer vergleichsweise hohen Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke kombiniert wird. 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 einer solchen Situation wird in diesem Bericht keine Aussage getroffen. Gleichwohl zeigen die betrieblichen Erfahrungswerte der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Januar 2017, dass eine solche Situation nicht ausgeschlossen werden kann.

Im vorliegenden Bericht werden zwei verschiedene Pfade betrachtet. Zum einen wird ein Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) betrachtet, in dem für den Rückbau konventioneller Kraftwerke ausschließlich den ÜNB vorliegende Stilllegungsanzeigen berücksichtigt werden. Hierdurch werden die empfohlenen Zielzahlen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) nicht erreicht. Weiterhin ist in diesem Szenario der Braunkohle-Ausstiegspfad gemäß Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vom 29.1.2020 [1] noch nicht berücksichtigt. Daher wird in Szenario 2 (mit Kohleausstieg) untersucht, welche Auswirkungen der Kohleausstieg gemäß Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vom 29.1.2020 [1] auf die verbleibende Leistung in Deutschland hat.

Durch die stetige Aktualisierung der Datengrundlage und Berücksichtigung der aktuellen Informationen zum Kraftwerkspark in Deutschland ergibt sich im vorliegenden Leistungsbilanzbericht im Szenario 1 für den betrachteten Stichzeitpunkt im Januar 2021 unter Berücksichtigung der Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft eine positive verbleibende Leistung von ca. 2,9 GW. Für den erstmalig betrachteten Stichzeitpunkt im Jahr 2022 zeigt sich ein möglicher Importbedarf von ca. 1,5 GW. Im Szenario 2 zeigt sich für 2021 eine positive verbleibende Leistung von 2,6 GW und für 2022 ein Importbedarf von ca. 7,2 GW.

Da der Leistungsbilanzbericht das Ziel verfolgt, die Entwicklung der verbleibenden Leistung in Deutschland und mögliche Tendenzen aufzuzeigen, sollte bei den Aussagen zu den einzelnen Zieljahren der Fokus weniger auf die absoluten Zahlen als vielmehr die möglichen Trends gelegt werden. Generell ist die Beschreibung von energiewirtschaftlichen Faktoren wie Lastentwicklung und Kraftwerksparkentwicklung für in der Zukunft liegende Zeitpunkte mit diversen Unsicherheiten behaftet (vgl. Kapitel Grenzen der Betrachtung): So erfolgt in den Untersuchungen im Rahmen dieses Leistungsbilanzberichtes 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. Zur vollständigen Bewertung der Versorgungssicherheit wäre eine solche Analyse jedoch ebenfalls notwendig.

Angesichts der bekannten Beschränkungen dieser aktuell verwendeten Methodik haben sich die Übertragungsnetzbetreiber entschlossen, den Leistungsbilanzbericht weiterzuentwickeln und zukünftig z. B. verstärkt auch probabilistische Elemente zu 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. Eine zweite Komponente sind die Verbraucher, welche die elektrische Leistung aufnehmen. Da die Leistung aber nicht immer genau dort produziert werden kann, wo sie benötigt wird, stellt der notwendige Transport der Leistung über ein Übertragungs- und Verteilnetz die dritte Komponente dar.

Die Gewährleistung der Stabilität dieses Gesamtsystems setzt voraus, dass zu jeder Zeit die verfügbare Leistung der Stromerzeugung der benötigten Leistung des Stromverbrauchs entspricht. Diese als Generation Adequacy bezeichnete Untersuchung kann auf verschiedene Art und Weise untersucht und bewertet werden. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen probabilistischen Methoden, bei denen wahrscheinlichkeitsbasierte 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 treffen. 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 Methode, die im Laufe der Zeit weiterentwickelt wurde. Diese bildet auch die Grundlage für die im vorliegenden Bericht verwendete Methode.

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.

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 ÜNB 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.

Im Rahmen des Berichts wird die Situation einer kalten Dunkelflaute (d. h. Jahreshöchstlast, keine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und sehr geringe Einspeisung aus Windkraftanlagen) mit gleichzeitiger hoher Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerkskapazitäten untersucht. Aus der Erfahrung der ÜNB stellt dies eine der kritischsten Generation Adequacy Situationen 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 Aussage zur Eintrittswahrscheinlichkeit zu treffen. Dieser kann man sich nur im Rahmen probabilistischer Methoden annähern.

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. Zusätzlich traten zeitgleich hohe Nichtverfügbarkeiten von französischen Kernkraftwerken auf.

Insbesondere zeigt sich, dass aufgrund der räumlichen Ausdehnung solcher Dunkelflauten, überregionale Ausgleichseffekte der Windeinspeisung häufig nur begrenzt zum Tragen kommen können [2]. Auch Ausgleichseffekte bzgl. des Verbrauchs sind in solchen Fällen als gering einzustufen. So herrschte im oben beschriebenen Fall 2017 eine Kältewelle in ganz Europa, insbesondere auch in Italien und Frankreich.

Der zeitliche Betrachtungsbereich der vorliegenden Untersuchung umfasst die Jahre 2018 (Rückschau) bis 2022. 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 und bspw. geplante Kraftwerksrevisionen.

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 2019 (KW 51) und im Januar 2020-2022 (KW 3) betrachtet. Zusätzlich wird für die **Rückschau** der Zeitpunkt der deutschlandweiten Jahreshöchstlast 2018 betrachtet.

### 3. Prinzip der Leistungsbilanz

#### 3.1. Grundlagen

Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu einem definierten Zeitpunkt dar. Die Systematik ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Betrachtet wird eine als gesichert anzunehmende Leistung. 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 sog. Nichtverfügbarkeiten können aufgrund von Revisionen, brennstoff- oder wetterabhängigen Nichtverfügbarkeiten, ungeplanten Ausfällen sowie Reservevorhaltungen für Systemdienstleistungen nicht zur Lastdeckung eingesetzt werden.

Die gesicherte Leistung wird der zu versorgenden Last gegenübergestellt. Die sich daraus ergebende Differenz (*verbleibende Leistung* als Ergebnis von gesicherter Leistung abzüglich der zu versorgenden Last verringert um Lastreduktionspotential) erlaubt eine tendenzielle Bewertung der Generation Adequacy des Systems. Ist der Wert positiv, sind in den betrachteten Situationen ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Lastdeckung vorhanden und ein Export überschüssiger Leistung ist darüber hinaus möglich. Eine negative gesicherte Leistung zeigt, dass die Last die zur Verfügung stehende Erzeugung übersteigt und dass unter Annahme einer unflexiblen Stromnachfrage eine gewisse Importabhängigkeit in der betrachteten Situation besteht. Grundsätzlich sollte diese Methodik nur für die Ableitung von Tendenzen verwendet werden, da die Ermittlung einiger Daten mit Unsicherheiten behaftet ist. Außerdem sind Kennzahlen teilweise als Mittelwert aus Statistiken hergeleitet, sodass die Summe dieser Unsicherheiten naturgemäß eine entsprechende Ungenauigkeit zur Folge hat.

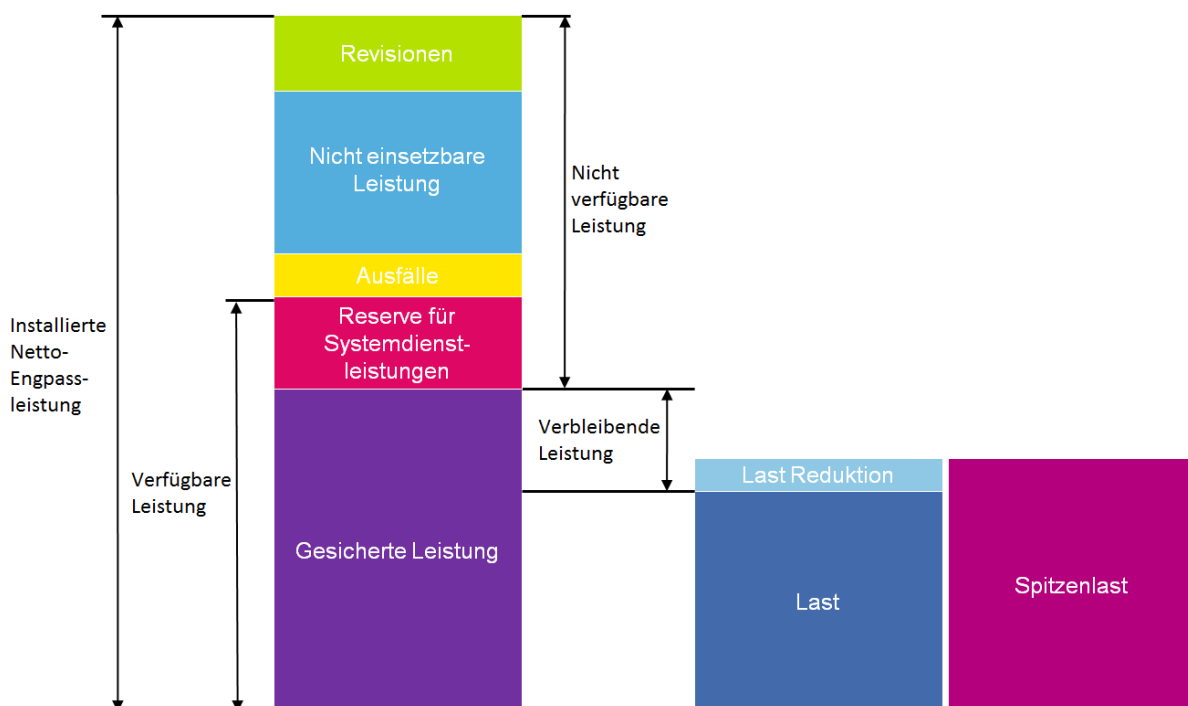


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

Da der Verantwortungsbereich der deutschen ÜNB 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 Lu-

xemburg 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 verschiedene Informationen notwendig. Um abzugrenzen, welche Aussagekraft die ermittelten Werte beinhalten und wo die Grenzen der Bewertbarkeit liegen, werden im Folgenden die verwendeten Begriffe, Informationen und Datenquellen definiert.

### 3.2.1. Betrachtungszeitpunkte

Für die **Rückschau** auf das Jahr **2018** wird die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland am 28.02.2018 um 19:00 Uhr untersucht (Spalte Jahreshöchstlast 2018 in A1-A6 im Anhang). 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 hinsichtlich der verfügbaren Leistung wird, soweit möglich, auf die physikalischen Werte, wie z. B. die tatsächliche Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt, zurückgegriffen. Die übrigen Werte werden analog mit den Analyseverfahren für zukünftige Zeitpunkte (s. u.) ermittelt.

Zusätzlich wird die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast **2018** auch vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Analyse untersucht, d. h. analog zu einem **Referenztag** (Spalte Referenztag 2018 in A1-A6 im Anhang). Dies ermöglicht im Rahmen der Genauigkeit der Daten den Vergleich der tatsächlich eingetretenen Situation mit den Ergebnissen des Analyseverfahrens. Letztere beschreiben den theoretischen Eintritt eines kritischen Falls, welcher sich von den Ergebnissen der tatsächlichen Situation erheblich unterscheiden kann. Weiterhin ermöglicht die Analyse des Referenztages, alle betrachteten Jahre direkt zu vergleichen und Entwicklungstendenzen zu erkennen, 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 2019 und für die Jahre 2020 – 2022 unterschieden. Analog zu den vergangenen Berichten bezieht sich die Analyse für das Berichtsjahr (in diesem Fall **2019**) auf den 3. Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr als repräsentativen Referenztag für einen abendlichen Werktag in der Kalenderwoche 51.

Für die Betrachtung der Jahre **2020 – 2022** wird jeweils der bei ENTSO-E übliche 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr als repräsentativer Referenztag für einen abendlichen Werktag in der Kalenderwoche 3 verwendet.

### 3.2.2. Betrachtete Szenarien

Im vorliegenden Bericht werden zwei Szenarien untersucht. **Im Szenario 1 (ohne Kohleausstieg)** werden ausschließlich den ÜNB vorliegende Stilllegungsanzeigen und bekannte Inbetriebnahmen berücksichtigt. Kraftwerke, die zum Zeitpunkt der Berichtserstellung den Status „in Planung“ haben, werden nicht berücksichtigt.

Für das **Szenario 2 (mit Kohleausstieg)** werden die von der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" in ihrem Abschlussbericht vorgegebenen Zielzahlen [3] berücksichtigt. Diese geben eine Reduktion der Netto-Nennleistung der Stein- und Braunkohlekapazität auf jeweils 15 GW in 2022 vor. Die Zielkapazitäten der Braunkohlekraftwerke werden gemäß Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vom 29.1.2020 [1] von 2020 bis Ende 2022 schrittweise erreicht. Zur Erreichung der Zielzahlen für den Steinkohle-Kraftwerkspark werden die für diesen Bericht relevanten Vorgaben aus genanntem Entwurf des Kohleaus-

stiegsgebietes wie nachfolgend beschrieben berücksichtigt. Der kraftwerksscharfe Stilllegungspfad von Steinkohlekraftwerken ist gemäß Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vom 29.1.2020 zum Zeitpunkt der Berichtserstellung nicht vollständig absehbar, sodass für diesen Bericht Annahmen getroffen werden mussten. Laut Gesetz finden in den Jahren 2020 und 2021 in einem verkürzten Verfahren Ausschreibungen über 4 bzw. 1,5 GW Netto-Nennleistung zur Ermittlung stillzulegender Steinkohlekapazitäten statt. Dabei können Betreiber von Steinkohlekraftwerken, die gewisse Voraussetzungen erfüllen, bis zum jeweiligen Gebotstermin Gebote für die Erteilung des sogenannten Steinkohlezuschlags abgeben. Die Gebotstermine für die ersten beiden Ausschreibungen sind dabei abhängig vom Zeitpunkt des Inkrafttretens des Kohleausstiegsgesetzes definiert. Nach Bekanntgabe der Zuschläge durch die BNetzA innerhalb einer festgelegten maximalen Frist tritt nach einem festgelegten Zeitraum das Kohleverfeuerungsverbot bzw. in der ersten Ausschreibung bereits zuvor das Vermarktungsverbot für die bezuschlagten Steinkohlekraftwerke ein. Während des Vermarktungsverbots sind jedoch die Anlagen weiter betriebsbereit zu halten, weshalb sie für den vorliegenden Bericht für den Betrachtungszeitpunkt in 2021 als verfügbare Reserven angenommen wurden. Mit Eintritt des Kohleverfeuerungsverbots wird die endgültige Stilllegung der Anlagen zum Stichtzeitpunkt im Jahr 2022 angenommen. Bezuschlagte Steinkohlekraftwerke können prinzipiell in die Netz- oder Kapazitätsreserve überführt werden, jedoch stehen konkrete Überführungen derzeit nicht fest.

Es ist zu beachten, dass im vorliegenden Bericht mit der Netto-Engpassleistung (vgl. nachfolgendes Kapitel) gerechnet wird, wohingegen sich der WSB-Bericht auf installierte Netto-Nennleistungen bezieht. In Tabelle 1 sind sowohl die Netto-Nennleistungen als auch die zugehörigen Netto-Engpassleistungen, die in Szenario 1 und 2 berücksichtigt werden, für die Zeithorizonte 2020 bis 2022 angegeben. In den Zeilen 6 und 12 ist die Netto-Nennleistung dargestellt, die sich in Szenario 1 (ohne Kohleausstieg) ergibt. In den Zeilen 19 und 25 ist erkennbar, dass in Szenario 2 der Kohleausstiegspfad berücksichtigt wird.



Tabelle 1: Installierte Netto-Nennleistung und Netto-Engpassleistung der Szenarien 1 und 2\*

|   |                 |    | Netto-Nennleistung in GW   |              |              | Netto-Engpassleistung in GW |              |              |             |
|---|-----------------|----|--|--------------|--------------|-----------------------------|--------------|--------------|-------------|
|   |                 |    | 2020<br>KW 3   | 2021<br>KW 3 | 2022<br>KW 3 | 2020<br>KW 3                | 2021<br>KW 3 | 2022<br>KW 3 |             |
| Szenario 1<br>(ohne Kohle-<br>ausstieg) | Braun-<br>kohle | 1  | Marktkraftwerke (ohne Industrie-KW)                                | 18,1         | 18,1         | 18,1                        | 17,5         | 17,5         | 17,5        |
|   |                 | 2  | Netzreserve  | 0,0          | 0,0          | 0,0                         | 0,0          | 0,0          | 0,0         |
|   |                 | 3  | Sicherheitsbereitschaft  | 2,7          | 2,4          | 1,8                         | 2,7          | 2,4          | 1,8         |
|   |                 | 4  | eingemottet  | 0,0          | 0,0          | 0,0                         | 0,0          | 0,0          | 0,0         |
|   |                 | 5  | Industriekraftwerke (nicht in Last<br>enthalten)                   | 0,1          | 0,1          | 0,1                         | 0,1          | 0,1          | 0,1         |
|   |                 | 6  | <b>Summe ohne Reserven/<br/>eingemottete KW<br/>(6 = 1 + 5)</b>    | 18,2         | 18,2         | 18,2                        | 17,7         | 17,7         | 17,7        |
|   |                 | 7  | <b>Summe ohne Industrie-KW<br/>(7 = 1 + 2 + 3 + 4)</b>             | 20,8         | 20,4         | 19,9                        | <b>20,3</b>  | <b>19,9</b>  | <b>19,3</b> |
|   | Stein-<br>kohle | 8  | Marktkraftwerke (ohne Industrie-KW)                                | 21,2         | 21,2         | 21,1                        | 20,0         | 20,0         | 19,9        |
|   |                 | 9  | Netzreserve  | 2,3          | 2,3          | 2,3                         | 2,3          | 2,3          | 2,3         |
|   |                 | 10 | eingemottet  | 0,0          | 0,0          | 0,0                         | 0,0          | 0,0          | 0,0         |
|   |                 | 11 | Industriekraftwerke (nicht in Last<br>enthalten)                   | 0,2          | 0,2          | 0,2                         | 0,2          | 0,2          | 0,2         |
|   |                 | 12 | <b>Summe ohne Reserven/<br/>eingemottete KW<br/>(12 = 8 + 11)</b>  | 21,4         | 21,4         | 21,3                        | 20,2         | 20,2         | 20,1        |
|   |                 | 13 | <b>Summe ohne Industrie-KW<br/>(13 = 8 + 9 + 10)</b>               | 23,5         | 23,5         | 23,4                        | <b>22,3</b>  | <b>22,3</b>  | <b>22,2</b> |
| Szenario 2<br>(mit Kohle-<br>ausstieg)  | Braun-<br>kohle | 14 | Marktkraftwerke (ohne Industrie-KW)                                | 18,1         | 17,8         | 16,9                        | 17,5         | 17,2         | 16,3        |
|   |                 | 15 | Netzreserve  | 0,0          | 0,0          | 0,0                         | 0,0          | 0,0          | 0,0         |
|   |                 | 16 | Sicherheitsbereitschaft  | 2,7          | 2,4          | 1,8                         | 2,7          | 2,4          | 1,8         |
|   |                 | 17 | eingemottet  | 0,0          | 0,0          | 0,0                         | 0,0          | 0,0          | 0,0         |
|   |                 | 18 | Industriekraftwerke (nicht in Last<br>enthalten)                   | 0,1          | 0,1          | 0,1                         | 0,1          | 0,1          | 0,1         |
|   |                 | 19 | <b>Summe ohne Reserven/<br/>eingemottete KW<br/>(19 = 14 + 18)</b> | 18,2         | 17,9         | 17,0                        | 17,7         | 17,4         | 16,5        |
|   |                 | 20 | <b>Summe ohne Industrie-KW<br/>(20 = 14 + 15 + 16 + 17)</b>        | 20,8         | 20,1         | 18,7                        | <b>20,3</b>  | <b>19,6</b>  | <b>18,2</b> |
|   | Stein-<br>kohle | 21 | Marktkraftwerke (ohne Industrie-KW)                                | 21,2         | 17,2         | 15,6                        | 20,0         | 16,1         | 14,7        |
|   |                 | 22 | Netzreserve  | 2,3          | 2,3          | 2,3                         | 2,3          | 2,3          | 2,3         |
|   |                 | 23 | eingemottet  | 0,0          | 0,0          | 0,0                         | 0,0          | 0,0          | 0,0         |
|   |                 | 24 | Industriekraftwerke (nicht in Last<br>enthalten)                   | 0,2          | 0,2          | 0,2                         | 0,2          | 0,2          | 0,2         |
|   |                 | 25 | Kraftwerke im Vermarktungsverbot                                   | 0,0          | 4,0          | 0,0                         | 0,0          | 3,9          | 0,0         |
|   |                 | 26 | <b>Summe ohne Reserven/<br/>eingemottete KW<br/>26 = (21 + 24)</b> | 21,4         | 17,3         | 15,7                        | 20,2         | 16,3         | 14,9        |
|   |                 | 27 | <b>Summe ohne Industrie-KW<br/>27 = (21 + 22 + 23+ 25)</b>         | 23,5         | 23,5         | 17,9                        | <b>22,3</b>  | <b>22,3</b>  | <b>17,0</b> |

\* Aufgrund von Rundungen ergeben sich teilweise Abweichungen in den Summen.

### 3.2.3. Installierte Netto-Engpassleistung

Die **installierte Netto-Engpassleistung** beschreibt die Leistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen dauerhaft an das Netz abgegeben werden kann. Sie wird begrenzt durch den leistungsschwächsten Anlagenteil, den Engpass. Die Bestimmung erfolgt durch Messungen und berücksichtigt längerfristige Veränderungen, wie beispielsweise Alterungseinflüsse. Die Netto-Engpassleistung kann sich daher nur langfristig verändern.

Eine weitere Kennzahl zur Angabe von Erzeugungskapazitäten ist die Netto-Nennleistung. Sie beschreibt die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme höchste Leistung einer Erzeugungseinheit unter Nennbedingungen, die dauerhaft an das Netz abgegeben werden kann. Die Netto-Nennleistung kann jedoch über der tatsächlichen Höchstleistung liegen, da hier Alterungseinflüsse nicht berücksichtigt werden. Während im vorliegenden Bericht mit der Netto-Engpassleistung gerechnet wird, basieren die Zielzahlen des Abschlussberichts der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", die in Szenario 2 verwendet wurden, auf der Netto-Nennleistung.

Berücksichtigt werden alle den ÜNB 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 2020 nach Netzreserveverordnung [4] verwendet. Informationen zur Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten wurden den von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Bestands-, Zu- und Rückbaulisten sowie ggf. ergänzenden Stilllegungsanzeigen [5] entnommen.

Für die Prognose der installierten Leistungen der erneuerbaren Energien wird u. a. auf die Auswertung des aktuellen EEG-Stammdatenregisters der ÜNB zurückgegriffen. Dazu werden analog zur Systemanalyse 2020 die Ergebnisse der aktuellen Gutachten zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose [6] verwendet, welche die Grundlage für die Ermittlung der bundesweiten EEG-Umlage bilden. Dabei basieren die installierten Leistungen von Photovoltaik-, Biomasse- und sonstigen erneuerbare Energieanlagen auf den Zahlen des oberen Szenarios des Gutachtens, wohingegen die Prognosewerte für Wind-Onshore aufgrund des aktuell stagnierenden Entwicklungsausbaus dem Trendszenario entnommen wurden. Die Prognose der Wind-Offshore-Kapazitäten stützt sich auf aktuellere Informationen, die den ÜNB vorliegen.

Kraftwerke, die durch Istwertaufschaltungen<sup>1</sup> dem deutschen Regelblock zugeordnet sind, werden weiterhin als installierte Netto-Engpassleistung im Ausland berücksichtigt.

Weitere Informationen zur Entwicklung der installierten Netto-Engpassleistung finden sich in Kapitel 4.

### 3.2.4. Revisionen

Die Kennzahl Revisionen gibt die durch (geplante) Revisionen für Wartung und Instandhaltung nicht zur Verfügung stehende Einspeiseleistung an. Dieser Wert basiert auf den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten, die durch die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie den ÜNB gemäß BNetzA-Beschluss BK6-13-200 (nachfolgend KWEP genannt) zur Verfügung gestellt werden. 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 im Rahmen der KWEP-Daten erfasst werden, wurde eine Abschätzung auf Basis der Nichtverfügbarkeitswerte des VGB [7] vorgenommen. Für zukünftige Betrachtungsjahre, für die noch keine repräsentativen KWEP-Meldungen vorliegen, wurden die Zahlen des letzten, ausgewerteten Betrachtungszeitpunkts fortgeschrieben.

---

<sup>1</sup> Außerhalb der deutschen Regelzone liegende Kraftwerke können mittels Istwertaufschaltung über eine Reglerwertverstellung in die deutsche Regelzone eingebunden werden.

### 3.2.5. 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 kategorisiert nach 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 spezifische Nichtverfügbarkeitswahrscheinlichkeit.

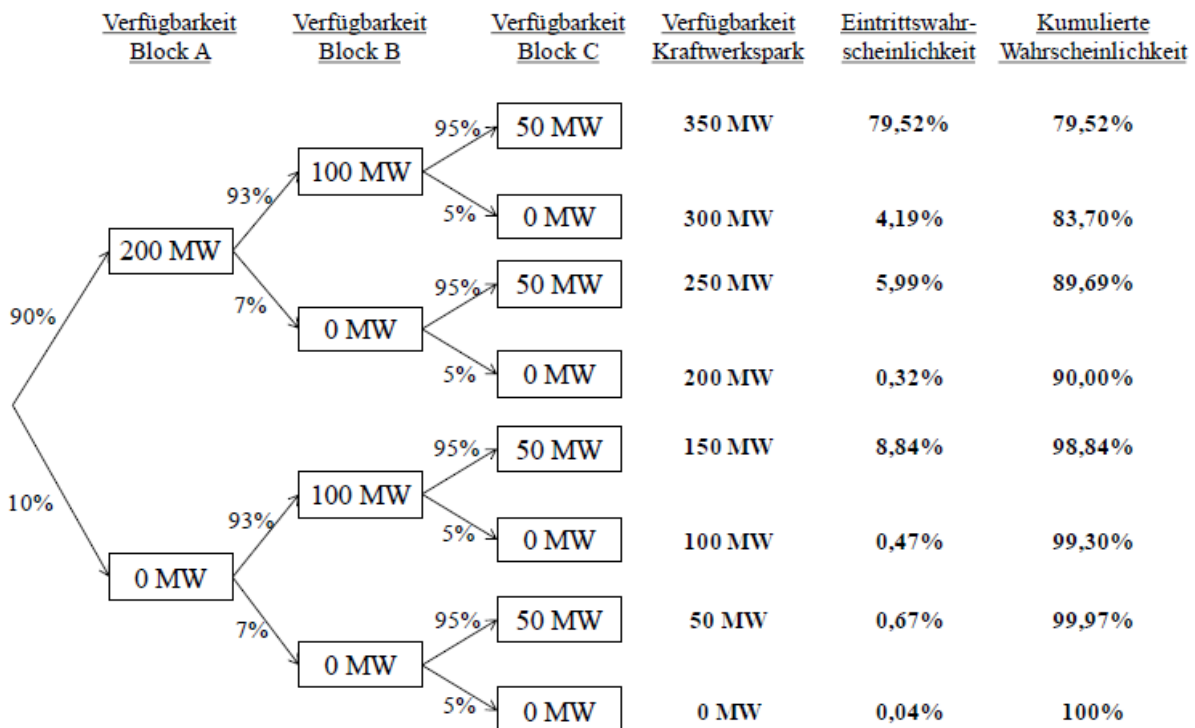


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema zur Anwendung der rekursiven Faltung, Quelle: TU Berlin

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. Für das Verfahren der rekursiven Faltung wurde das anzuwendende Sicherheitsniveau für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auf 95 % festgelegt. Der so ermittelte Wert stellt die Ausfälle dar. Für die Berechnung der Ausfälle wurde auf Statistiken zu Nichtverfügbarkeitsraten des VGB [7] zurückgegriffen.

### 3.2.6. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt

In dem vorliegenden Bericht wird die **nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt** bestimmt. Dies geschieht sowohl für den historischen Zeitpunkt als auch für zukünftige Zeitpunkte. Für die historische Betrachtung liegen die Daten zur dargebotsabhängigen Einspeisung von Windkraft-, Photovoltaik-, Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerken vor. Ebenso ist bekannt, welche vorläufig stillgelegten Kraftwerke nicht zur Verfügung standen. Die nicht einsetzbare Leistung dieser Einspeisungen kann in diesem Fall also direkt angegeben werden.

Für den zukünftigen Zeitpunkt wird zunächst die Rate der nicht einsetzbaren Leistung für die dargebotsabhängigen Einspeisungen bestimmt. Anschließend wird die Summe gebildet aus den Produkten der jeweiligen Rate der nicht einsetzbaren Leistung und der prognostizierten installierten Leistung. Zusätzlich können auch konkrete nicht verfügbare Leistungen hinzugefügt werden. Diese ergeben sich z. B. aus Informationen zu vorläufig stillgelegten (**eingemotteten**) Kraftwerken, die als konkrete Leistungszahl vorliegen und nicht prozentual vorgegeben werden.

Die **Rate der nicht einsetzbaren Leistung** beschreibt einen auf die installierte Leistung zu beziehenden Anteil nicht verfügbarer 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 [8]. 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 Versorgungsverträge eine unbekannte Größe 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.

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 Bio-

masse/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 Biomasseanlagen für die Jahre 2012-2018 ist in Abbildung 3 dargestellt.

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit im Mittel der Jahre 2012-2018 bei < 60 % der installierten Leistung liegt. Daher setzen die ÜNB eine **Nichtverfügbarkeit von 40 %** an.

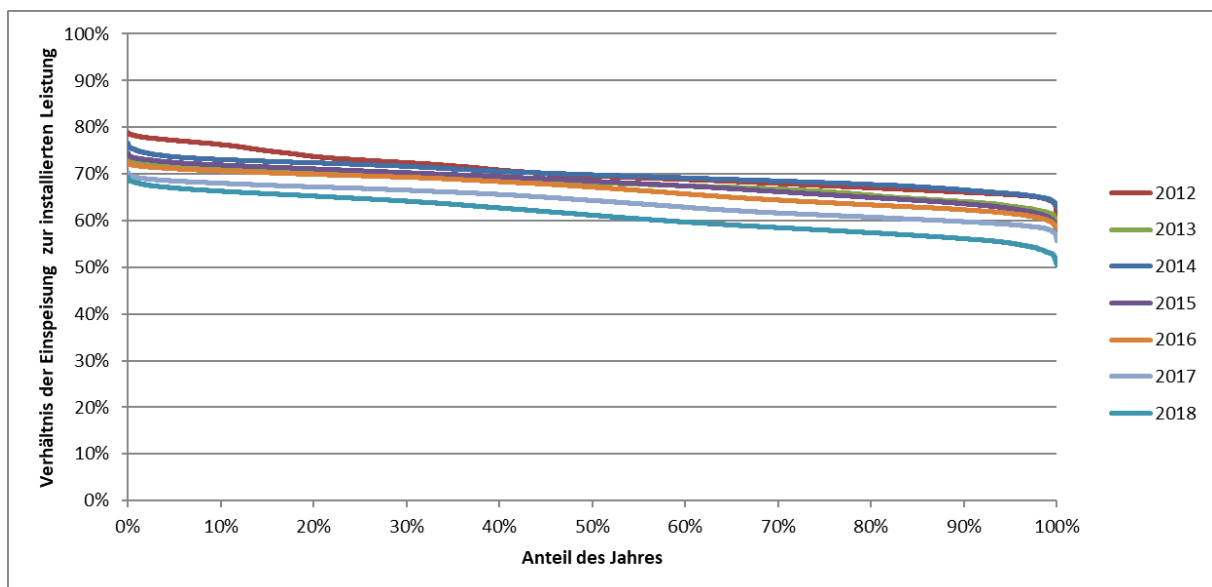


Abbildung 3: Geordnete relative Einspeisung aus Biomasseanlagen aus den Jahren 2012-2018

### Windenergie – Onshore und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Onshore-Einspeisung in den vier Regelzonen für 2018 und die einhüllenden Dauerlinien aus den Jahren 2010-2016 sind in Abbildung 4 dargestellt.

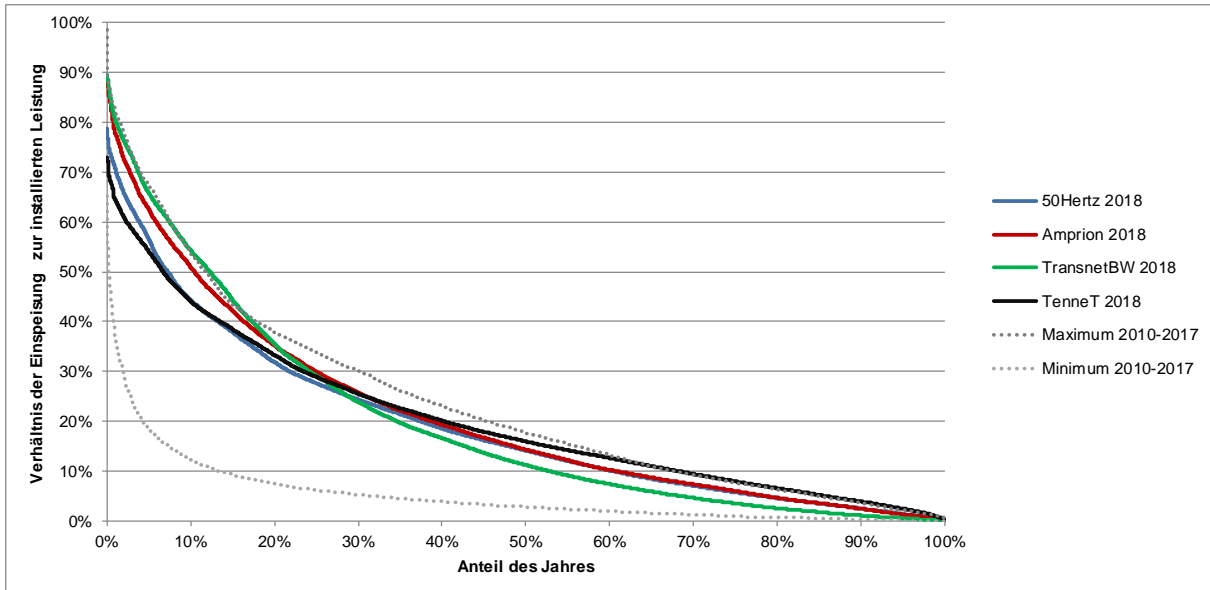


Abbildung 4: Geordnete relative Einspeisung aus Onshore-Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2018

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 dargestellt. Die blauen Punkte kennzeichnen die absolute Häufigkeit, mit der eine relative Einspeisung registriert wurde. Die grüne Kurve 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.

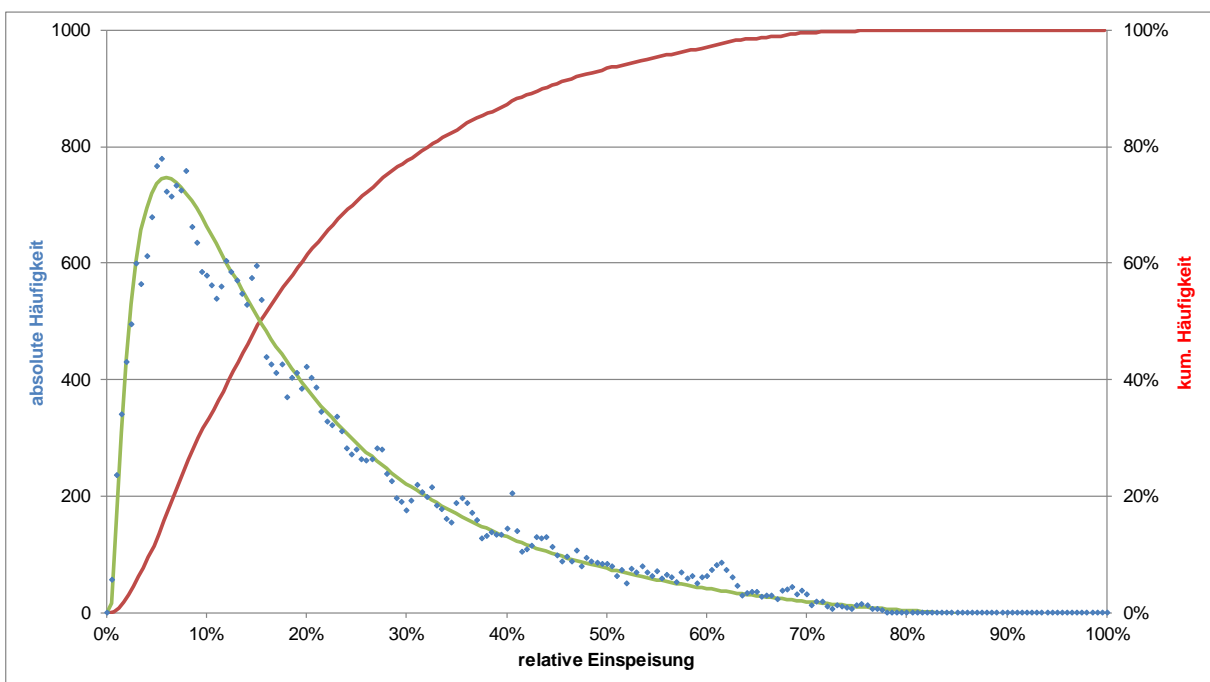


Abbildung 5: (Kumuliertes) Histogramm über die relative Einspeisung aus Onshore-Windkraftanlagen 2018

In Abbildung 6 ist die Auswertung der Offshore-Windeinspeisungen in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT (TTG) aus dem Jahr 2017 und 2018 dargestellt.

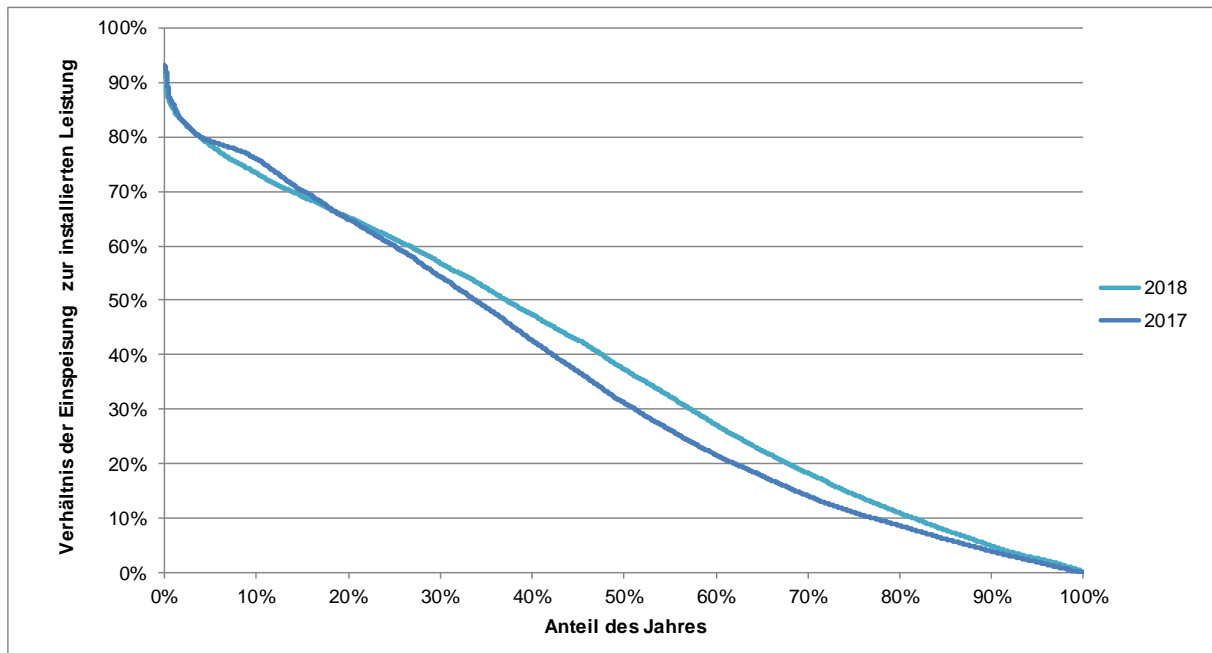


Abbildung 6: Geordnete relative Einspeisung aus Offshore-Windkraftanlagen in den Regelzonen von 50Hertz und TTG im Jahr 2017 und 2018

Daher setzen die ÜNB für die Windeinspeisung eine **Nichtverfügbarkeit von 99 %** an.

Dass das Auftreten einer (kalten) Dunkelflaute nicht unwahrscheinlich und für die Leistungsbilanz relevant ist, zeigen verschiedene Untersuchungen [2].

### 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 28.02.2018 ist die Einspeisung bereits um 19:00 Uhr auf 0 MW gesunken, vgl. Abbildung 7.

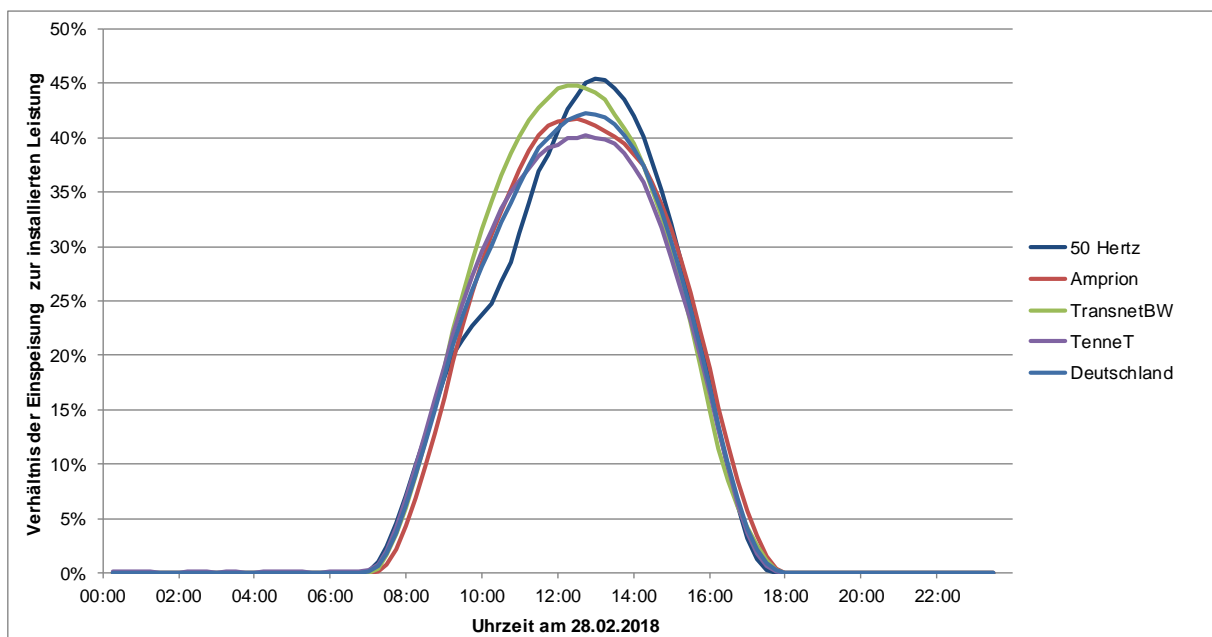


Abbildung 7: Relative Einspeisung aus Photovoltaikanlagen am 28.02.2018

## Laufwasser

Die folgende Abbildung 8 zeigt die Dauerlinie für die Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken in den Jahren 2015 bis 2018. Eine Untersuchung der Dauerlinie in den vier Regelzonen hat ergeben, dass die Einspeisung in 1 % der Zeit unter 28 % der installierten Leistung lag. Daher setzen die ÜNB für Laufwasserkraftwerke eine **Nichtverfügbarkeit von 72 %** an.

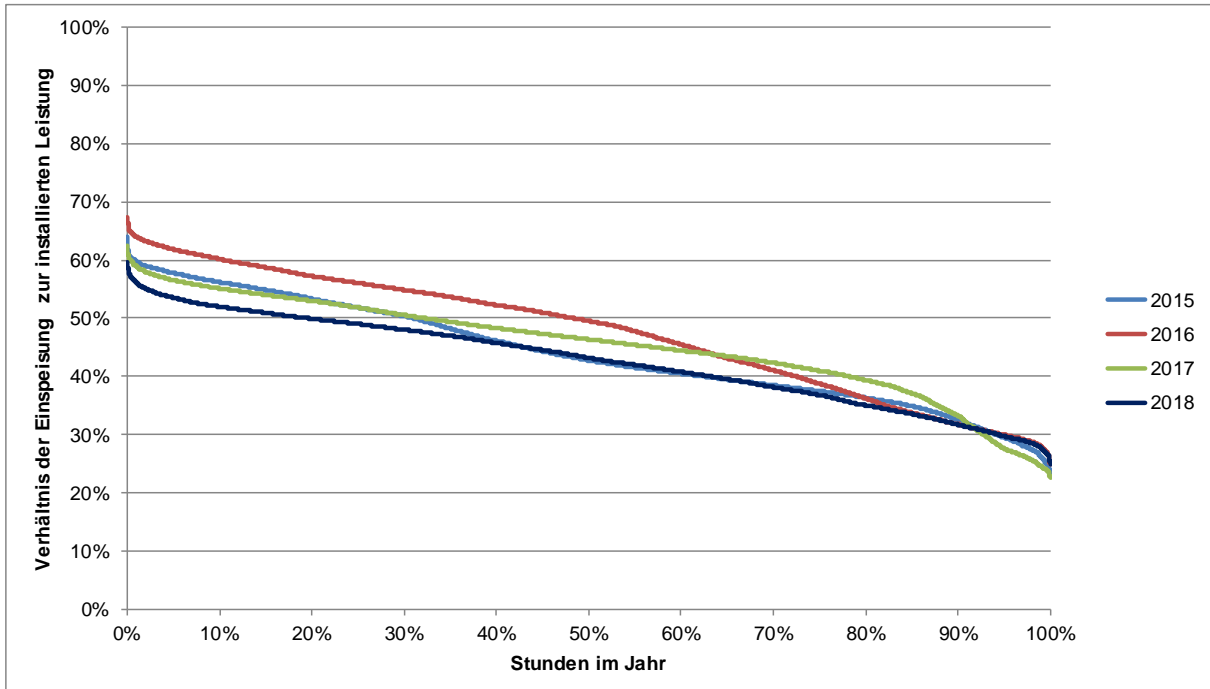


Abbildung 8: Geordnete relative Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in den Jahren 2015-2018

## Pumpspeicher

Für Pumpspeicher 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 allgemeingültigen Statistiken vor. Aufgrund von Veröffentlichungen einzelner Betreiber und auf Basis von Erfahrungswerten halten die deutschen ÜNB eine **Nichtverfügbarkeit von 20 %** für angemessen.

### 3.2.7. Reserve für Systemdienstleistungen

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 Sekundärregel- und Minutenreserveleistung dient verschiedenen Zwecken (u. a. Kraftwerksausfälle, Bilanzungleichgewichte, Lastrauschen, etc.) und wird von den vier deutschen ÜNB nach einem einheitlichen, mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Verfahren durch Faltung der unterschiedlichen Eingangsgrößen dimensioniert. Insofern ist es nicht möglich, den Teil, der für die Kraftwerksausfälle vorgehalten wird, explizit herauszurechnen, weshalb die gesamte Regelleistung abgebildet wird. Diese Leistung 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 ei-



nen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2021 und 2022 Abschätzungen auf Basis der vorherigen Dimensionierungen getroffen.

### 3.2.8. Verfügbare und gesicherte Leistung

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.

### 3.2.9. Last

Die **Last zum betrachteten Zeitpunkt** umfasst sowohl die Bezugsleistung aller an das öffentliche Versorgungsnetz (Übertragungs- und Verteilnetz) angeschlossenen Kunden als auch die in den Versorgungsnetzen entstehenden Netzverluste. 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. Photovoltaikanlagen, 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 Zählwertsaldo 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).

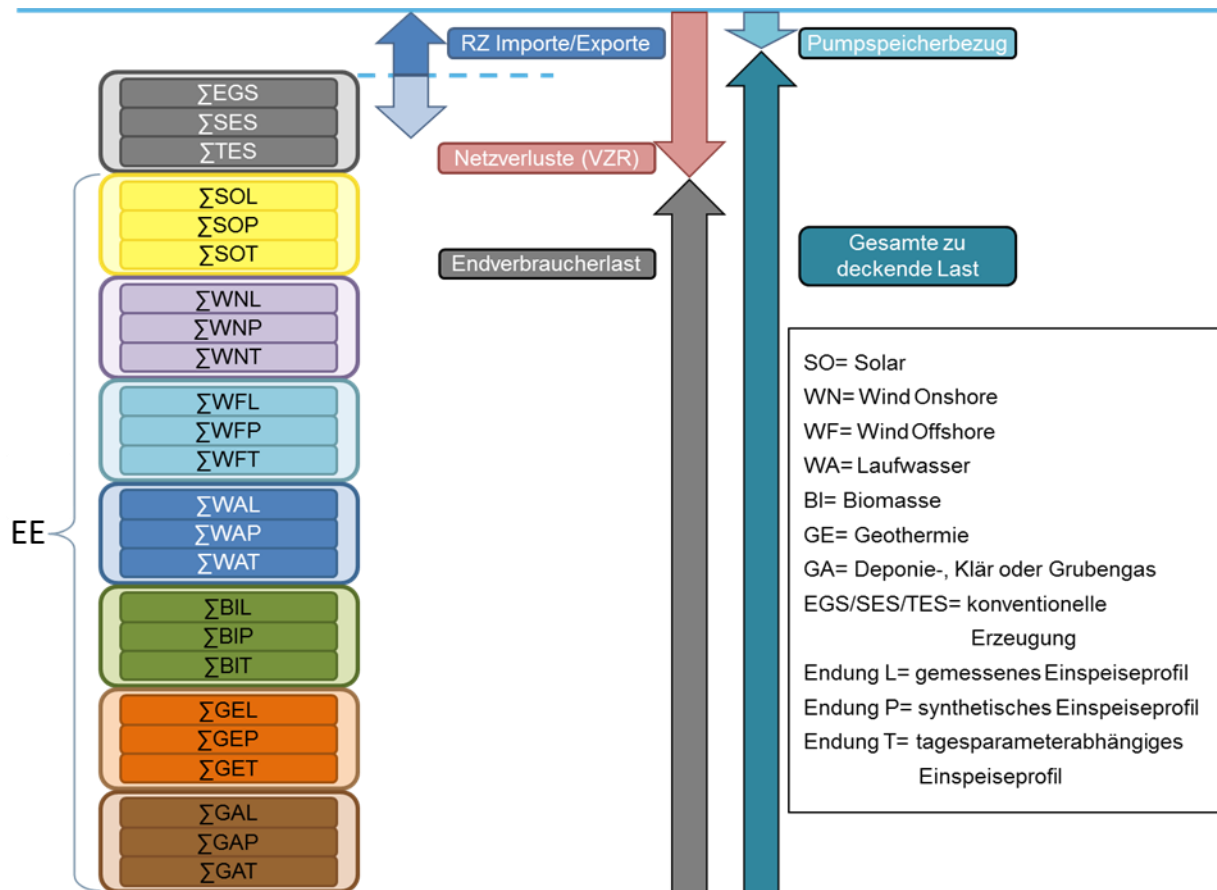


Abbildung 9: Ermittlung der Last in den deutschen Teilen der Regelzonen

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 dieser Definition der Abdeckungsgrad der Betrachtung. Der ermittelte Abdeckungsgrad, der sich für die aktuellen Untersuchungen ergibt, wird in Kapitel 3.3 beschrieben.

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 die Möglichkeit, als Netzbetreiber 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 zur Anwendung. 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**.

### 3.2.10. Verbleibende Leistung

Die **verbleibende Leistung** ist der Wert, der als Bewertungskriterium der Leistungsbilanz verwendet werden kann. Im Falle eines positiven Wertes ist tendenziell eher von einer Situation mit Sicherheitsreserven auszugehen. Ist der Wert negativ, zeigt dies eine Abhängigkeit von Importen.

Zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht seit Juli 2013 die Möglichkeit, dem Markt nicht zur Verfügung stehenden Stromerzeugungsanlagen im Inland sowie von Kraftwerksleistung im Ausland durch die ÜNB (Netzreserve) zu kontrahieren. 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 hierzu folgen in Abschnitt 3.2.12.

### 3.2.11. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes

Wie zuvor beschrieben, liegt der Fokus der Analysen des vorliegenden Berichts ausschließlich auf Deutschland. Dennoch sind einige im Ausland stehende Kraftwerkskapazitäten für die nationale Leistungsbilanz zu berücksichtigen.

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 dieser im Ausland befindlichen Erzeugungsanlagen 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. Derzeit sind keine Netzreservekraftwerke im Ausland kontrahiert.

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 tabellarisch nicht dargestellt.

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

### 3.2.12. Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve

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

Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 ist von den deutschen ÜNB gemäß § 13e EnWG in Verbindung mit der Kapazitätsreserveverordnung die Kapazitätsreserve aufzubauen. Diese Kapazitätsreserve in Höhe von 2 GW wird außerhalb der Strommärkte für den Fall vorgehalten, dass Angebot und Nachfrage an den Strommärkten nicht ausgeglichen sind und es in Folge dessen zu Leistungsbilanzdefiziten im Elektrizitätsversorgungssystem kommt. Die finalen Ausschreibungsergebnisse für den ersten Erbringungszeitraum vom 01.10.2020 bis zum 30.09.2022 liegen zum Zeitpunkt der Erstellung des Leistungsbilanzberichtes noch nicht vor, weshalb die Kapazitätsreserve nicht berücksichtigt werden konnte.

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 Kraftwerknettleistung 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. Tabelle 2 beinhaltet eine Auflistung der Braunkohlekraftwerksblöcke, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden bzw. zukünftig überführt werden, sowie deren Eintritts- und endgültiges Stilllegungsdatum.

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

| Name Kraftwerksblock | Netto-Nennleistung | 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         |
| <b>Gesamt</b>        | <b>2.730 MW</b>    |                       |                   |

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 ÜNB und die BNetzA bestimmen in jährlichen Systemanalysen den Bedarf an Reservekraftwerken für die Netzreservefunktion in den kommenden Jahren. Die Zahlen der Netzreserve bis 2022, die im diesjährigen Leistungsbilanzbericht 2019 angenommen wurden, stammen aus den Systemanalysen der vergangenen Jahre. Folgender Bedarf wurde hierbei ermittelt:

**Tabelle 3: Festgestellter Bedarf an Netzreserveleistung auf Basis der Systemanalysen [4]**

| Jahr   | 2017/2018  | 2018/2019  | 2019/2020  | 2020/2021  | 2022/2023  |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
| Festgestellter Bedarf an Netzreserveleistung | 10.400 MW  | 6.600 MW   | 5.126 MW   | 6.600 MW   | 10.647 MW  |
| Zeitpunkt der Bedarfsermittlung              | 28.04.2017 | 27.04.2018 | 30.04.2019 | 27.04.2018 | 30.04.2019 |

Die tatsächliche Summe an kontrahierten Kraftwerken weicht dabei in Abhängigkeit der netztechnischen Wirkung zu dem ausgewiesenen Bedarf ab. Zusätzlich übersteigt die tat-

sächlich kontrahierte Netzreserveleistung deutscher Kraftwerke im Winter 2019/2020 den festgestellten Bedarf. Da in den darauffolgenden Jahren der Bedarf an Netzreservekraftwerken wieder ansteigt und ein Entlassen der Kraftwerke aus der Netzreserve eine endgültige Stilllegung zur Folge hat, wurde auf eine Reduzierung der kontrahierten Netzreserve im Winter 2019/2020 verzichtet.

Zum 01.10.2018 wurde an der deutsch-österreichischen Grenze ein Engpassmanagement eingeführt. Ab diesem Stichtag ist von APG (Austrian Power Grid) ein zusätzliches, gesichertes Redispatchpotential von 1 GW und ab 01.10.2019 von 1,5 GW vorzuhalten.

### 3.2.13. Verfügbare Austauschkapazitäten

Um einen möglichen Beitrag des Auslandes darzustellen, werden in folgender Tabelle die Importkapazitäten Deutschlands aus den Nachbarländern aufgeführt. Die Werte sind den Systemanalysen 2020 der ÜNB [4] für den Winter 2020/21 entnommen und werden für alle Zieljahre angesetzt. Die Erzeugungskapazitäten im Ausland werden mit Ausnahme der in Abschnitt 3.2.11 definierten Kraftwerke nicht betrachtet. Eine Aussage, zu welchem Grad diese Importkapazitäten ausgeschöpft werden können, ist daher auch nicht Gegenstand des Berichts.

**Tabelle 4: Importkapazitäten Deutschlands im Winter 2020/2021 aus den Nachbarländern in GW (Quelle: aktuelle Systemanalyse der ÜNB)**

| Simultane Importkapazitäten (NTC) | Leistung in GW |
|-----------------------------------|----------------|
| AT                                | 4,9            |
| CH                                | 4,0            |
| CZ                                | 2,8            |
| DKE <sup>2</sup>                  | 0,6            |
| DKW <sup>3</sup>                  | 1,4            |
| FR                                | 1,8            |
| NL                                | 2,0            |
| PL                                | 0,4            |
| SE                                | 0,6            |
| <b>Summe<sup>4</sup></b>          | <b>18,5</b>    |

An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, 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.

<sup>2</sup> Dänemark Ost

<sup>3</sup> Dänemark West

<sup>4</sup> Luxemburg wird der Regelzone Amprion zugeordnet und die Grenze daher nicht mit einem NTC versehen

### 3.3. Grenzen der Betrachtung

Bei der Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit sind immer Vereinfachungen und Annahmen zu treffen. Diese haben zur Folge, dass die Untersuchung der Leistungsbilanz mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet ist. Daher sind der Aussagekraft der im vorliegenden Bericht vorgestellten Ergebnisse Grenzen gesetzt.

Dies liegt zunächst daran, dass den vier ÜNB derzeit nicht sämtliche Einspeisedaten aus den unterlagerten Spannungsebenen vorliegen. Auf Basis der für 2018 vorliegenden Daten kann ein großer Teil, jedoch nicht die vollständige tatsächliche Erzeugung abgebildet werden. Das bedeutet, dass auch nur der dieser Erzeugung entsprechende Teil der installierten Leistung in der Leistungsbilanz berücksichtigt werden kann. Da die Erzeugung, bereinigt um Im- und Exporte, immer der zeitgleichen Last entspricht, kann diese nur angenähert festgestellt werden. Hieraus 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 Energieträgern, fehlende Daten von Kraftwerksbetreibern). Außerdem liegen Einspeisedaten in unterschiedlicher Qualität vor (Zählwerte, Messwerte, Hochrechnungen, usw.). Unberücksichtigt bleibt ein eventueller Zubau von KWK-Anlagen < 10 MW. 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. Die in der Systemanalyse angesetzte Last hat das Ziel die gesamte deutsche Stromnachfrage abzuschätzen. Im Gegensatz dazu wird in dem vorliegenden Bericht die Endverbraucherlast der Bahn nicht berücksichtigt. Daher liegt die in diesem Bericht ermittelte Jahreshöchstlast ca. 5 GW unterhalb der in der Systemanalyse angewandten Last.

Wie bereits in den Kapiteln 3.2.4 und 3.2.5 angeführt, sind auch bei der Berechnung der Nichtverfügbarkeiten Annahmen und Abschätzungen nötig, die zu Unsicherheiten führen. Diese Aspekte führen dazu, dass das Ergebnis für die verbleibende Leistung mit gewissen Fehlern und Unsicherheiten behaftet ist. Daher sind im realen Betrieb Abweichungen von den prognostizierten Werten anzunehmen.

Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass im vorliegenden Bericht nur bei dem wahrscheinlichkeitsbasierten Charakter von Kraftwerksverfügbarkeiten und EE-Einspeisung probabilistische Betrachtungen durchgeführt wurden. Die Untersuchung der Gesamteintrittswahrscheinlichkeit der angenommenen Situation – kalte Dunkelflaute mit gleichzeitig hohen Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke – ist nicht Gegenstand dieses Berichtes. Es lässt sich aus der in diesem Bericht ausgewiesenen verbleibenden Leistung keine Aussage über das absolute Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland ableiten, da bei dieser rein nationalen Betrachtung die Möglichkeit von Importen aus dem Ausland nur rudimentär betrachtet wird und auch die Eintrittswahrscheinlichkeit der Situation nicht bekannt ist. Derzeit wird sowohl in Deutschland (Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWi)<sup>5</sup> [10]) wie auch auf europäischer Ebene (Mid-term Adequacy Forecast der ENTSO-E [11], sowie im Rahmen des Generation Adequacy Assessment des Pentalateral Energy Forum [12]) 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. Im Rahmen der europäischen Versorgungssicherheitsberichte ist das BMWi gemäß den Anforderungen des Clean Energy Packages gefordert, ein volkswirtschaftlich sinnvolles Versorgungssicherheitsniveau für Deutschland festzulegen, woraus sich z. B. eine vorzuhaltende Kraftwerksreserve ableiten lässt. Angesichts der Beschränkungen der

---

<sup>5</sup> Vgl. § 63 EnWG

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. Engpässe im Übertragungsnetz innerhalb von Deutschland, die sich aus einer Übertragung der Leistung hin zu den Orten des Bedarfs ergeben, werden 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. Entwicklung der relevanten Eingangsgrößen nach Regelzonen

In diesem Kapitel wird 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

Die bei 50Hertz im betrachteten Zeitraum installierte Erzeugungsleistung aus fossilen Brennstoffen beträgt ca 18 GW. Geringe Schwankungen zwischen den Jahren ergeben sich hauptsächlich durch den Zubau sowie die Stilllegung von Gaskraftwerken. Zudem gingen in den Jahren 2018/2019 zwei mineralölbefeuerte Kraftwerksblöcke (180 MW) und ein Block eines Steinkohlekraftwerks (90 MW) außer Betrieb.

Bei Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird ein kontinuierlicher moderater Ausbau über die Betrachtungsjahre prognostiziert. Die installierte Leistung an Offshore-Windkraftanlagen erhöht sich voraussichtlich im Jahre 2021 durch neue Windparks um 500 MW.

In Sicherheitsbereitschaft befinden sich seit Oktober 2018 Block F und seit Oktober 2019 Block E des Braunkohlekraftwerks Jänschwalde. Die Blöcke verfügen über eine Netto-Engpassleistung von je 465 MW. Eine endgültige Stilllegung erfolgt zum 30. September 2022 bzw. 2023 und liegt damit außerhalb des hier betrachteten Zeitraums.

In der 50Hertz Regelzone stehen darüber hinaus Lastminderungspotentiale zur Verfügung. Hier sind aktuell abschaltbare Lasten mit einem Leistungsumfang von 229 MW präqualifiziert.

### 4.2. Regelzone Amprion

Die Prognose der installierten Leistung von erneuerbaren Energien zeigt einen moderaten Anstieg, der sich insbesondere in den Zahlen der Windkraftanlagen und der Photovoltaikanlagen widerspiegelt.

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.

Auf Grundlage des aktuellen Strommarktgesetzes wurde ab dem Jahr 2017 ein Teil der Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Für den Betrachtungszeitpunkt Februar 2018 beträgt die Sicherheitsbereitschaft in der Amprion-Regelzone 562 MW. Am 1.10.2018 sind die beiden Blöcke Niederaußem E und F in die Sicherheitsbereitschaft übergegangen und am 1.10.2019 ist der Block Neurath C in die Reserve überführt worden. Dadurch beträgt die Sicherheitsbereitschaft in der Regelzone von Amprion ab diesem Zeitpunkt 1.446 MW. Zum 30.9.2021 werden die Blöcke Frimmersdorf P und Q endgültig stillgelegt, sodass die Sicherheitsbereitschaft in der Regelzone von Amprion im Januar 2022 884 MW beträgt.

In der Amprion-Regelzone stehen zudem Lastminderungspotentiale zur Verfügung. Hier waren zum Stichtzeitpunkt im Dezember 2019 abschaltbare Lasten mit einer Leistung von 1.016 MW präqualifiziert.

Für den betrachteten Zeitraum von 2018 bis 2022 sind in Szenario 2 (mit Kohleausstieg) gemäß Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vom 29.1.2020 [1] ausschließlich Stilllegungen von Braunkohle-Kraftwerksblöcken innerhalb der Regelzone Amprion zu berücksichtigen. Die geplanten Stilllegungen der einzelnen Kraftwerksblöcke und die zugehörigen Stilllegungs-



daten sind in Tabelle 5 aufgeführt. Für die Ergebnisse des vorliegenden Berichts sind ausschließlich die Stilllegungen bis Januar 2022 relevant.

**Tabelle 5: Auflistung der geplanten Stilllegungen von Braunkohle-Kraftwerken von 2020 bis 2022 [1]**

| Betreiber | Blockname                         | Revier    | Inbetriebnahmejahr | MW-Blockklasse | Stilllegungsdatum |
|-----------|-----------------------------------|-----------|--------------------|----------------|-------------------|
| RWE       | Niederaußem D                     | Rheinland | 1959-1976          | 297 MW         | 31.12.2020        |
| RWE       | Niederaußem C                     | Rheinland |                    | 295 MW         | 31.12.2021        |
| RWE       | Neurath B                         | Rheinland |                    | 294 MW         | 31.12.2021        |
| RWE       | Weisweiler E oder F               | Rheinland |                    | 321 MW         | 31.12.2021        |
| RWE       | Neurath A                         | Rheinland |                    | 294 MW         | 01.04.2022        |
| RWE       | Frechen/Wachtberg (Brikettierung) | Rheinland |                    | 120 MW         | 31.12.2022        |
| RWE       | Neurath D                         | Rheinland |                    | 607 MW         | 31.12.2022        |
| RWE       | Neurath E                         | Rheinland |                    | 604 MW         | 31.12.2022        |

### 4.3. Regelzone TransnetBW

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von 2018 bis 2022 ist geprägt durch den Zubau erneuerbarer Energien (ohne Wasser) von 7,7 GW auf auf knapp 10 GW und dem Rückbau konventioneller Anlagen. Der stärkste Zuwachs wird für Photovoltaikanlagen prognostiziert. Zum 31.12.2019 wurde im Rahmen des Kernenergieausstiegs ein weiterer Block - der Block 2 des KKW Philippsburg - stillgelegt.

Im Winter 2019/20 befinden sich innerhalb der TransnetBW-Regelzone Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 1,7 GW in der Netzreserve. Dazu gehören die Kraftwerke Heilbronn Block 5 und 6, Marbach GT 2 und 3, Walheim Block 1 und 2, Altbach HKW 1 sowie das Rheinhafen Dampfkraftwerk Block 4 DT und GT. Die ausländische Netzreserve der Vergangenheit wurde im aktuellen Winter nicht wieder kontrahiert. In der Regelzone der TransnetBW befinden sich keine Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft.

Es gibt bisher keine präqualifizierten abschaltbaren Lasten.

Die Anlagen der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke (VIW, Netto-Engpassleistung 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. Eine Last im österreichischen Teil der Regelzone ist durch TransnetBW nicht zu versorgen.

### 4.4. Regelzone TenneT

In den Betrachtungsbereich des vorliegenden Berichts fällt die Abschaltung der Kernkraftwerke Brokdorf und Grohnde bis spätestens 31.12.2021, die sich in einer entsprechenden Reduktion der angenommenen installierten Leistung am Betrachtungszeitpunkt in Kalenderwoche 3 2022 zeigt. Bis spätestens Ende 2022 wird im Rahmen des Atomausstiegs mit Isar 2 dann das letzte Kernkraftwerk in der Regelzone TenneT abgeschaltet. Im Bereich der er-

neuerbaren Energien wird ein moderater Anstieg der installierten Leistung, insbesondere im Bereich Solar, prognostiziert.

Im Winter 2019/20 befinden sich innerhalb der TTG-Regelzone Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 3,0 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 3.2.12 beschriebenen Reservekraftwerken, die in der Leistungsbilanz enthalten sind, waren im Februar 2018 weitere 2,9 GW Reserve in Österreich unter Vertrag. 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 sind in der TTG-Regelzone aktuell in Summe 225 MW präqualifiziert.

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 existente weitere Istwertaufschaltungen von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken wurden gemäß Abstimmungen zwischen den involvierten ÜNB (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.

## 5. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem

Im Folgenden bezieht sich die Formulierung „verbleibende Leistung“ auf die Nettoengpassleistung inklusive Reservekraftwerke ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland. Dies entspricht Zeile 18b der Ergebnistabellen im Anhang. Auch Angaben zur Kraftwerksleistung beziehen sich hier zur besseren Vergleichbarkeit auf die Netto-Engpassleistung.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2018, dem 28. Februar, lag die verbleibende Leistung mit 38,5 GW im positiven Bereich (vgl. Anhang A.5). Vergleichend hierzu wurde in der Rückschau auf Basis der „Referenztagmethodik“ eine verbleibende Leistung von 0,3 GW unter der Berücksichtigung von Reservekraftwerken ermittelt. Die Abweichungen ergeben sich vor allem durch die deutlich höhere Einspeisung aus Windkraftanlagen zum Betrachtungszeitpunkt.

Die Untersuchung von **Szenario 1** (ohne Kohleausstieg) liefert folgendes Ergebnis (vgl. Anhang A.5): Die **verbleibende Leistung** mit Berücksichtigung der Reservekraftwerke ist im Winter 2019/20 positiv (1,8 GW im Dezember 2019 und 2,9 GW im Januar 2020), bleibt dann zunächst konstant (2,9 GW im Januar 2021) und ist im Januar 2022 negativ (-1,5 GW). Für die Schwankung im Winter 2019/20 sind mehrere Faktoren verantwortlich: Änderungen sowohl im Kraftwerkspark als auch bei den Revisionen und der Sicherheitsbereitschaft. Die deutliche Verringerung im Januar 2022 ist in der Stilllegung von 4,1 GW an Kernkraftwerksleistung begründet.

Die **verbleibende Leistung** in **Szenario 2** (mit Kohleausstieg) weicht von obigem Verlauf erstmals in 2021 ab (vgl. Anhang A.6): Sie beträgt 2,6 GW statt 2,9 GW in Szenario 1. Der Grund dafür ist, dass gemäß dem Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vom 29.1.2020 für Braunkohle [1] zum 31.12.2020 ein Braunkohle-Kraftwerksblock von ca. 0,3 GW außer Betrieb geht. In 2022 sinkt die verbleibende Leistung auf -7,2 GW gegenüber -1,5 GW in Szenario 1. Zusätzlich zu den 4,1 GW Kernkraftwerksleistung gehen in Szenario 2 zum Ende 2021 weitere 0,9 GW Braun- und ca. 5,3 GW Steinkohleleistung vom Netz.

Deutschland könnte ab dem Jahr 2022 in den betrachteten, kritischen Situationen unter den getroffenen Annahmen auf Importe aus dem Ausland angewiesen sein. Der hier aufgezeigte Importbedarf von maximal 7,2 GW liegt deutlich unterhalb der übertragbaren Kapazität von 18,5 GW.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz wird auf die Ausführungen in Kapitel 3.3 verwiesen. Nicht Bestandteil des vorliegenden Berichts ist eine Analyse der Eintrittswahrscheinlichkeiten, um eine statistische Aussage zum Versorgungssicherheitsniveau treffen zu können. Außerdem wird die Transportkapazität des Übertragungsnetzes sowie der ausländische Versorgungsbeitrag nicht untersucht.

## Literaturverzeichnis

- [1] „Gesetzentwurf Kohleausstieg,“ [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8).
- [2] „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](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf).
- [3] „Abschlussbericht der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB),“ [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile). [Zugriff am 17 Januar 2020].
- [4] „BNetzA Netzreserve,“ [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html).
- [5] „BNetzA Kraftwerksliste,“ [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html).
- [6] „Netztransparenz,“ [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen>.
- [7] „VGB e.V.,“ [Online]. Available: <https://www.vgb.org/en/>.
- [8] „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](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- [9] „BMWi: Abschaltbare-Lasten-Verordnung,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/ablav.html>.
- [10] „Monitoring der Versorgungssicherheit des BMWi,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.html>.
- [11] „ENTSO-E MAF,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>.
- [12] „PLEF,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.html>.
- [13] „ENTSO-E Seasonal Outlooks,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.

## Glossar

|         |   |
|---------|---|
| AbLaV   | Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten            |
| APG     | Austrian Power Grid   |
| BMWi    | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie                      |
| BNetzA  | Bundesnetzagentur   |
| EE      | erneuerbare Energien  |
| EEG     | Erneuerbare-Energien-Gesetz                                       |
| EGS     | Einspeisegangsumme  |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| EnWG    | Energiewirtschaftsgesetz  |
| GW      | Gigawatt  |
| HKW     | Heizkraftwerk   |
| KKW     | Kernkraftwerk   |
| kV      | Kilovolt  |
| KW      | Kraftwerk oder Kalenderwoche                                      |
| KWEP    | Kraftwerkseinsatzplanungsdaten                                    |
| KWK     | Kraft-Wärme-Kopplung  |
| MaBiS   | Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom  |
| MW      | Megawatt  |
| NTC     | Net Transfer Capacity   |
| SES     | Standardeinspeiseprofilsummen                                     |
| TES     | tagesparameterabhängiges Einspeiseprofil                          |
| TTG     | TenneT TSO GmbH   |
| ÜNB     | Übertragungsnetzbetreiber   |
| VNB     | Verteilnetzbetreiber  |
| KWSB    | Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung         |

## A. Anhang

### A.1. Datenblatt 50Hertz Transmission für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg)

| Bericht zur Leistungsbilanz |  | Zusammenfassung für 50Hertz |             |             |             |             |             |
|-----------------------------|--|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                             |  | 2018                        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        |
|                             |  | Jahreshöchstlast in DE      | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag |
| Zeitpunkt (CET)             |  | 28.02.2018                  | 28.02.2018  | KW 51       | KW 3        | KW 3        | KW 3        |
|                             |  | 19:00 Uhr                   | 19:00 Uhr   | abends      | abends      | abends      | abends      |
| Zeile                       | TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern |                             |             |             |             |             |             |
| 1                           | <b>Kernenergie</b>   | 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                           | <b>Fossile Brennstoffe</b>   | 18,7 GW                     | 18,7 GW     | 18,2 GW     | 18,1 GW     | 18,3 GW     | 18,3 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   | 3,1 GW                      | 3,1 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      |
| 2c                          | davon Gas  | 4,6 GW                      | 4,6 GW      | 4,4 GW      | 4,2 GW      | 4,4 GW      | 4,4 GW      |
| 2d                          | davon Öl   | 1,0 GW                      | 1,0 GW      | 0,8 GW      | 0,8 GW      | 0,8 GW      | 0,8 GW      |
| 2e                          | davon gemischte Brennstoffe  | 0,3 GW                      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      |
| 3                           | <b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>                      | 30,3 GW                     | 30,3 GW     | 33,2 GW     | 33,2 GW     | 34,9 GW     | 36,8 GW     |
| 3a                          | davon onshore Wind   | 17,9 GW                     | 17,9 GW     | 18,7 GW     | 18,7 GW     | 19,5 GW     | 20,0 GW     |
| 3b                          | davon offshore Wind  | 0,6 GW                      | 0,6 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,6 GW      |
| 3c                          | davon Photovoltaik   | 10,0 GW                     | 10,0 GW     | 11,5 GW     | 11,5 GW     | 12,3 GW     | 13,2 GW     |
| 3d                          | davon Biomasse / Biogas  | 1,9 GW                      | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 2,0 GW      | 1,9 GW      |
| 3e                          | davon sonstige Erneuerbare Energiequellen                            | 0,0 GW                      | 0,0 GW      | 0,1 GW      | 0,1 GW      | 0,1 GW      | 0,1 GW      |
| 4                           | <b>Wasser</b>  | 3,0 GW                      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      |
| 4a                          | davon Laufwasser   | 0,2 GW                      | 0,2 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                           | <b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>                     | 0,0 GW                      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 6                           | <b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>                 | 52,1 GW                     | 52,1 GW     | 54,4 GW     | 54,3 GW     | 56,2 GW     | 58,0 GW     |
| 7                           | Revisionen   | 2,1 GW                      | 2,1 GW      | 1,1 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      |
| 8                           | <b>Netzreservekraftwerke DE</b>                                      | 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                           | <b>Sicherheitsbereitschaft</b>                                       | 0,0 GW                      | 0,0 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      |
|                             | davon Braunkohle   | 0,0 GW                      | 0,0 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      | 0,9 GW      |

### A.2. Datenblatt Amprion für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg)

| Bericht zur Leistungsbilanz |  | Zusammenfassung für Amprion |             |             |             |             |             |
|-----------------------------|--|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                             |  | 2018                        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        |
|                             |  | Jahreshöchstlast in DE      | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag |
| Zeitpunkt (CET)             |  | 28.02.2018                  | 28.02.2018  | KW 51       | KW 3        | KW 3        | KW 3        |
|                             |  | 19:00 Uhr                   | 19:00 Uhr   | abends      | abends      | abends      | abends      |
| Zeile                       | TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern |                             |             |             |             |             |             |
| 1                           | <b>Kernenergie</b>   | 2,6 GW                      | 2,6 GW      | 2,6 GW      | 2,6 GW      | 2,6 GW      | 1,3 GW      |
|                             | davon Druckwasserreaktor   | 1,3 GW                      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      |
|                             | davon Siedewasserreaktor   | 1,3 GW                      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 0,0 GW      |
| 2                           | <b>Fossile Brennstoffe</b>   | 35,6 GW                     | 35,6 GW     | 33,7 GW     | 34,7 GW     | 34,8 GW     | 34,2 GW     |
| 2a                          | davon Braunkohle   | 10,1 GW                     | 10,1 GW     | 10,1 GW     | 10,1 GW     | 10,1 GW     | 9,6 GW      |
| 2b                          | davon Steinkohle   | 9,1 GW                      | 9,1 GW      | 7,6 GW      | 8,5 GW      | 8,5 GW      | 8,5 GW      |
| 2c                          | davon Gas  | 13,7 GW                     | 13,7 GW     | 13,3 GW     | 13,4 GW     | 13,4 GW     | 13,4 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  | 2,3 GW                      | 2,3 GW      | 2,2 GW      | 2,2 GW      | 2,2 GW      | 2,2 GW      |
| 3                           | <b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>                      | 21,2 GW                     | 21,2 GW     | 23,9 GW     | 23,9 GW     | 25,3 GW     | 26,3 GW     |
| 3a                          | davon onshore Wind   | 9,5 GW                      | 9,5 GW      | 11,1 GW     | 11,1 GW     | 11,6 GW     | 11,9 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   | 10,0 GW                     | 10,0 GW     | 11,1 GW     | 11,1 GW     | 11,9 GW     | 12,8 GW     |
| 3d                          | davon Biomasse / Biogas  | 1,4 GW                      | 1,4 GW      | 1,5 GW      | 1,5 GW      | 1,5 GW      | 1,5 GW      |
| 3e                          | davon sonstige Erneuerbare Energiequellen                            | 0,3 GW                      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,2 GW      |
| 4                           | <b>Wasser</b>  | 3,0 GW                      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      |
| 4a                          | davon Laufwasser   | 1,0 GW                      | 1,0 GW      | 1,0 GW      | 1,0 GW      | 1,0 GW      | 1,0 GW      |
| 4b                          | davon Speicher und Pumpspeicher                                      | 2,0 GW                      | 2,0 GW      | 2,0 GW      | 2,0 GW      | 2,0 GW      | 2,0 GW      |
| 5                           | <b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>                     | 0,0 GW                      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 6                           | <b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>                 | 62,4 GW                     | 62,4 GW     | 63,2 GW     | 64,3 GW     | 65,6 GW     | 64,8 GW     |
| 7                           | Revisionen   | 2,3 GW                      | 2,3 GW      | 1,4 GW      | 0,5 GW      | 0,5 GW      | 0,5 GW      |
| 8                           | <b>Netzreservekraftwerke DE</b>                                      | 1,8 GW                      | 1,8 GW      | 1,8 GW      | 1,8 GW      | 1,8 GW      | 1,8 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      | 1,4 GW      |
|                             | davon Gas  | 0,4 GW                      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      |
|                             | davon Mineralöl  | 0,0 GW                      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 9                           | <b>Sicherheitsbereitschaft</b>                                       | 0,6 GW                      | 0,6 GW      | 1,4 GW      | 1,4 GW      | 1,4 GW      | 0,9 GW      |
|                             | davon Braunkohle   | 0,6 GW                      | 0,6 GW      | 1,4 GW      | 1,4 GW      | 1,4 GW      | 0,9 GW      |

### A.3. Datenblatt TransnetBW für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg)

| Bericht zur Leistungsbilanz |  | Zusammenfassung für TransnetBW |             |             |             |             |             |
|-----------------------------|--|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                             |  | 2018                           | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        |
|                             |  | Jahreshöchstlast in DE         | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag |
|                             |  | 28.02.2018                     | 28.02.2018  | KW 51       | KW 3        | KW 3        | KW 3        |
| Zeitpunkt (CET)             |  | 19:00 Uhr                      | 19:00 Uhr   | abends      | abends      | abends      | abends      |
| Zeile                       | TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern |                                |             |             |             |             |             |
| 1                           | <b>Kernenergie</b>   | 2,7 GW                         | 2,7 GW      | 2,7 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      | 1,3 GW      |
|                             | davon Druckwasserreaktor   | 2,7 GW                         | 2,7 GW      | 2,7 GW      | 1,3 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                           | <b>Fossile Brennstoffe</b>   | 7,2 GW                         | 7,2 GW      | 7,2 GW      | 7,2 GW      | 7,2 GW      | 7,2 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   | 5,0 GW                         | 5,0 GW      | 5,0 GW      | 5,0 GW      | 5,0 GW      | 5,0 GW      |
| 2c                          | davon Gas  | 1,1 GW                         | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      |
| 2d                          | davon Öl   | 0,7 GW                         | 0,7 GW      | 0,7 GW      | 0,7 GW      | 0,7 GW      | 0,7 GW      |
| 2e                          | davon gemischte Brennstoffe  | 0,3 GW                         | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      |
| 3                           | <b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>                      | 7,7 GW                         | 7,7 GW      | 8,8 GW      | 8,8 GW      | 9,4 GW      | 9,9 GW      |
| 3a                          | davon onshore Wind   | 1,4 GW                         | 1,4 GW      | 1,6 GW      | 1,6 GW      | 1,7 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      | 6,4 GW      | 6,4 GW      | 6,9 GW      | 7,4 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                           | <b>Wasser</b>  | 4,4 GW                         | 4,4 GW      | 4,6 GW      | 4,5 GW      | 4,5 GW      | 4,5 GW      |
| 4a                          | davon Laufwasser   | 0,7 GW                         | 0,7 GW      | 0,8 GW      | 0,8 GW      | 0,8 GW      | 0,9 GW      |
| 4b                          | davon Speicher und Pumpspeicher                                      | 3,7 GW                         | 3,7 GW      | 3,7 GW      | 3,7 GW      | 3,7 GW      | 3,7 GW      |
| 5                           | <b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>                     | 0,0 GW                         | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 6                           | <b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>                 | 22,1 GW                        | 22,1 GW     | 23,3 GW     | 21,8 GW     | 22,4 GW     | 22,9 GW     |
| 7                           | <b>Revisionen</b>  | 0,5 GW                         | 0,5 GW      | 0,7 GW      | 0,7 GW      | 0,7 GW      | 0,7 GW      |
| 8                           | <b>Netzreservekraftwerke DE</b>                                      | 1,7 GW                         | 1,7 GW      | 1,7 GW      | 1,7 GW      | 1,7 GW      | 1,7 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      | 0,9 GW      |
|                             | davon Gas  | 0,3 GW                         | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      | 0,3 GW      |
|                             | davon Mineralöl  | 0,4 GW                         | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      |
| 9                           | <b>Sicherheitsbereitschaft</b>                                       | 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 für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg)

| Bericht zur Leistungsbilanz |  | Zusammenfassung für TenneT |             |             |             |             |             |
|-----------------------------|--|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                             |  | 2018                       | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        |
|                             |  | Jahreshöchstlast in DE     | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag | Referenztag |
|                             |  | 28.02.2018                 | 28.02.2018  | KW 51       | KW 3        | KW 3        | KW 3        |
| Zeitpunkt (CET)             |  | 19:00 Uhr                  | 19:00 Uhr   | abends      | abends      | abends      | abends      |
| Zeile                       | TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern |                            |             |             |             |             |             |
| 1                           | <b>Kernenergie</b>   | 4,2 GW                     | 4,2 GW      | 4,2 GW      | 4,2 GW      | 4,2 GW      | 1,4 GW      |
|                             | davon Druckwasserreaktor   | 4,2 GW                     | 4,2 GW      | 4,2 GW      | 4,2 GW      | 4,2 GW      | 1,4 GW      |
|                             | davon Siedewasserreaktor   | 0,0 GW                     | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 2                           | <b>Fossile Brennstoffe</b>   | 17,4 GW                    | 17,4 GW     | 17,3 GW     | 17,4 GW     | 17,1 GW     | 17,2 GW     |
| 2a                          | davon Braunkohle   | 0,4 GW                     | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 2b                          | davon Steinkohle   | 6,1 GW                     | 6,1 GW      | 5,8 GW      | 5,8 GW      | 5,8 GW      | 5,8 GW      |
| 2c                          | davon Gas  | 8,0 GW                     | 8,0 GW      | 8,2 GW      | 8,3 GW      | 8,3 GW      | 8,4 GW      |
| 2d                          | davon Öl   | 1,7 GW                     | 1,7 GW      | 1,7 GW      | 1,7 GW      | 1,7 GW      | 1,7 GW      |
| 2e                          | davon gemischte Brennstoffe  | 1,2 GW                     | 1,2 GW      | 1,2 GW      | 1,2 GW      | 1,2 GW      | 1,2 GW      |
| 3                           | <b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>                      | 45,4 GW                    | 45,4 GW     | 49,8 GW     | 49,8 GW     | 52,3 GW     | 54,2 GW     |
| 3a                          | davon onshore Wind   | 20,9 GW                    | 20,9 GW     | 22,2 GW     | 22,2 GW     | 23,2 GW     | 23,8 GW     |
| 3b                          | davon offshore Wind  | 4,7 GW                     | 4,7 GW      | 6,4 GW      | 6,4 GW      | 6,6 GW      | 6,6 GW      |
| 3c                          | davon Photovoltaik   | 16,3 GW                    | 16,3 GW     | 17,7 GW     | 17,7 GW     | 18,9 GW     | 20,4 GW     |
| 3d                          | davon Biomasse / Biogas  | 3,4 GW                     | 3,4 GW      | 3,4 GW      | 3,4 GW      | 3,5 GW      | 3,3 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                           | <b>Wasser</b>  | 3,2 GW                     | 3,2 GW      | 4,0 GW      | 4,0 GW      | 4,0 GW      | 4,0 GW      |
| 4a                          | davon Laufwasser   | 1,9 GW                     | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      |
| 4b                          | davon Speicher und Pumpspeicher                                      | 1,3 GW                     | 1,3 GW      | 2,1 GW      | 2,1 GW      | 2,1 GW      | 2,1 GW      |
| 5                           | <b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>                     | 0,0 GW                     | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |
| 6                           | <b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>                 | 70,2 GW                    | 70,2 GW     | 75,2 GW     | 75,4 GW     | 77,5 GW     | 76,7 GW     |
| 7                           | <b>Revisionen</b>  | 2,3 GW                     | 2,3 GW      | 1,8 GW      | 1,0 GW      | 1,0 GW      | 1,0 GW      |
| 8                           | <b>Netzreservekraftwerke DE</b>                                      | 3,0 GW                     | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 GW      | 3,0 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  | 1,9 GW                     | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      | 1,9 GW      |
|                             | davon Mineralöl  | 1,1 GW                     | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      | 1,1 GW      |
| 9                           | <b>Sicherheitsbereitschaft</b>                                       | 0,4 GW                     | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      |
|                             | davon Braunkohle   | 0,4 GW                     | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,4 GW      | 0,0 GW      | 0,0 GW      |

### A.5. Datenblatt Deutschland für Szenario 1 (ohne Kohleausstieg)

| Bericht zur Leistungsbilanz  |   |                | Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB          |                |                |                |                |                |
|--|---|----------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|  |   |                | 2018  | 2018           | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           |
|  |   |                | Jahreshöchstlast in DE                      | Referenztag    | Referenztag    | Referenztag    | Referenztag    | Referenztag    |
| Zeitpunkt (CET)  |   |                | 28.02.2018                                  | 28.02.2018     | KW 51          | KW 3           | KW 3           | KW 3           |
| Zeile  |   |                | 19:00 Uhr                                   | 19:00 Uhr      | abends         | abends         | abends         | abends         |
| TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern |   |                |   |                |                |                |                |                |
| 1  | <b>Kernenergie</b>  |                | 9,5 GW                                      | 9,5 GW         | 9,5 GW         | 8,1 GW         | 8,1 GW         | 4,0 GW         |
|  | davon Druckwasserreaktor  |                | 8,2 GW                                      | 8,2 GW         | 8,2 GW         | 6,8 GW         | 6,8 GW         | 4,0 GW         |
|  | davon Siedewasserreaktor  |                | 1,3 GW                                      | 1,3 GW         | 1,3 GW         | 1,3 GW         | 1,3 GW         | 0,0 GW         |
| 2  | <b>Fossile Brennstoffe</b>  |                | 79,0 GW                                     | 79,0 GW        | 76,5 GW        | 77,4 GW        | 77,3 GW        | 76,9 GW        |
| 2a   | davon Braunkohle  |                | 20,3 GW                                     | 20,3 GW        | 20,3 GW        | 20,3 GW        | 19,9 GW        | 19,3 GW        |
| 2b   | davon Steinkohle  |                | 23,3 GW                                     | 23,3 GW        | 21,4 GW        | 22,3 GW        | 22,3 GW        | 22,2 GW        |
| 2c   | davon Gas   |                | 27,4 GW                                     | 27,4 GW        | 27,0 GW        | 27,0 GW        | 27,2 GW        | 27,4 GW        |
| 2d   | davon Öl  |                | 3,9 GW                                      | 3,9 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         |
| 2e   | davon gemischte Brennstoffe   |                | 4,1 GW                                      | 4,1 GW         | 4,1 GW         | 4,1 GW         | 4,1 GW         | 4,1 GW         |
| 3  | <b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>   |                | 104,7 GW                                    | 104,7 GW       | 115,8 GW       | 115,8 GW       | 121,8 GW       | 127,1 GW       |
| 3a   | davon onshore Wind  |                | 49,8 GW                                     | 49,8 GW        | 53,6 GW        | 53,6 GW        | 56,0 GW        | 57,4 GW        |
| 3b   | davon offshore Wind   |                | 5,3 GW                                      | 5,3 GW         | 7,5 GW         | 7,5 GW         | 7,7 GW         | 8,2 GW         |
| 3c   | davon Photovoltaik  |                | 41,7 GW                                     | 41,7 GW        | 46,6 GW        | 46,6 GW        | 49,9 GW        | 53,8 GW        |
| 3d   | davon Biomasse / Biogas   |                | 7,5 GW                                      | 7,5 GW         | 7,6 GW         | 7,6 GW         | 7,8 GW         | 7,5 GW         |
| 3e   | davon sonstige Erneuerbare Energiequellen   |                | 0,4 GW                                      | 0,4 GW         | 0,5 GW         | 0,5 GW         | 0,5 GW         | 0,4 GW         |
| 4  | <b>Wasser</b>   |                | 13,5 GW                                     | 13,5 GW        | 14,5 GW        | 14,4 GW        | 14,4 GW        | 14,5 GW        |
| 4a   | davon Laufwasser  |                | 3,8 GW                                      | 3,8 GW         | 3,9 GW         | 3,9 GW         | 3,9 GW         | 3,9 GW         |
| 4b   | davon Speicher und Pumpspeicher   |                | 9,8 GW                                      | 9,8 GW         | 10,6 GW        | 10,6 GW        | 10,6 GW        | 10,6 GW        |
| 5  | <b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>  |                | 0,0 GW                                      | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         |
| 6  | <b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>  |                | 206,8 GW                                    | 206,8 GW       | 216,2 GW       | 215,7 GW       | 221,7 GW       | 222,5 GW       |
| 7  | <b>Revisionen</b>   |                | 7,1 GW                                      | 7,1 GW         | 4,9 GW         | 3,0 GW         | 3,0 GW         | 3,0 GW         |
| 8  | <b>Netzreservekraftwerke DE</b>   |                | 6,5 GW                                      | 6,5 GW         | 6,5 GW         | 6,5 GW         | 6,5 GW         | 6,5 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         | 2,3 GW         |
|  | davon Gas   |                | 2,6 GW                                      | 2,6 GW         | 2,6 GW         | 2,6 GW         | 2,6 GW         | 2,6 GW         |
|  | davon Mineralöl   |                | 1,6 GW                                      | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         |
| 9  | <b>Sicherheitsbereitschaft</b>  |                | 0,9 GW                                      | 0,9 GW         | 2,7 GW         | 2,7 GW         | 2,4 GW         | 1,8 GW         |
|  | davon Braunkohle  |                | 0,9 GW                                      | 0,9 GW         | 2,7 GW         | 2,7 GW         | 2,4 GW         | 1,8 GW         |
| <b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>                           |   |                | <b>Rate der nicht-einsetzbaren Leistung</b> |                |                |                |                |                |
| 10   | <b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>  |                | 77,0 GW                                     | 106,4 GW       | 117,0 GW       | 117,0 GW       | 122,9 GW       | 128,5 GW       |
| 10a  | davon eingemottete Kraftwerke   |                | 2,3 GW                                      | 2,3 GW         | 1,7 GW         | 1,7 GW         | 1,7 GW         | 1,7 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         | 0,0 GW         |
|  | davon Gas   |                | 2,0 GW                                      | 2,0 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 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         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         |
| 10b  | davon onshore Wind  | 99%            | 24,8 GW                                     | 49,3 GW        | 53,0 GW        | 53,0 GW        | 55,4 GW        | 56,8 GW        |
| 10c  | davon offshore Wind   | 99%            | 0,8 GW                                      | 5,2 GW         | 7,4 GW         | 7,4 GW         | 7,6 GW         | 8,1 GW         |
| 10d  | davon Photovoltaik  | 100%           | 41,7 GW                                     | 41,7 GW        | 46,6 GW        | 46,6 GW        | 49,9 GW        | 53,8 GW        |
| 10e  | davon Biomasse / Biogas   | 40%            | 2,5 GW                                      | 3,0 GW         | 3,1 GW         | 3,1 GW         | 3,1 GW         | 3,0 GW         |
| 10f  | davon sonstige Erneuerbare Energiequellen   | 50%            | 0,2 GW                                      | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         |
| 10g  | davon Laufwasser  | 72%            | 2,7 GW                                      | 2,7 GW         | 2,8 GW         | 2,8 GW         | 2,8 GW         | 2,8 GW         |
| 10h  | davon Speicher und Pumpspeicher   | 20%            | 1,9 GW                                      | 1,9 GW         | 2,1 GW         | 2,1 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         | 0,0 GW         |
| 11a  | Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft  |                | 1,2 GW                                      | 7,2 GW         | 7,2 GW         | 7,2 GW         | 7,3 GW         | 7,0 GW         |
| 11b  | Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft  |                | 1,6 GW                                      | 7,7 GW         | 7,8 GW         | 7,9 GW         | 7,9 GW         | 7,6 GW         |
| 12a  | Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))        |                | 114,1 GW                                    | 78,7 GW        | 78,0 GW        | 79,3 GW        | 79,7 GW        | 75,7 GW        |
| 12b  | <b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))</b>         |                | 121,1 GW                                    | 85,6 GW        | 86,5 GW        | 87,9 GW        | 87,9 GW        | 83,4 GW        |
| 13   | <b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>   |                | 3,7 GW                                      | 3,7 GW         | 3,6 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         |
| 14a  | Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)                          |                | 110,4 GW                                    | 75,0 GW        | 74,4 GW        | 75,5 GW        | 75,8 GW        | 71,9 GW        |
| 14b  | <b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)</b>                   |                | 117,4 GW                                    | 81,9 GW        | 83,0 GW        | 84,0 GW        | 84,0 GW        | 79,6 GW        |
| 15   | Last zum betrachteten Zeitpunkt   |                | 80,0 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  |                | 1,1 GW                                      | 1,1 GW         | 1,5 GW         | 1,5 GW         | 1,5 GW         | 1,5 GW         |
| 17   | <b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)</b>  |                | 78,9 GW                                     | 81,6 GW        | 81,1 GW        | 81,1 GW        | 81,1 GW        | 81,1 GW        |
| 18a  | Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)                        |                | 31,5 GW                                     | -6,6 GW        | -6,8 GW        | -5,6 GW        | -5,3 GW        | -9,2 GW        |
| 18b  | <b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)</b>                 |                | 38,5 GW                                     | 0,3 GW         | 1,8 GW         | 2,9 GW         | 2,9 GW         | -1,5 GW        |
|  |   | Land           |   |                |                |                |                |                |
| 19a  | Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)  | AT             | 0,5 GW                                      | 0,5 GW         | 0,1 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         | 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         | 0,0 GW         |
| 20   | <b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (20 = 18b + 19b + 19c)</b> |                | 43,8 GW                                     | 5,5 GW         | 1,9 GW         | 2,9 GW         | 3,0 GW         | -1,5 GW        |
| 21   | Transportierbare Importkapazität aus dem Ausland (NTC)*   |                |   |                | 18,5 GW        | 18,5 GW        | 18,5 GW        | 18,5 GW        |

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



## A.6. Datenblatt Deutschland für Szenario 2 (mit Kohleausstieg)

| Bericht zur Leistungsbilanz (mit Kohleausstieg) |   |                | Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB          |                |                |                |                |                |
|---|---|----------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|   |   |                | 2018  | 2018           | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           |
|   |   |                | Jahreshöchstlast in DE                      | Referenztag    | Referenztag    | Referenztag    | Referenztag    | Referenztag    |
| Zeitpunkt (CET)                                 |   |                | 28.02.2018                                  | 28.02.2018     | KW 51          | KW 3           | KW 3           | KW 3           |
|   |   |                | 19:00 Uhr                                   | 19:00 Uhr      | abends         | abends         | abends         | abends         |
| Zeile   | TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern  |                |   |                |                |                |                |                |
| 1   | <b>Kernenergie</b>  |                | 9,5 GW                                      | 9,5 GW         | 9,5 GW         | 8,1 GW         | 8,1 GW         | 4,0 GW         |
|   | davon Druckwasserreaktor  |                | 8,2 GW                                      | 8,2 GW         | 8,2 GW         | 6,8 GW         | 6,8 GW         | 4,0 GW         |
|   | davon Siedewasserreaktor  |                | 1,3 GW                                      | 1,3 GW         | 1,3 GW         | 1,3 GW         | 1,3 GW         | 0,0 GW         |
| 2   | <b>Fossile Brennstoffe</b>  |                | 79,0 GW                                     | 79,0 GW        | 76,5 GW        | 77,4 GW        | 77,0 GW        | 70,4 GW        |
| 2a  | davon Braunkohle  |                | 20,3 GW                                     | 20,3 GW        | 20,3 GW        | 20,3 GW        | 19,6 GW        | 18,2 GW        |
| 2b  | davon Steinkohle  |                | 23,3 GW                                     | 23,3 GW        | 21,4 GW        | 22,3 GW        | 22,3 GW        | 17,0 GW        |
| 2c  | davon Gas   |                | 27,4 GW                                     | 27,4 GW        | 27,0 GW        | 27,0 GW        | 27,2 GW        | 27,4 GW        |
| 2d  | davon Öl  |                | 3,9 GW                                      | 3,9 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         |
| 2e  | davon gemischte Brennstoffe   |                | 4,1 GW                                      | 4,1 GW         | 4,1 GW         | 4,1 GW         | 4,1 GW         | 4,1 GW         |
| 3   | <b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>   |                | 104,7 GW                                    | 104,7 GW       | 115,8 GW       | 115,8 GW       | 121,8 GW       | 127,1 GW       |
| 3a  | davon onshore Wind  |                | 49,8 GW                                     | 49,8 GW        | 53,6 GW        | 53,6 GW        | 56,0 GW        | 57,4 GW        |
| 3b  | davon offshore Wind   |                | 5,3 GW                                      | 5,3 GW         | 7,5 GW         | 7,5 GW         | 7,7 GW         | 8,2 GW         |
| 3c  | davon Photovoltaik  |                | 41,7 GW                                     | 41,7 GW        | 46,6 GW        | 46,6 GW        | 49,9 GW        | 53,8 GW        |
| 3d  | davon Biomasse / Biogas   |                | 7,5 GW                                      | 7,5 GW         | 7,6 GW         | 7,6 GW         | 7,8 GW         | 7,5 GW         |
| 3e  | davon sonstige Erneuerbare Energiequellen   |                | 0,4 GW                                      | 0,4 GW         | 0,5 GW         | 0,5 GW         | 0,5 GW         | 0,4 GW         |
| 4   | <b>Wasser</b>   |                | 13,5 GW                                     | 13,5 GW        | 14,5 GW        | 14,4 GW        | 14,4 GW        | 14,5 GW        |
| 4a  | davon Laufwasser  |                | 3,8 GW                                      | 3,8 GW         | 3,9 GW         | 3,9 GW         | 3,9 GW         | 3,9 GW         |
| 4b  | davon Speicher und Pumpspeicher   |                | 9,8 GW                                      | 9,8 GW         | 10,6 GW        | 10,6 GW        | 10,6 GW        | 10,6 GW        |
| 5   | <b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>  |                | 0,0 GW                                      | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         |
| 6   | <b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>  |                | 206,8 GW                                    | 206,8 GW       | 216,2 GW       | 215,7 GW       | 221,4 GW       | 216,1 GW       |
| 7   | <b>Revisionen</b>   |                | 7,1 GW                                      | 7,1 GW         | 4,9 GW         | 3,0 GW         | 3,0 GW         | 3,0 GW         |
| 8   | <b>Netzreservekraftwerke DE</b>   |                | 6,5 GW                                      | 6,5 GW         | 6,5 GW         | 6,5 GW         | 6,5 GW         | 6,5 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         | 2,3 GW         |
|   | davon Gas   |                | 2,6 GW                                      | 2,6 GW         | 2,6 GW         | 2,6 GW         | 2,6 GW         | 2,6 GW         |
|   | davon Mineralöl   |                | 1,6 GW                                      | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         |
| 9   | <b>Sicherheitsbereitschaft</b>  |                | 0,9 GW                                      | 0,9 GW         | 2,7 GW         | 2,7 GW         | 2,4 GW         | 1,8 GW         |
|   | davon Braunkohle  |                | 0,9 GW                                      | 0,9 GW         | 2,7 GW         | 2,7 GW         | 2,4 GW         | 1,8 GW         |
| 10  | <b>Vermarktungsverbot</b>   |                | 0,0 GW                                      | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 3,9 GW         | 0,0 GW         |
|   | davon Steinkohle  |                | 0,0 GW                                      | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 3,9 GW         | 0,0 GW         |
| <b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>      |   |                | <b>Rate der nicht-einsetzbaren Leistung</b> |                |                |                |                |                |
| 11  | <b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>  |                | 77,0 GW                                     | 106,4 GW       | 117,0 GW       | 117,0 GW       | 122,9 GW       | 128,5 GW       |
| 11a   | davon eingemottete Kraftwerke   |                | 2,3 GW                                      | 2,3 GW         | 1,7 GW         | 1,7 GW         | 1,7 GW         | 1,7 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         | 0,0 GW         |
|   | davon Gas   |                | 2,0 GW                                      | 2,0 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 GW         | 1,6 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         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         |
| 11b   | davon onshore Wind  | 99%            | 24,8 GW                                     | 49,3 GW        | 53,0 GW        | 53,0 GW        | 55,4 GW        | 56,8 GW        |
| 11c   | davon offshore Wind   | 99%            | 0,8 GW                                      | 5,2 GW         | 7,4 GW         | 7,4 GW         | 7,6 GW         | 8,1 GW         |
| 11d   | davon Photovoltaik  | 100%           | 41,7 GW                                     | 41,7 GW        | 46,6 GW        | 46,6 GW        | 49,9 GW        | 53,8 GW        |
| 11e   | davon Biomasse / Biogas   | 40%            | 2,5 GW                                      | 3,0 GW         | 3,1 GW         | 3,1 GW         | 3,1 GW         | 3,0 GW         |
| 11f   | davon sonstige Erneuerbare Energiequellen   | 50%            | 0,2 GW                                      | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         | 0,2 GW         |
| 11g   | davon Laufwasser  | 72%            | 2,7 GW                                      | 2,7 GW         | 2,8 GW         | 2,8 GW         | 2,8 GW         | 2,8 GW         |
| 11h   | davon Speicher und Pumpspeicher   | 20%            | 1,9 GW                                      | 1,9 GW         | 2,1 GW         | 2,1 GW         | 2,1 GW         | 2,1 GW         |
| 11i   | davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen   | 0%             | 0,0 GW                                      | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         | 0,0 GW         |
| 12a   | Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft  |                | 1,2 GW                                      | 7,2 GW         | 7,2 GW         | 7,2 GW         | 6,8 GW         | 6,3 GW         |
| 12b   | Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft  |                | 1,6 GW                                      | 7,7 GW         | 7,8 GW         | 7,9 GW         | 7,9 GW         | 6,9 GW         |
| 13a   | Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (13a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12a))   |                | 114,1 GW                                    | 78,7 GW        | 78,0 GW        | 79,3 GW        | 76,0 GW        | 70,1 GW        |
| 13b   | <b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (13b = 6 - (7 + 10 + 11 + 12b))</b>    |                | 121,1 GW                                    | 85,6 GW        | 86,5 GW        | 87,9 GW        | 87,6 GW        | 77,7 GW        |
| 14  | <b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>   |                | 3,7 GW                                      | 3,7 GW         | 3,6 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         | 3,8 GW         |
| 15a   | Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (15a = 13a - 14)                          |                | 110,4 GW                                    | 75,0 GW        | 74,4 GW        | 75,5 GW        | 72,2 GW        | 66,2 GW        |
| 15b   | <b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (15b = 13b - 14)</b>                   |                | 117,4 GW                                    | 81,9 GW        | 83,0 GW        | 84,0 GW        | 83,8 GW        | 73,9 GW        |
| 16  | Last zum betrachteten Zeitpunkt   |                | 80,0 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 |
| 17  | Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt  |                | 1,1 GW                                      | 1,1 GW         | 1,5 GW         | 1,5 GW         | 1,5 GW         | 1,5 GW         |
| 18  | <b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (18 = 16 - 17)</b>  |                | 78,9 GW                                     | 81,6 GW        | 81,1 GW        | 81,1 GW        | 81,1 GW        | 81,1 GW        |
| 19a   | Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (19a = 15a - 18)                        |                | 31,5 GW                                     | -6,6 GW        | -6,8 GW        | -5,6 GW        | -9,0 GW        | -14,9 GW       |
| 19b   | <b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (19b = 15b - 18)</b>                 |                | 38,5 GW                                     | 0,3 GW         | 1,8 GW         | 2,9 GW         | 2,6 GW         | -7,2 GW        |
|   |   | Land           |   |                |                |                |                |                |
| 20a   | Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)  | AT             | 0,5 GW                                      | 0,5 GW         | 0,1 GW         | 0,1 GW         | 0,1 GW         | 0,1 GW         |
| 20b   | Gesicherte Leistung im Ausland  |                | 0,4 GW                                      | 0,4 GW         | 0,1 GW         | 0,1 GW         | 0,1 GW         | 0,1 GW         |
| 20c   | 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         | 0,0 GW         |
| 21  | <b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 19b + 20b + 20c)</b> |                | 43,8 GW                                     | 5,5 GW         | 1,9 GW         | 2,9 GW         | 2,7 GW         | -7,2 GW        |
| 22  | Transportierbare Importkapazität aus dem Ausland (NTC)*   |                |   |                | 18,5 GW        | 18,5 GW        | 18,5 GW        | 18,5 GW        |

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

---

**50Hertz Transmission GmbH**

Heidestraße 2  
10557 Berlin  
[www.50hertz.com](http://www.50hertz.com)

---

**Amprion GmbH**

Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund  
[www.amprion.net](http://www.amprion.net)

---

**TenneT TSO GmbH**

Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth  
[www.tennet.eu](http://www.tennet.eu)

---

**TransnetBW GmbH**

Pariser Platz  
Osloer Straße 15–17  
70173 Stuttgart  
[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)

---