

Bericht der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber zur
Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12
Abs. 4 und 5

Stand 30.09.2014

Inhalt

1. Einleitung	3
2. Prinzip der Leistungsbilanz.....	5
2.1. Grundlagen.....	5
2.2. Definitionen und Datengrundlage.....	6
2.2.1. Betrachtungszeitpunkte	6
2.2.2. Installierte Netto-Einspeiseleistung.....	6
2.2.3. Revisionen	7
2.2.4. Ausfallrate und Ausfälle.....	7
2.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	9
2.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung.....	13
2.2.7. Last.....	13
2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast.....	14
2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes	14
2.3. Grenzen der Betrachtung.....	15
3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission	16
3.1. Methodik der Datenermittlung	16
3.2. Fazit.....	17
4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion	18
4.1. Methodik der Datenermittlung	18
4.2. Fazit.....	20
5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW	22
5.1. Methodik der Datenermittlung	22
5.2. Fazit.....	23
6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT	25
6.1. Methodik der Datenermittlung	25
6.2. Fazit.....	26
7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungs-System	27
7.1. Methodik der Datenermittlung	27
7.2. Fazit.....	27
A. Anhang.....	29
A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission.....	29
A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion.....	30
A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW	31
A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT.....	32
A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland	33

1. Einleitung

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

Um dieses Gesamtsystem stabil aufrecht zu halten, ist eine Grundvoraussetzung, dass zu jeder Zeit die verfügbare Leistung der benötigten Leistung entspricht. Eine Möglichkeit, um dies 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 abgestimmte und anerkannte Methodik der System Adequacy Bewertung.

Mit der Novellierung des EnWG im Jahre 2011 ergeben sich für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber neue Aufgaben; unter anderem die Erstellung einer Leistungsbilanz. Der Paragraph 12 Absatz 4 und 5 regelt diese neue Verantwortung:

„Betreiber von Erzeugungsanlagen, Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, Betreiber von Gasversorgungsnetzen, industrielle und gewerbliche Letztverbraucher und Lieferanten von Elektrizität sind verpflichtet, Betreibern von Übertragungsnetzen sowie vorgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen auf Verlangen unverzüglich die Informationen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitzustellen, die notwendig sind, damit die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie vorgelagerte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben jeweils sicherzustellen, ihnen nach Satz 1 zur Kenntnis gelangte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ausschließlich so zu den dort genannten Zwecken zu nutzen, dass deren unbefugte Offenbarung ausgeschlossen ist. Die übermittelten Informationen sollen die Betreiber von Übertragungsnetzen insbesondere in die Lage versetzen, einen Bericht zu erstellen, der die Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich als Prognose und Statistik enthält. Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, nach § 29 Absatz 1 Festlegungen zu treffen zur Konkretisierung des Kreises der nach Satz 1 Verpflichteten, zum Inhalt und zur Methodik, zu Details der Datenweitergabe und zum Datenformat der Bereitstellung an den Betreiber von Übertragungsnetzen oder den vorgelagerten Betreiber von Verteilernetzen.“ (§ 12 Absatz 4 EnWG)

„Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben den Bericht über die Leistungsbilanz nach Absatz 4 Satz 2 jeweils am 30. September eines Jahres an die Stelle zu übermitteln, die das Monitoring gemäß § 51 durchführt.“ (§ 12 Absatz 5 EnWG)

Hiernach sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich einen Bericht zur Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich zu erstellen. Dieser Bericht ist jährlich zum 30.09. an das BMWi zu übermitteln. Da das Gesetz die genaue Ausgestaltung des Berichtes nicht definiert, haben die vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam über das Expertennetzwerk Leistungsbilanzen (gemeinsame Arbeitsgruppe) die Abstimmung mit dem BMWi über die Inhalte vorgenommen. Der vorliegende Bericht entspricht diesen Inhalten.

Da der Verantwortungsbereich der deutschen Übertragungsnetzbetreiber teilweise über das deutsche Staatsgebiet hinausgeht, werden die vorliegenden Informationen und Kennzahlen dahingehend angepasst, dass sie sich auf den „deutschen“ Anteil der jeweiligen Regelzone beziehen. Da sich insbesondere im Bereich Luxemburg und Österreich Teile der ausländischen Kraftwerkskapazität elektrisch nah am deutschen Netz befinden und in die deutschen Regelzonen einspeisen, werden diese zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten sowie ihnen entgegengesetzte Lasten separat ausgewiesen.

Folgende drei unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sind dargestellt:

- Statistik (2013)
Der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2013 ergibt sich aus der deutschlandweiten Jahreshöchstlast. Die deutschlandweite Jahreshöchstlast ist durch Aggregation der vorliegenden Lastzeitreihen der vier Regelzonen ermittelt worden.
- Prognose (2014)
Für die Prognose des Jahres 2014 ist der noch zu erwartende kritischste Zeitpunkt in Deutschland ausgewählt worden. Dieser liegt erwartungsgemäß in den Abendstunden eines Wochentages im Dezember. In Anlehnung an die bei ENTSO-E übliche Darstellung wird der 3. Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr betrachtet.
- Prognose (2015 – 2017)
Für die Prognose der Jahre 2015 – 2017 ist der zu erwartende kritischste Zeitpunkt in Deutschland ausgewählt worden. Dieser liegt erwartungsgemäß in den Abendstunden eines Wochentages im Januar. In Anlehnung an die bei ENTSO-E übliche Darstellung wird der 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr betrachtet.

2. Prinzip der Leistungsbilanz

2.1. Grundlagen

Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu einem bestimmten Zeitpunkt dar, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren voraussichtlich geringsten und die zu deckende Last Ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen. Somit kann unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Datenerhebung die voraussichtlich kritischste Situation bewertet werden.

Die Systematik ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Betrachtet wird eine als gesichert anzunehmende Einspeisung. Diese entspricht der Leistung, die wirklich in das Netz eingespeist werden kann. Von der installierten Leistung sind verschiedene nicht verfügbare Anteile abzuziehen, um diese zu ermitteln.

Diese gesicherte Leistung wird dann der zu versorgenden Last gegenübergestellt. Die sich daraus ergebende Differenz erlaubt eine tendenzielle Bewertung des Systems. Ist der Wert positiv, steht ein entsprechender Puffer zur Versorgung zur Verfügung. Ist der Wert negativ, zeigt dies eine Importabhängigkeit für die betrachteten Zeitpunkte. Grundsätzlich sollte diese Methodik nur für tendenzielle Bewertungen verwendet werden. Die Ermittlung aller Daten hängt, insbesondere bei der Prognose, von sehr vielen Unsicherheiten ab. Außerdem sind Kennzahlen teilweise als Mittelwert aus Statistiken hergeleitet, so dass die Summe dieser Unsicherheiten eine entsprechende Ungenauigkeit hervorruft.

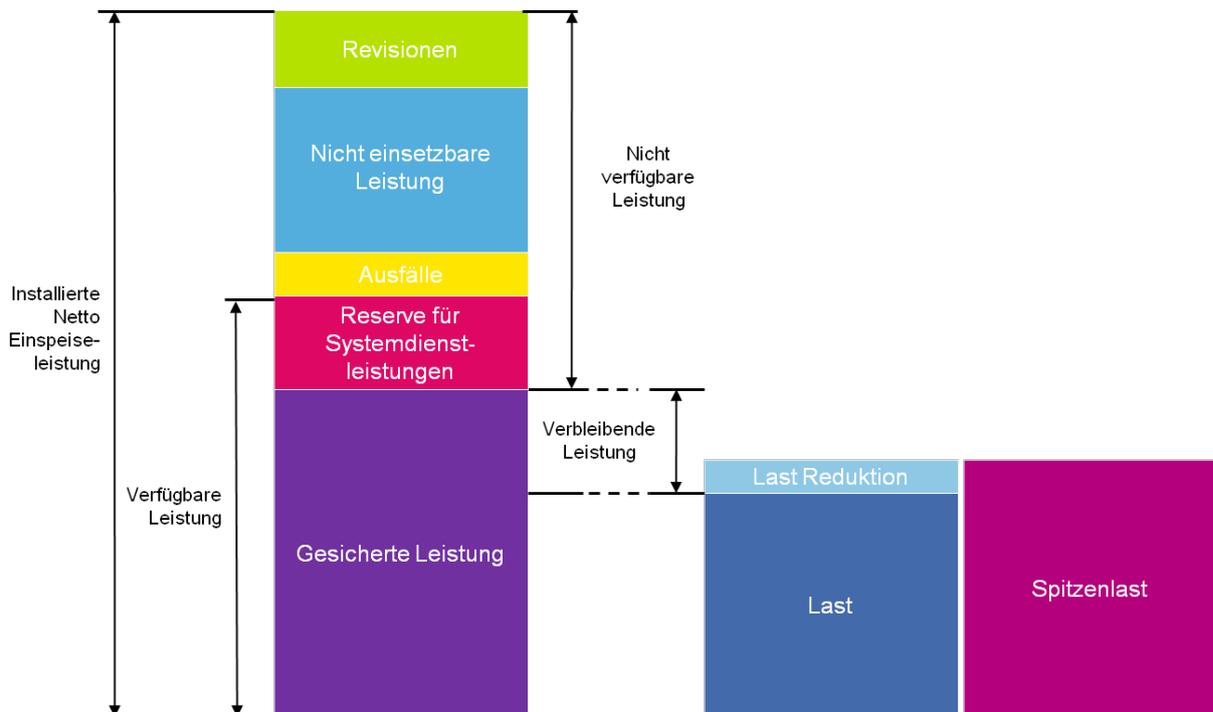


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

2.2. Definitionen und Datengrundlage

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

2.2.1. Betrachtungszeitpunkte

Entsprechend der mit dem BMWi abgestimmten Inhalte wird für die **Statistik** des Jahres **2013** die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in ganz Deutschland untersucht (Spalte Statistik 2013). Hierzu wird zunächst der Maximalwert der zeitgleichen Summe der vier Regelzonenlasten ermittelt. Die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehende Einspeiseleistung wird dieser Jahreshöchstlast gegenübergestellt. Zusätzlich ist die Differenz zur jeweiligen Regelzonenhöchstlast über die „Marge zur Regelzonenhöchstlast“ mit angegeben. Für die Daten zur verfügbaren Leistung wird soweit möglich auf die physikalischen Werte, wie z.B. die tatsächliche Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt, zurückgegriffen. Die übrigen Werte werden analog zu den bei der Prognose (s.u.) angewandten Verfahren ermittelt.

Zusätzlich wird die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast **2013** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Prognose, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2013). Dies ermöglicht im Rahmen der Genauigkeit der Daten den Vergleich der tatsächlich eingetretenen Situation mit den Ergebnissen des Prognoseverfahrens. Letztere beschreiben den kritischen Fall, der ebenfalls hätte eintreten können. Weiterhin ergibt sich auf diese Weise die Möglichkeit, das vergangene Jahr direkt mit den kommenden zu vergleichen, in dem man sich durchgängig auf die auf dem Prognoseverfahren beruhenden Daten stützt.

Bei der Ermittlung der Werte für die **Prognose** wird der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr **2014** und für die Jahre 2015 – 2017 unterschieden. Für das Jahr 2014 bezieht sich die Prognose auf den 3. Mittwoch im Dezember um 19.00 Uhr, da der Referenztag im Januar bereits in der Vergangenheit liegt. Dieses Datum repräsentiert den erwartungsgemäßen Spitzenlastzeitpunkt zum Ende des Jahres.

Für die Betrachtung der Jahre **2015 – 2017** wird der bei ENTSO-E übliche 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr verwendet. Dieser Zeitpunkt repräsentiert erwartungsgemäß in etwa den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland.

2.2.2. Installierte Netto-Einspeiseleistung

Die **installierte Netto-Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern** beschreibt die Leistung, die von den jeweiligen Erzeugungseinheiten an das Netz abgegeben werden kann. Diese ergibt sich aus der installierten Bruttoleistung abzüglich der elektrischen Eigenbedarfsleistung. Berücksichtigt werden alle den Übertragungsnetzbetreibern bekannten Kraftwerke mit Standort im deutschen Teil ihrer Regelzonen, für die sowohl Anlagenstammdaten (Name, Standort, Anschlussnetzbetreiber, installierte Netto-Einspeiseleistung, Primärenergieträger usw.) als auch Einspeisedaten (siehe Ermittlung der Last) vorliegen. Die Anlagenstammdaten und die Zuordnung zu Einspeisedaten werden derzeit durch eine jährliche Datenabfrage bei den Verteilnetzbetreibern erhoben.

Neben der Aufteilung auf konkrete Primärenergieträger werden die systematisch nicht eindeutig zuweisbaren Erneuerbare Energien in der Kategorie „sonstige Erneuerbare Energien“ (z.B. Geothermie, Grubengas, usw.) zusammengefasst.

2.2.3. Revisionen

Die Kennzahl Revisionen spiegelt die durch (geplante) Revisionen nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen wieder. Der Wert basiert soweit verfügbar auf einem mit den Betreibern der Großkraftwerke abgestimmten Revisionsplan. Für kleinere Kraftwerke und weiter in der Zukunft liegende Zeitpunkte wird eine Abschätzung auf Basis von Erfahrungswerten vorgenommen.

2.2.4. Ausfallrate und Ausfälle

Mit der Ausfallrate (Arbeitsnichtverfügbarkeit) werden die durch technische Probleme durchschnittlich nicht zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistungen von thermischen Anlagen abgebildet. Diese ungeplante Nichtverfügbarkeit wird aus einer Statistik ermittelt und beschreibt den Anteil der installierten Leistung je Primärenergieträger, der zum betrachteten Zeitpunkt nicht zur Verfügung steht.

Die Verfügbarkeit von Kraftwerken ist eine Größe, die die Betriebsbereitschaft von Kraftwerken unter einer definierten Wahrscheinlichkeit beschreibt. Da die Übertragungsnetzbetreiber prinzipiell keinen direkten Zugang zu derartigen Kraftwerkskenngrößen haben, verwenden die ÜNB statistische Daten des VGB Power Tech e.V. VGB Power Tech e.V. veröffentlicht jährlich den Bericht „Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken“, indem verschiedene Kenngrößen zu Wärmekraftwerken dargestellt werden. Unter anderem sind hierin die Arbeitsverfügbarkeit und die daraus resultierende Arbeitsnichtverfügbarkeit enthalten¹:

Die Arbeitsverfügbarkeit ist der Quotient aus der verfügbaren Arbeit und der Nennarbeit. Die verfügbare Arbeit ist die Differenz aus der Nennarbeit und nicht verfügbarer Arbeit. Die Nennarbeit ist das Produkt aus Nennleistung und Nennzeit (Kalenderzeit).

Die Arbeitsverfügbarkeit ist ein Maß für die Arbeit, die eine Anlage aufgrund ihres technischen und betrieblichen Zustandes erzeugen kann. Sie berücksichtigt im Unterschied zur Zeitverfügbarkeit auch Teil-Nichtverfügbarkeiten.

$$k_w = \frac{w_v}{W_N} = \frac{W_N - W_{NV}}{P_N \cdot t_N}$$

Die Nichtverfügbarkeit ist noch weiter unterteilt in folgende Klassifizierungen:

- **Geplante Nichtverfügbarkeit**
Beginn und Dauer der Nichtverfügbarkeit müssen mehr als vier Wochen vor Eintritt festgelegt werden.
- **Ungeplante Nichtverfügbarkeit**
Der Beginn der Nichtverfügbarkeit ist nicht oder bis vier Wochen verschiebbar.

¹ „Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2002 - 2011, Ausgabe 2012“

Erscheinungsdatum: 08/2012

<http://www.vgb.org/shop/neuerscheinungen/new-publications-2012/tw103v.html>

- **Ungeplante Nichtverfügbarkeit disponibel**
Der Beginn der Nichtverfügbarkeit ist mehr als zwölf Stunden bis vier Wochen verschiebbar
- **Ungeplante Nichtverfügbarkeit nicht disponibel**
Der Beginn der Nichtverfügbarkeit ist nicht oder bis zwölf Stunden verschiebbar

Diese Kenngrößen sind nach Primärenergieträger und Blockgröße unterschieden dem Bericht zu entnehmen.

Da bei der Betrachtung der Leistungsbilanz der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Vordergrund steht und dieser Spitzenwert lediglich über einem begrenzten Zeitraum besteht, werden die nicht disponiblen ungeplanten Nichtverfügbarkeiten für die Leistungsbilanz herangezogen. Diese ergeben sich wie folgt:

Tabelle 1: Ungeplante Nichtverfügbarkeit nicht disponibel nach VGB

Primärenergieträger	Ungeplante Nichtverfügbarkeit nicht disponibel
Kernenergie	5,5 %
Braunkohle	6,5 %
Steinkohle	6,0 %
Gas / Öl	2,3 %
Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	5,6 %

Bei der Festlegung der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke wird im Bericht des VGB zwischen Druckwasserreaktoren (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR) unterschieden. Der Wert für die Kernenergie ergibt sich daher abhängig vom Leistungsanteil der DWR zu den SWR (Tabelle 2). Da voraussichtlich bis Mitte des Jahres 2015 das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vom Netz geht, ergibt sich für die Folgejahre (2016/17) eine etwas veränderte Zusammensetzung der Kernkraftwerkstypen. Die Auswirkungen auf die Ausfallrate sind jedoch gering, so dass für 2016 und 2017 die gleiche Rate wie in den Vorjahren angesetzt wird.

Tabelle 2: Herleitung der Arbeitsnichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken

Kraftwerksname	Blockname	Nettleistung	Reaktor- typ	Ungeplante Nichtverfüg- barkeit nicht disponibel des Reaktortyps	Über Leistung gewichtete ungeplante Nichtverfüg- barkeit nicht disponibel
Brokdorf	KBR	1,4 GW	DWR	2,5%	0,29%
Grohnde	KWG	1,4 GW	DWR	2,5%	0,28%
Isar	KKI 2	1,4 GW	DWR	2,5%	0,29%
Grafenrheinfeld	KKG	1,3 GW	DWR	2,5%	0,26%
Gundremmingen	B	1,3 GW	SWR	16,5%	1,76%
Gundremmingen	C	1,3 GW	SWR	16,5%	1,76%
Emsland	KKE	1,3 GW	DWR	2,5%	0,28%
Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	1,3 GW	DWR	2,5%	0,27%
Kernkraftwerk Philippsburg	KKP 2	1,4 GW	DWR	2,5%	0,29%
Gesamt		12,1 GW			5,5%

Der Wert **Ausfälle** stellt dann die Summe der ungeplant nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung dar. Hierzu wird die jeweilige Ausfallrate mit der installierten Leistung je Primärenergieträger multipliziert und summiert.

2.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt

Die **Rate der nichteinsetzbaren Leistung** beschreibt ähnlich wie die Ausfallrate eine auf die installierte Leistung bezogene nichtverfügbare Leistung. Abweichend von der Ausfallrate ist hiermit allerdings keine technische Nichtverfügbarkeit gemeint. Berücksichtigt wird hier eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlendem Primärenergieträger bei konventionellen Kraftwerken (s. u. unter Gas), fehlenden Genehmigungen, Fernwärmeauskopplungen, Brennstoffen mit niedrigerem Heizwert, fehlender netztechnischen Anschlussleistung und wettersituationsabhängige Nichtverfügbarkeiten bei den dargebotsabhängigen Einspeisungen.

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

Biomasse / Biogas:

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

Eine entsprechende Auswertung der zur Verfügung stehenden Einspeisedaten von Biomasse-Kraftwerken für die Jahre 2012 und 2013 ist in Abbildung 2 dargestellt.

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1% der Zeit unter 65% der installierten Leistung liegt. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 35 %** an.

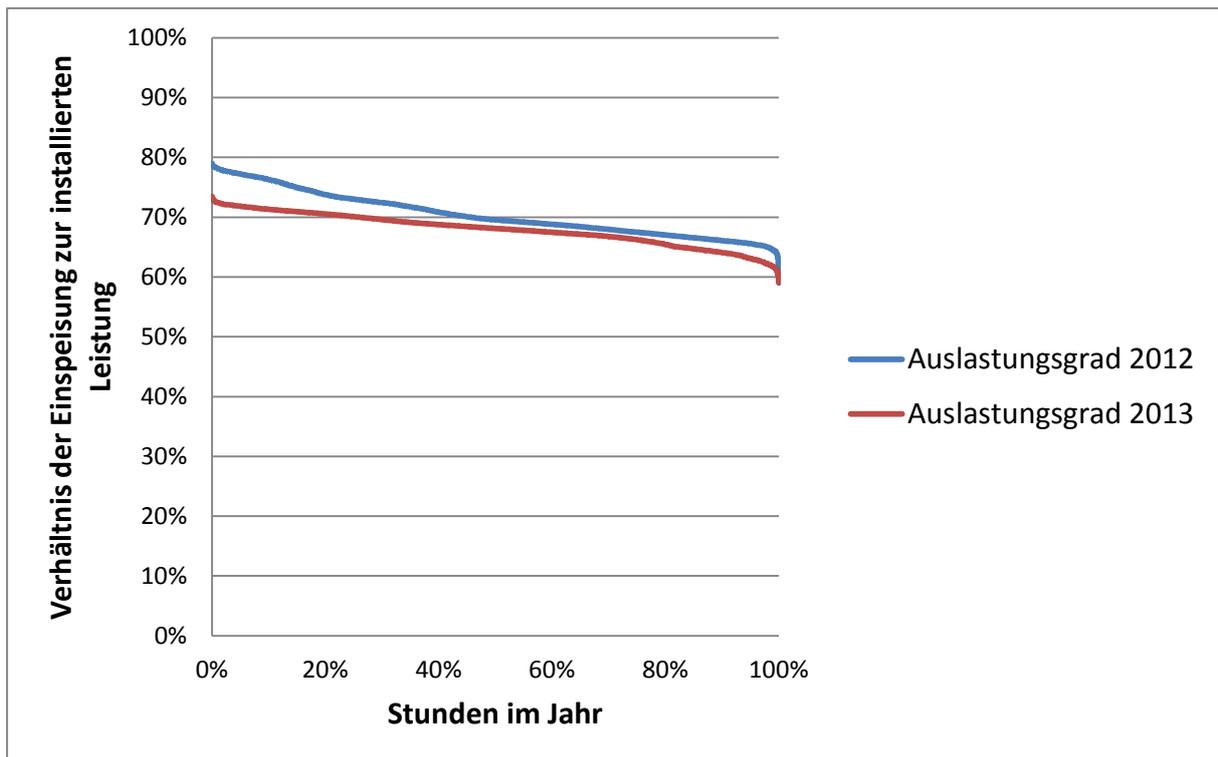


Abbildung 2: Geordnete Einspeisung aus Biomasseanlagen aus den Jahren 2012 und 2013

Windenergie – On- und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Einspeisung in den vier Regelzonen für die Jahre 2010-2013 ist in Abbildung 3 dargestellt.

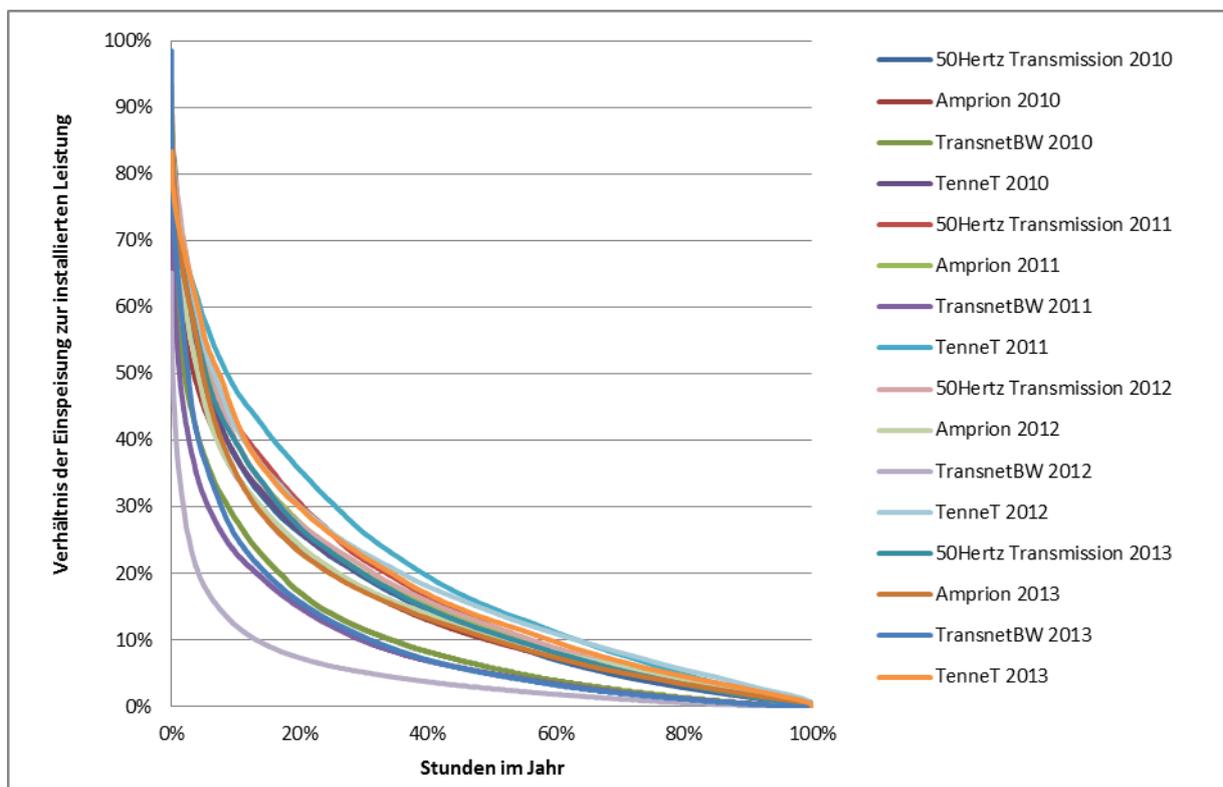


Abbildung 3: Geordnete Einspeisung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2013

Es ist zu erkennen, dass die eingespeiste Leistung im Mittel zu knapp der Hälfte der Zeitpunkte weniger als 10 % der installierten Leistung entspricht. Im Sinne der Versorgungssicherheit ist die Nichtverfügbarkeit aber so zu bestimmen, dass von einer quasi sicheren Einspeisung ausgegangen werden kann. Bei der Windenergie wird daher der gleiche Ansatz wie bei der Biomasse verfolgt.

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1% der Zeit unter 1% der installierten Leistung liegt. Auch bei einer Beschränkung der Betrachtung auf die Wintermonate ergeben sich keine signifikanten Änderungen dieses Ergebnisses. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 99 %** an.

Photovoltaik

Bei Photovoltaik 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.

Laufwasser:

Für Laufwasser kann in der Regel nur auf installierte Leistungen und lediglich jährlich eingespeiste Energiemengen zurückgegriffen werden. Daher muss auf die Verfügbarkeit, bzw. Nichtverfügbarkeit, über die mittlere, jährliche Einspeisung geschlossen werden. Dieser Wert alleine stellt allerdings nur einen Mittelwert dar, der keine Abweichungen nach oben oder unten abbildet. Da allerdings immer mit Schwankungen in der Produktion zu rechnen ist, halten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 75%** für angemessen. Dieser Wert wird durch eine Untersuchung der bisher vorliegenden Daten für 2014 gestützt.

Pumpspeicher:

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

Erdgas:

Bei Untersuchungen der Leistungsbilanz geht man in Deutschland üblicherweise nicht davon aus, dass sich für Erzeugungseinheiten, die auf fossile Brennstoffe angewiesen sind, eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlenden Primärenergieträgern ergibt. Die Erfahrungen in Deutschland im Februar 2012 haben jedoch gezeigt, dass unterbrechbare Gasverträge zu einer zumindest teilweisen Nichtverfügbarkeit von Gaskraftwerken führen können und dass ein solches Ereignis in Kombination mit hoher Last und niedriger Windeinspeisung auftreten kann². Ein solches Ereignis kann sich daher auf die Leistungsbilanz, wie in diesem Bericht untersucht, 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. Weiterhin stellen kleinere nicht beim Übertragungsnetzbetreiber angeschlossene Gaskraftwerke hinsichtlich ihrer Versorgungsverträge eine Unbekannte dar. Die quantitative Auswirkung einer zukünftigen Gasknappheit auf die Leistungsbilanz lässt sich daher nicht prognostizieren.

Da darüber hinaus die Daten dieses bisher einmaligen Ereignisses im Jahr 2012 noch keine statistische Analyse erlauben, wird die Rate der nicht einsetzbaren Leistung im Tabellenteil unter Gas weiterhin bei 0 % belassen. Eine Gasknappheit kann aber aus den o. g. Gründen prinzipiell auftreten und zu einer Reduzierung der verbleibenden Leistung (s. u.) führen.

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

Für die Statistik liegen die Daten zur dargebotsabhängigen Einspeisung von Wind und Photovoltaik vor (vgl. Internet-Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber). Die nicht einsetzbare Leistung dieser Einspeisungen kann in diesem Fall also direkt angegeben werden. Daten für weitere dargebotsabhängige Einspeisung liegen z. T. als Ergebnis der von den ÜNB durchgeführten Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern vor.

² Vgl. auch Bundesnetzagentur-Bericht unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1

2.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung

Die **“Reserve für Systemdienstleistungen“** beschreibt einen Anteil der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung, der nicht zur direkten Versorgung der Nachfrage verwendet werden kann. Diese Reserve wird zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserveleistung vorgehalten. Die Primärregelleistung ist innerhalb ENTSO-E mit 3.000 MW für Zentral-Europa festgelegt und wird jährlich anhand der vorjährigen Nettostromerzeugung auf die einzelnen Regelblöcke bzw. Regelzonen aufgeteilt. Die Sekundär- und Minutenreserveleistung wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern nach einem einheitlichen, mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Verfahren quartalsweise dimensioniert. Die jeweils positiven Anteile der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserveleistung sind in dieser Reserve berücksichtigt. Da konkrete Werte nur für einen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2015-2017 Abschätzungen auf Basis der Erfahrungen der ÜNB getroffen.

Die **Gesicherte Leistung** stellt die für die Versorgung der Last sicher zur Verfügung stehende Leistung dar. Sie ergibt sich aus der Differenz der installierten Leistung und der Summe der nicht verfügbaren Leistungen (Ausfälle, Revisionen, nicht einsetzbare Leistung, Reserve für Systemdienstleistungen).

2.2.7. Last

Die **Last zum betrachteten Zeitpunkt** umfasst sowohl die Leistung aller an das Versorgungsnetz (Übertragungsnetz und Verteilnetz) angeschlossenen Kunden als auch die in den Versorgungsnetzen entstehenden Verluste. Nicht enthalten sind der elektrische Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke sowie die Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke.

Insbesondere bei den Haushaltskunden wird die Nachfrage über Arbeitszähler gemessen, die eine Leistungsmessung nicht erlauben. Zusätzlich bestehen gerade im Niederspannungsnetz auch Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik, Blockheizkraftwerke, usw.), sodass auch eine Leistungsmessung an übergeordneten Abspanntransformatoren lediglich die Messung eines Saldos der Last und der dezentralen Einspeisung 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 Erzeuger-Last repräsentiert die Summe aller Kraftwerkseinspeisungen inkl. des Saldos der Im- und Exporte und der Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken. Da dieses Vorgehen je Regelzone unterschiedlich durchgeführt werden kann, wird das genaue Vorgehen in den entsprechenden Kapiteln erläutert.

Da die einzelnen Regelzonen teilweise auch Netzgebiete außerhalb Deutschlands beinhalten, sich die Leistungsbilanz aber lediglich auf den deutschen Anteil bezieht, werden die ausländischen Anteile entsprechend abgezogen.

Für die Referenztage wird dabei die maximale Jahreshöchstlast für Deutschland angesetzt, die seit Einführung dieses Berichtes beobachtet wurde.

Um die Belastungssituation des Netzes zu reduzieren besteht teilweise die Möglichkeit als Netzbetreiber verschiedene Lasten zu reduzieren. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Die Menge dieser zu reduzierenden Leistung wird über die **Verfügbare Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt** angegeben. Durch die "Verordnung über

Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV) vom 28.12.2012 kommt diese Möglichkeit seit Mitte 2013 in Deutschland zum Tragen. Die Auswirkungen werden in den Kapiteln der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgeführt.

Die **Last** ist die Differenz zwischen der *Last zum betrachteten Zeitpunkt* und der *Verfügbaren Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt* und stellt die Summe dar, die durch die Einspeisungen bereitgestellt werden muss.

2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast

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

Die Leistungsbilanz ist für den Zeitpunkt der Höchstlast in ganz Deutschland dargestellt. Da in der Realität der Zeitpunkt der deutschen Höchstlast nicht zwangsweise mit dem der jeweiligen Regelzonenhöchstlast übereinstimmt, wird als Zusatzinformation für die Statistik der **Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast** im vergangenen Jahr angegeben.

Die Differenz zwischen der Jahreshöchstlast der Regelzone und der Last der Regelzone zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland wird als **Marge zur Höchstlast** bezeichnet. Die Werte beziehen sich ausschließlich auf den deutschen Anteil der jeweiligen Regelzone.

2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes

Der Wert **Installierte Netto-Einspeiseleistung im Ausland** beschreibt die Leistung von Einspeisungen, die einer deutschen Regelzone zuzuordnen sind, aber außerhalb von Deutschland stehen (z.B. direkte Einspeisung oder Anbindung über Istwertaufschaltungen).

Der Wert **Gesicherte Leistung im Ausland** berücksichtigt vertragliche Anteile sowie Ausfälle und Revisionen und weist den sicher verfügbaren Leistungsanteil aus.

Die zuvor erwähnte Kraftwerkskapazität im Ausland ist an Netzbereiche angeschlossen, die auch eine **Entsprechende Last im Ausland** enthalten kann. Sollten die Kraftwerkskapazitäten im Ausland für die Versorgung der deutschen Last angesetzt werden, muss daher ggf. auch die in diesem Netzgebiet vorliegende Last in die Bilanz einbezogen werden.

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

2.3. Grenzen der Betrachtung

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

Dies liegt zunächst daran, dass den vier Übertragungsnetzbetreibern derzeit nicht sämtliche Einspeisedaten aus den unterlagerten Spannungsebenen vorliegen. Daher wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber 2012 erstmalig eine Abfrage von Anlagenstamm und -einspeisedaten für das Betrachtungsjahr 2011 bei den Verteilnetzbetreibern durchgeführt. 2013 wurde erneut eine Abfrage, in diesem Fall für das Betrachtungsjahr 2012, durchgeführt. Da den Übertragungsnetzbetreibern seit 2012 aufgrund der „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) umfangreichere Einspeisedaten im Vergleich zu den Vorjahren vorliegen, wurde die Abfrage ab 2013 umorganisiert. Der Schwerpunkt liegt nun auf den Anlagenstammdaten und ihrer Referenzierung zu den entsprechenden MaBiS-Daten. Auf diese Weise konnte die Abfrage für die Verteilnetzbetreiber deutlich vereinfacht und der Gesamtaufwand reduziert werden. Durch die modifizierte Abfrage und den nicht unbedingt deckungsgleichen Teilnehmerkreis der Verteilnetzbetreiber bei der Datenmeldung sind die Daten nicht vollständig vergleichbar mit denen des Vorjahres, wobei die Abweichungen deutlich geringer als zwischen den Betrachtungsjahren 2010 und 2011 ausfallen.

Letztendlich kann auf Basis der für 2013 vorliegenden Daten zwar ein großer Teil aber nicht die vollständige tatsächliche Erzeugung abgebildet und damit die Last nur angenähert werden. Das bedeutet, dass auch nur der dieser Erzeugung entsprechende Teil der installierten Kapazität in der Leistungsbilanz berücksichtigt werden kann. Damit ergeben sich bei den vier Übertragungsnetzbetreibern Abdeckungsgrade der installierten Kapazität zwischen 97 und 99% bei der Darstellung der Situation in den Regelzonen bzw. in Deutschland. In Zukunft kann diese Situation durch vollständigere Datenlieferungen der Verteilnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber weiter verbessert werden.

Auch bei den verwendeten Daten bestehen z.T. Unsicherheiten. So sind die installierten Kapazitäten von Erzeugungseinheiten nicht immer genau bekannt (Zubau bei Erneuerbaren, fehlende Daten von Kraftwerksbetreibern), außerdem liegen Einspeisedaten in unterschiedlicher Qualität vor (Zählwerte, Messwerte, Fahrpläne, Hochrechnungen, usw.).

Wie bereits oben angeführt sind auch bei der Berechnung der Nichtverfügbarkeiten Annahmen und Abschätzungen nötig, die zu Unsicherheiten führen.

All diese Aspekte führen dazu, dass das Ergebnis für die verbleibende Leistung mit gewissen Fehlern behaftet ist. Man muss daher davon ausgehen, dass der tatsächliche Wert in Wirklichkeit auch niedriger liegen könnte.

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

3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission

3.1. Methodik der Datenermittlung

Der dieser Leistungsbilanz zugrundeliegende konventionelle Kraftwerkspark in der 50Hertz Transmission Regelzone umfasst direkt an das Höchstspannungsnetz (380/220 kV) als auch an unterlagerte Netze angeschlossene Kraftwerke. Nach derzeitigem Informationsstand ergeben sich Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks in der 50Hertz Transmission Regelzone aus den zugrunde liegenden Kraftwerksinbetriebnahmen/-außerbetriebnahmen. Die Inbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke werden mit Kenntnisstand Ende August 2014 angesetzt.

Ein zentraler und zugleich schwierig zu ermittelnder Wert der Leistungsbilanz ist der Wert der Last. Dieser repräsentiert die Summe der bezogenen Leistungen aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz und beinhaltet auch die Verlustleistung des gesamten Versorgungsnetzes.

Da momentan eine genaue Bestimmung der Last über eine direkte Messung aller Verbraucher nicht möglich ist, verwendet 50Hertz Transmission eine Methodik, die eine näherungsweise Abbildung der Regelzonenlast ermöglicht. Die Regelzonenlast wird aus der Wirkabgabe und Wirkaufnahme (vertikale Netzlast) und EEG-Einspeisung (jeweils ¼-h-Zählwerte) sowie den ¼-h-Leistungsmittelwerten der unterlagerten konventionellen Einspeisungen und sonstiger Einspeisungen in den Netzen ≤ 110 kV ermittelt.

Da die Last über dieses indirekte Verfahren ermittelt wird, bestehen - neben dem oben gesagten - folgende Unsicherheiten:

- Die Hochrechnungen der Windkraftanlagen und der Photovoltaikanlagen enthalten gewisse Unsicherheiten im Vergleich zu direkten Leistungsmessungen.
- Die prognostizierte Einspeisegangleinie der „sonstigen Erneuerbaren Energien“ enthält aufgrund ihres Prognosecharakters Unsicherheiten. Der Einfluss ist aber durch den relativ geringen Anteil der verfügbaren Einspeiseleistung an der Gesamtleistung als eher gering einzustufen.
- Da in der Regelzone 50Hertz Transmission ein großer Anteil der Erzeugungsleistung in den Netzen ≤ 110 KV installiert ist, unterliegen diese Einspeisewerte aus den unterlagerten Verteilungsnetzen einer Unsicherheit. Dies begründet sich durch den Sachverhalt, dass Teile der Last mit der Einspeisung bereits saldiert erfasst werden und schwer zu separieren sind.

Seit dem Jahr 2013 werden in Deutschland Ausschreibungen für abschaltbare Lasten durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Ausschreibungen wurden für das Jahr 2013 als verfügbare Lastreduktion angesetzt. Bei 50Hertz konnte seit Beginn der Ausschreibungen keine signifikante Erhöhung des Angebots für abschaltbare Lasten verzeichnet werden. Für den Referenztag sowie die Prognosejahre 2015 bis 2017 wurde daher das Ergebnis der Ausschreibung des Jahres 2013 angesetzt, da die weitere Entwicklung des Marktes schwer vorauszusagen ist. Eine Zunahme des Angebotes für abschaltbare Lasten ist jedoch nicht auszuschließen.

Unter Berücksichtigung der in den Jahren 2012 und 2013 bei den Netzbetreibern durchgeführten Datenabfragen ergibt sich auf Basis der installierten Kapazitäten, die der Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone zugrunde liegt, bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 99%. Der

Abdeckungsgrad bezogen auf die gesamt installierte Leistung zuzüglich nicht bekannten Erzeugungsanlagen liegt niedriger.

3.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast am 05.12.2013 um 17:45 Uhr bestand in der 50Hertz Transmission Regelzone ein Leistungsbilanzüberschuss. Die verbleibende Leistung überstieg die Last zum betrachteten Zeitpunkt um 14,3 GW (die Jahreshöchstlast bei 50Hertz Transmission trat bereits am 04.11.2013 um 18:00 Uhr ein). Insgesamt trug die 50Hertz-Regelzone erheblich zur der gesamtdeutschen Bilanz bei. Ein großer Teil der erzeugten Leistung wurde dabei durch Windenergie bereitgestellt (ca. 10 GW). Die zum Abtransport der Leistung benötigten Kapazitäten und dazugehörige Stabilitätsbetrachtungen des Übertragungsnetzes sind nicht Gegenstand des Berichts.

Zum Vergleich zur tatsächlich eingetretenen Situation in 2013 wird der Referenztag betrachtet. Hier wurde auf der Lastseite bei 50Hertz der Wert zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast des Jahres 2012 herangezogen. Auf der Erzeugungsseite wurde beispielsweise die tatsächlich eingetretene Erzeugung aus Windenergie durch die Rate der nicht einsetzbaren Leistung (s. 2.2.5) bezogen auf die gesamte installierte Leistung ersetzt. Dies führt zu einer erheblichen Reduzierung der aus Wind erzeugten Leistung und somit auch der verbleibenden Leistung der Regelzone (von 14,3 auf 5,6 GW), die Last kann aber auch in einer solchen Erzeugungssituation gedeckt werden (vgl. Zeile 16 in Anhang A.1).

In der **Prognose der Leistungsbilanz** für die vier Folgejahren 2014 bis 2017 weist die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone einen zunehmenden Leistungsbilanzüberschuss aus. So erhöht sich der Leistungsbilanzüberschuss in der Prognose (2014-2017) in der 50Hertz Transmission Regelzone von ca. 7,0 GW (2014) auf 7,8 GW (2017).

Die Haupttreiber dieser Entwicklung sind die geplanten Inbetriebnahmen von rund 0,8 GW konventioneller Kraftwerks-Nettoleistung sowie der prognostizierte Zubau Erneuerbarer Energien von rund 3,4 GW installierter Leistung im betrachteten Zeitraum von 2014 bis 2017. Obwohl die EEG-Anlagen mit geringer Verfügbarkeit angesetzt wurden, steigt die installierte Leistung, inkl. des Zubaus konventioneller Kraftwerksleistung, bis 2017 auf über 51,6 GW an und führt somit zu einem Leistungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz Transmission.

Die 50Hertz Transmission Regelzone weist über alle Leistungsbilanzberichte einen Leistungsbilanzüberschuss aus. Durch den stetigen Zubau der Erneuerbaren Energien und der vorhandenen konventionellen Erzeugungsleistung erhöht sich der Leistungsbilanzüberschuss auch zukünftig. Innerhalb Deutschland kommt der 50Hertz Transmission Regelzone somit eine besondere Rolle bei der Bereitstellung von gesicherter Leistung zu.

Der von der Bundesregierung beschlossene Kernenergieausstieg hat für den im Rahmen dieser Leistungsbilanz betrachteten Zeitraum bezüglich der Deckung der Wirkleistung keine Auswirkungen auf die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone. Die im Raum Hamburg befindlichen Kernkraftwerke Brünshüttel und Krümmel galten bereits im Dezember 2010 als nicht verfügbar.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Hinweise im Kapitel 2.3.

4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion

4.1. Methodik der Datenermittlung

Ein zentraler und zugleich aufwendig zu ermittelnder Wert der Leistungsbilanz stellt die Bestimmung der Last dar. Dieser Wert repräsentiert in der vorliegenden Betrachtung die Summe der bezogenen Leistungen aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz und die Summe der Verlustleistung in diesen Netzen.

Wie bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben ist eine genaue Bestimmung der Last über direkte Messungen momentan und in naher Zukunft nicht möglich. Aus diesem Grund wird eine indirekte Ermittlungsmethodik angewandt, bei der auf die Einspeisungen in der Regelzone zurückgegriffen wird. Im vergangenen Bericht zur Leistungsbilanz (2013) wurde erstmalig 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 EEG-vergüteten und direktvermarkteten Einspeisern (Marktpremie, Grünstromprivileg) die über die Bilanzierung in den jeweiligen Bilanzkreis durch den VNB erfasst werden. Auch hier wird zwischen gemessener Einspeisung, synthetischem Einspeiseprofil und tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen unterschieden.

Berücksichtigung finden dabei nur jene Zeitreihen, bei denen der Verteilnetzbetreiber bei der VNB-Abfrage der ÜNB im Jahr 2014 den zur Einspeisung gehörenden Kraftwerkspark (KW-Stammdaten) angegeben hat. Die MaBiS-Zeitreihen von VNB, die nicht bei der Abfrage teilgenommen haben, können nicht berücksichtigt werden, da diesen Profilen in der Leistungsbilanz kein entsprechender Kraftwerkspark gegenüber gestellt werden kann. Dies würde die Betrachtung einseitig verfälschen. Die Zeitreihen der EEG-Einspeiser werden vollständig erfasst, da hier unabhängig von der VNB-Abfrage auf das Stammdatenregister der ÜNB zurückgegriffen werden kann.

Das Übertragungsnetz von Amprion ist Bestandteil des europäischen Verbundnetzes und ist damit auch elektrisch mit den Übertragungsnetzen anderer ÜNB verbunden. Zwischen den Netzen findet ein stetiger Leistungsaustausch statt, der in die Ermittlung der Last eingeht (Übergaben an andere Übertragungsnetze negativ, Übernahmen aus anderen Übertragungsnetzen positiv). Hierbei wird sowohl der Austausch mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als auch der Austausch mit den ausländischen ÜNB berücksichtigt.

Die Summe aller dieser Zeitreihen, die in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen, ergibt dann schlussendlich die Näherung der Last (inkl. Netzverluste) im deutschen Teil der Regelzone von Amprion (siehe Abbildung 4).

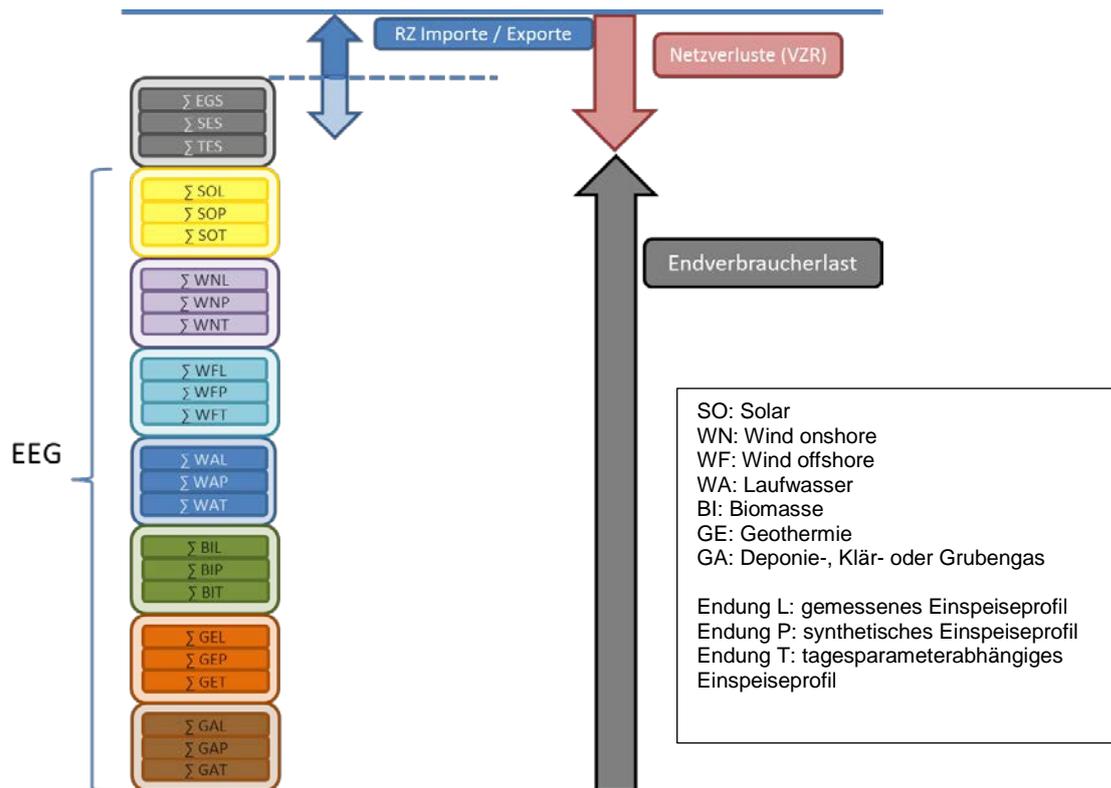


Abbildung 4: Ermittlung der Last im deutschen Teil der Regelzone von Amprion.

Neben der Last ist auch die Bestimmung der installierten Leistung der verschiedenen Einspeisungen wesentlicher Bestandteil der Leistungsbilanz. Hierbei wird für die Erneuerbaren Energien in der Statistik auf die Auswertung des aktuellen EEG-Stammdatenregisters der ÜNB zurückgegriffen. Da insbesondere die Laufwasserkraftwerke hierin nur teilweise abgebildet sind, verwendet Amprion die installierten Leistungen nach der Auswertung der VNB-Abfrage. Diese Werte enthalten sowohl Laufwasserkraftwerke, die EEG-Vergütungsfähig sind aber auch diese, die es nicht sind.

Für die Prognose der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien, werden die aktuellen Zwischenergebnisse des Gutachtens zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose, welches die Grundlage für die Ermittlung der bundesweiten EEG-Umlage bildet, zurückgegriffen. Da die endgültigen Werte erst in den nächsten Wochen feststehen, kann lediglich der aktuelle Zwischenstand verwendet werden. Auch hier spielen die Laufwasserkraftwerke eine besondere Rolle, sodass lediglich der Zubau aus den Gutachten auf die heute existierende installierte Leistung nach der VNB-Abfrage hinzuaddiert wird.

Die Berücksichtigung der konventionellen Kraftwerke erfolgt auf Basis einer Kraftwerksstammdatenbank, die den ÜNB aktuell vorliegt. Diese basiert in erster Linie auf den Rückmeldungen der VNB Abfrage und den ÜNB vorliegenden Kraftwerksdaten. Zusätzlich ist die Datenbank anhand verschiedener öffentlicher Quellen, Informationen der Bundesnetzagentur und direkter Kontakte zu den Kraftwerksbetreibern hinsichtlich der anstehenden Zu- und Rückbauzahlen ergänzt worden.

Da die Last nur über ein indirektes Verfahren ermittelt werden kann und die ÜNB keinen direkten Zugriff auf alle notwendigen Daten haben, bestehen folgende Unsicherheiten:

- Bei der Abfrage der Verteilnetzbetreiber haben nicht alle VNB geantwortet.
- Industrienetze wurden bei der Abfrage nicht berücksichtigt.
- Jegliche Prognosen sind mit Unsicherheiten behaftet.

Um die Belastungssituation des Netzes zu reduzieren besteht teilweise die Möglichkeit als Netzbetreiber verschiedene Lasten zu reduzieren. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Seit Mitte 2013 werden in Deutschland diese abschaltbaren Lasten ausgeschrieben. Die Ergebnisse dieser Ausschreibungen wurden für das Jahr 2013 als verfügbare Lastreduktion angesetzt. In der Amprion-Regelzone stand im Dezember 2013 eine Leistung von 588 MW als abschaltbare Last zur Verfügung. Für die Prognosejahre wird eine leichte Erhöhung auf 800 MW erwartet.

Für die folgenden Winter wurde ein Kraftwerksreservebedarf für Deutschland ermittelt, siehe Kapitel 7. Aktuell befindet sich in der Amprion-Regelzone ein Kraftwerk mit ca. 0,3 GW in der Reserve. Diese Leistung ist in den installierten Netto-Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Um eine grobe Abschätzung der vorliegenden Datenqualität zu geben, kann der Abdeckungsgrad hinsichtlich der installierten Netto-Leistung ausgewertet werden (s. Abbildung 5). Hierzu wird die installierte Leistung der verwendeten Kraftwerke mit einer Netto-Einspeiseleistung ≥ 10 MW mit den Leistungen der erneuerbaren Energien aus dem EEG-Stammdatenregister aufsummiert. Die Laufwasserkraftwerke werden ebenfalls aus der VNB-Abfrage verwendet, da hier ein Teil außerhalb der EEG-Vergütung liegt und somit im EEG-Stammdatenregister nicht geführt wird.

Dem gegenüber werden dieselben EE-Leistungen mit den Kraftwerken ≥ 10 MW aus der durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste aufsummiert. Diese beiden Zahlen im Verhältnis zueinander ergeben nach unserer Definition den Abdeckungsgrad der Betrachtung. Dieser liegt bei der aktuellen Auswertung bei ca. 97,6 % für Amprion.

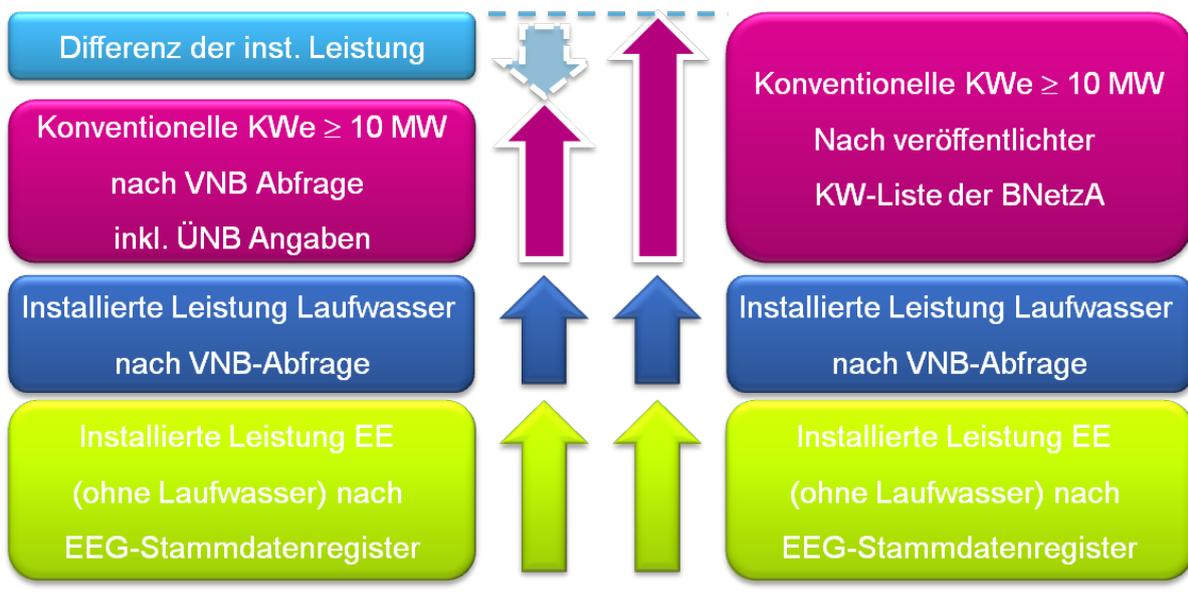


Abbildung 5: Ermittlung des Abdeckungsgrads

4.2. Fazit

Die Betrachtung der Leistungsbilanz bezieht sich auf Statistiken und Prognosen. Bei der Statistik ist es möglich, teilweise auf Messwerte und anerkannte Methoden zur EEG-Abrechnung (z.B. Standardeinspeiseprofile) zurückzugreifen. Die Bewertung der Prognose

erfolgt auf Basis dieser historischen Werte, die um uns vorliegende Prognosen (z.B. EE-Entwicklung) ergänzt werden.

Nach den zugrundeliegenden Informationen geht die installierte Leistung des konventionellen KW-Parks bis zum Jahr 2017 im Netzgebiet von Amprion leicht auf ca. 40,8 GW zurück. Dies ist auf schon bekannte Kraftwerksstilllegungen und Inbetriebnahmen von bereits heute im Bau befindlichen Kraftwerksprojekten zurückzuführen.

Die Prognose der Erneuerbaren Energien zeigt einen fortgeführten Anstieg, der sich insbesondere in den Zahlen der Windenergieanlagen und der Photovoltaikanlagen widerspiegelt. Gleichwohl können gerade diese Anlagen nur einen sehr geringen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern.

In der Rückschau auf die tatsächliche Situation im Jahr 2013 liegt der Wert der *verbleibenden Leistung* im deutschen Teil der Regelzone von Amprion mit 16,7 GW im deutlich positiven Bereich und zeigt damit die Versorgungsreserve, die aus Sicht der Leistungsbilanzierung zu dieser Zeit bestanden hat. Dies ist insbesondere auf den Überschuss der konventionellen Kraftwerksleistung und einen großen Teil der Einspeisung aus Windenergieanlagen zurückzuführen. Desweiteren war der Winter in 2013 sehr mild, so dass die beobachtete maximale Last deutlich unter dem Durchschnitt lag. Im Vergleich hierzu wurde für die Rückschau auf Basis der „Referenztagmethodik“, nur eine verbleibende Leistung von 8,0 GW ermittelt.

In der Prognose für den Winter des Jahres 2014 wird ein Wert von 7,4 GW und für das Jahr 2015 ein Wert von 5,8 GW für die *verbleibende Leistung* ermittelt. Dieser Rückgang der Reserve im Zeitraum 2013 bis 2015 ergibt sich zum einen durch den Rückgang der konventionellen Kraftwerksleistung als auch durch die im Vergleich zu 2013 höher abgeschätzte Last. Es ist anzumerken, dass diese recht hoch erscheinende Reserve der verbleibenden Leistung die Betrachtung einer „Kupferplatte“ darstellt; Netzrestriktionen sind nicht berücksichtigt.

Die Betrachtung der Prognose der Jahre 2016 / 2017 zeigt einen leichten Anstieg der verbleibenden Leistung im Vergleich zu 2015 zunächst auf 6,4 GW und einen anschließenden Anstieg auf 7,2 GW im Jahr 2017. Dieser Anstieg ergibt sich insbesondere durch die geplante Inbetriebnahme von sich derzeit im Bau befindlichen Gaskraftwerken.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung der Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3.

Neben der Betrachtung des deutschen Netzgebietes, ist auch die Kapazität von konventionellen Großkraftwerken im benachbarten Ausland, die in die Regelzone von Amprion integriert sind, angegeben. Werden diese Kapazitäten ebenso berücksichtigt, steigt die *verbleibende Leistung*, bei Berücksichtigung installierter Leistung von Kraftwerken im Ausland an.

5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW

5.1. Methodik der Datenermittlung

Wie bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben ist eine genaue Bestimmung der Last über Messgeräte momentan und in naher Zukunft nicht möglich. Daher verwendet TransnetBW GmbH (TNG) eine Methodik, bei der prinzipiell die gesamten Einspeisungen der Regelzone ermittelt und mit dem Saldo der Im- und Exporte addiert werden. Dieser Wert entspricht damit der gesamten Nachfrage inklusive der Netzverluste.

TNG verfügt in ihrer Hauptschaltleitung u.a. über die Wirkleistungsmesswerte der in das 380/220 kV-Netz einspeisenden Kraftwerke sowie über die Mehrzahl der in das 110 kV-Netz einspeisenden Kraftwerke. Die Kraftwerke, welche in das Mittel- bzw. Niederspannungsnetz einspeisen und zugleich keine nach dem EEG geförderten Einspeisungen sind, sind nicht erfasst.

Die nach dem EEG geförderten Einspeisungen werden hochgerechnet bzw. prognostiziert. TNG hat im Jahr 2011 das Berechnungsverfahren für die Regelzonenlast innoviert, dadurch werden die EEG-Mengen besser (als früher mit einer Pauschalen) erfasst. Dem zur Folge differieren jedoch die Regelzonenlasten in den Jahren 2010 und 2011-2017.

Bei der Lastberechnung bestehen die folgenden Unsicherheiten:

- Die Hochrechnungen der Windkraftanlagen und der Photovoltaikanlagen liegen sehr nahe an der Wirklichkeit, enthalten aber geringe Unsicherheiten.
- Die prognostizierte Einspeisegangleinie der anderen Erneuerbaren Energiequellen enthält aufgrund ihres Prognosecharakters Unsicherheiten. Der Einfluss ist aber durch den relativ geringen Anteil der installierten Einspeiseleistung an der Gesamtleistung als gering einzustufen.
- In allen Jahren wurde die Regelzonenlast nur aus beobachtbaren Quellen gebildet. Quellen, bei denen nur die installierte Leistung bekannt ist, nicht jedoch der Verlauf der eingespeisten Leistung gemessen / hochgerechnet / prognostiziert / geschätzt werden konnte, sind nicht berücksichtigt. Auf der Basis dieses Verfahrens ergeben sich die folgenden Abdeckungsgrade für die Einspeisungen:
 - 2010: ca. 85%
 - 2011: 98,2%
 - 2012: 97,7%
 - 2013: 97,8%

Der geringfügige Rückgang in 2012 entsteht durch die zusätzliche Erfassung von zuvor nicht bekannten Kraftwerken mit nicht beobachtbarem Verlauf der eingespeisten Leistung.

Anmerkungen zur Datengrundlage und Berechnung:

- Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast am 05.12.2013 lag die Windeinspeisung in der TransnetBW-Regelzone bei 37 MW. Die Differenz zur installierten Leistung wird für das Jahr 2013 als „nicht verfügbar“ betrachtet.
- Die ursprünglich zum Jahr 2013 erwarteten Inbetriebnahmen der Blöcke RDK8 (Block 8 des Rheinhafen Dampfkraftwerks) und GKM9 (Block 9 des Großkraftwerks Mannheim) haben sich so verschoben, dass die neu zugebaute Leistung erst zu den Referenz-Zeitpunkten im Dezember 2014 (RDK8) bzw. Januar 2016 (GKM9) wirksam werden.
- Für die Prognose der zukünftigen Kraftwerkseinspeisungen wurde der öffentliche Bericht über die „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018“ der Bundesnetzagentur verwendet. Blöcke 5 und 6 des HKW Heilbronn wurden aufgrund eingehender Stilllegungsanzeigen bereits ab 2015/2016 herangezogen.
- Revisionen: Für 2013 und 2014 wurden die tatsächlichen bzw. geplanten Revisionen berücksichtigt. Für die Jahre 2015-2016 wurde ein Pauschalwert von 300 MW angesetzt.
- Last zum betrachteten Zeitpunkt und Marge zur Höchstlast in 2013:
Die TNG Regelzonenlast zum tatsächlichen Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast am 05.12.2013 um 17:45 Uhr betrug 10.175 MW. Die Marge zwischen der TNG-Regelzonenjahreshöchstlast in 2013 und der TNG-Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast 2013 betrug 10.713 MW – 10.175 MW = 538 MW.
- Last zum betrachteten Zeitpunkt und Marge zur Höchstlast für die Referenztage ab 2014:
Die TNG Regelzonenlast zur historischen* deutschen Jahreshöchstlast am 07.02.2012 um 19:15 Uhr betrug 10.729 MW. Die historische* TNG-Regelzonenjahreshöchstlast am 09.02.2012 um 13:15 Uhr betrug 11.052 MW. Die Marge zwischen der TNG-Regelzonenlast zum Zeitpunkt der historischen* deutschen Höchstlast und der historischen TNG-Regelzonenjahreshöchstlast betrug 11.052 MW – 10.729 MW = 323 MW.
**Anmerkung: Es wurde die Höchstlast seit der erstmaligen Veröffentlichung des Leistungsbilanzberichts herangezogen.*
- Die installierten Leistungen erneuerbarer Energiequellen wurden aus der EEG-Mittelfristprognose übernommen. Da die Einspeisungen aus Solar und Windkraft aufgrund der nichtverfügbaren Leistung sehr gering sind, wirken sich mögliche Prognosefehler nur geringfügig aus.
- In Zeile 16 ist die Verbleibende Leistung bei ausschließlicher Berücksichtigung von Kraftwerken auf dem deutschen Staatsgebiet ausgewiesen.
- Die Anlagen der Vorarlberger Illwerke (VIW, 1,8 GW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der TNG-Regelzone (Zeile 19). Aufgrund der topologisch direkten Anbindung wurde mit den beteiligten österreichischen Partnern vereinbart diese Leistung in Leistungsbilanzberichten zu 100% der TNG-Regelzone zuzuordnen. Ausgehend von der Rate der nichteinsetzbaren Leistung von Speichern und Pumpspeichern in Höhe von 20% ergibt sich die gesicherte Leistung (Zeile 19a).
- Eine Last im Ausland hat TNG nicht zu versorgen (Zeile 20).
- In Zeile 21 ist die verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland ausgewiesen, die nachfolgenden Aussagen beziehen sich auf diese Zeile.

5.2. Fazit

Die Prognose der Leistungsbilanz für die kommenden Winter bewegt sich im positiven Bereich (1,3 GW für 2014 und 1,0 GW für 2015). Die Differenz zwischen 2014 und 2015 ergibt sich im Wesentlichen durch den vergleichsweise geringen Wert für Revisionen in 2014. Im Vergleich zum Vorjahr (2013) wird die Bilanz hauptsächlich durch die Inbetriebnahme von RDK8 in 2014 positiv beeinflusst.

In der Prognose für 2016/2017 zeigt sich eine Verbesserung der Situation ab dem Jahr 2016 auf 1,5 GW. Dies erfolgt insbesondere durch den Zubau von GKM 9, unter der Voraussetzung, dass die Inbetriebnahme im konventionellen Bereich planmäßig erfolgt. Dem stehen jedoch auch die endgültigen Außerbetriebnahmen von GKM 3 und GKM 4 gegenüber.

Ein deutlicher Anteil der positiven Bilanz resultiert aus der Kontrahierung von zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung (0,2 GW für 2013 bzw. 0,9 GW ab 2014). Dies betrifft bis zur Stilllegung den Block GKM 3, die Blöcke 1 und 2 des KW Walheim und die Blöcke GT 2, GT 3 und DT 3 des KW Marbach. Ab April 2015 kommen zudem die Blöcke HLB 5 und 6 am Standort Heilbronn hinzu.

Aus der methodischen Veränderung der vollen Berücksichtigung der österreichischen Vorarlberger Illwerke ergibt sich zudem eine weitere, dauerhafte Kapazitätserhöhung im Vergleich zum Leistungsbilanzbericht des Vorjahres in Höhe von 0,7 GW.

Es bleibt anzumerken, dass für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems die geographische Lage der entsprechenden Einspeisungen und Lasten von großer Bedeutung ist. Bezüglich der Grenzen der Betrachtung des Leistungsbilanzberichts verweisen wir auf die Hinweise im Kapitel 2.3.

6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT

6.1. Methodik der Datenermittlung

Die Lastbestimmung in der Regelzone der TenneT TSO GmbH (TTG) berücksichtigt

- den aus Zählwerten bestimmten Saldo aus Im- und Exporten,
- Zählwerte aller Einspeisungen der an das TTG-Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke,
- Summenzählwerte für Einspeisungen von Erzeugungsanlagen, die in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind, soweit TTG diese Zeitreihen über MaBiS (Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom) zur Verfügung stehen und die entsprechenden Verteilnetzbetreiber (VNB) die zugehörigen Stammdaten für den Betrachtungszeitraum 2013 über die EEG-Anlagenmeldung oder in das TTG-Anlagenregister für nicht EEG-vergütungsfähige Anlagen gemeldet haben.

Durch die Kombination von TTG-Anlagenregister und MaBiS-Daten ist eine gute Datengrundlage gegeben, die – bezogen auf die gesamte, bekannte installierte Kapazität – für die TTG-Regelzone zu einem Abdeckungsgrad von ca. 98% führt. Die fehlenden 2% sind unter anderem auf weitere dezentrale Einspeisung und Erzeugung innerhalb der Netze großer Stadtwerke oder von Industrieunternehmen zurückzuführen.

Das Lastmaximum in der TTG-Regelzone verringert sich um ca. 1,2 GW gegenüber 2012 (Regelzonenhöchstlast: 25,1 GW am 5.12.13 um 18:00 Uhr). Aus den MaBiS-Daten lässt sich abschätzen, dass die tatsächliche Last zum Betrachtungszeitpunkt noch mindestens 30 MW höher liegt. Für diese Anteile liegen aber keine Stammdatenmeldungen der VNB vor (vgl. Kapitel 2). Selbst wenn diese Lücke geschlossen wird, können immer noch Anteile der Gesamtlast fehlen, da innerhalb der MaBiS-Daten teilweise Erzeugung und Verbrauch nicht vollständig getrennt werden können und grundsätzlich keine Einspeisungen von Kraftwerken in nicht-öffentlichen Netzen (Bahn, Industrie ...) enthalten sind. Möglicherweise ergeben sich hier in Zukunft weitere Datenquellen im Rahmen der Entwicklungen zum Energieinformationsnetz.

Eine zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland hohe Windeinspeisung führt zu einer deutlich positiven verbleibenden Leistung (7,3 GW).

Die verfügbare Kraftwerkskapazität im Ausland umfasst Anteile an Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, die gemäß vertraglichen Bestimmungen für die Energieversorgung in Deutschland über Istwert-Aufschaltungen zur Verfügung stehen. Dabei werden auch die Nichtverfügbarkeiten wie bei den Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland mit einbezogen.

Im Bereich Wind/PV wird für die Jahre ab 2014 auf den aktuellen Stand der Zubauprognosen zurückgegriffen, der sich im Rahmen des EEG-Umlage-Prozesses ergibt. Die finalen Zahlen lagen bei der Erstellung dieses Berichtes noch nicht vor.

Im konventionellen Bereich werden Zu- und Rückbaupläne für Kraftwerke am Übertragungsnetz in die Prognose mit einbezogen. Bei den Rückbauten kann für den Zeitraum von einem Jahr ab Erstellung dieses Berichtes auf verbindliche Meldungen der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke zurückgegriffen werden. Danach werden andere verfügbare Quellen wie die im Internet zu diesem Thema veröffentlichten Tabellen

der Bundesnetzagentur herangezogen. Bei Kraftwerken südlich des Mains wird dabei davon ausgegangen, dass diese aufgrund ihrer Systemrelevanz weiter als Reserve vorgehalten werden, wenn dem keine technischen und immissionsschutzrechtlichen Gründe entgegenstehen. Aktuell befinden sich innerhalb der TTG-Regelzone bereits Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 1 GW in der Reserve. Da die Leistungsbilanz Marktaspekte nicht berücksichtigt, kommen in ihr die Reservekraftwerke so wie alle anderen Kraftwerke zum Tragen.

Für abschaltbare Lasten wird in der TTG-Regelzone voraussichtlich ab Dezember 2014 mit einem Potential von 50 MW gerechnet.

Das Thema zusätzlicher Reservekraftwerke für die Winter 2014/15 und 2015/16 wird in Kapitel 7 ÜNB-übergreifend betrachtet.

6.2. Fazit

Durch die Gegenüberstellung der nicht einsetzbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2013 weitest möglich auf Basis realer Messwerte und der Referenztag-Daten wird deutlich, dass der vorliegende Fall relativ starker Windeinspeisung (d. h. geringe Wind-Nichtverfügbarkeit) mit einer verbleibenden Leistung von 7,3 GW sich deutlich vom Referenztagwert von -4,7 GW unterscheidet.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter in der TTG-Regelzone fällt negativ aus, jedoch wird dies u.a. durch die angenommene Inbetriebnahme des Steinkohlekraftwerks Wilhelmshaven im Januar 2015 abgeschwächt. Die Versorgungssicherheit ist bei einer solchen Unterdeckung stark von Importen aus dem benachbarten In- und Ausland abhängig. Dabei ist insbesondere auf die Belange des Übertragungsnetzes (u. a. Transportkapazität, Spannungsstabilität, Systemstabilität) zu achten. Für die Folgejahre wirkt sich v.a. auch die Außerbetriebnahme des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld Mitte 2015 negativ auf die Leistungsbilanz aus.

Der weitere Zubau bei den Erneuerbaren führt aufgrund ihrer geringen gesicherten Leistung nur zu einer langsamen Verbesserung bei der verbleibenden Leistung.

Eine weitere mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). Allerdings konnte das Risiko von Gastransportproblemen durch veränderte Gaslieferverträge bei den systemrelevanten Kraftwerken zwischenzeitlich reduziert werden. Damit ist allerdings nicht notwendigerweise das Problem fehlender Gasmengen behoben.

Insgesamt ist bei der Betrachtung der Leistungsbilanz zu beachten, dass in der installierten Leistung die deutschen Reservekraftwerke in der TenneT-Regelzone (vgl. Kapitel 6.1) bereits enthalten sind. Ohne das Instrument der Reservekraftwerksverordnung wären diese Kraftwerksleistungen je nach Stilllegungsdatum im Betrachtungszeitraum zum Teil nicht mehr verfügbar und die verbleibende Leistung würde sich entsprechend reduzieren.

Neben den unter 6.1 beschriebenen Reservekraftwerken, die in der Leistungsbilanz enthalten sind, wurden weitere 0,8 GW Reserve in Österreich für die Wintermonate bis März 2016 unter Vertrag genommen (bzw. werden für den Winter 2016/17 voraussichtlich unter Vertrag genommen). Diese Leistung stellt für die Betrachtungszeitpunkte der Leistungsbilanz eine zusätzliche mögliche Sicherheit dar. Im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung kann sich möglicherweise eine weitere Verbesserung für die Leistungsbilanz ergeben (siehe Kapitel 7.2). Auch neue Angebote im Bereich abschaltbarer Lasten könnten sich positiv auswirken.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3.

7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungs-System

7.1. Methodik der Datenermittlung

Die Zahlen für Deutschland ergeben sich als Summe der Werte für die einzelnen Regelzonen. Auf Basis der installierten Kapazitäten, die den Leistungsbilanzen der Einzel-Regelzonen zugrunde liegen, ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 98% für Deutschland.

Aufgrund der erneuten Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern hat sich die Datenbasis gegenüber dem Vorjahr leicht verändert. Auch die bekannte Kapazität ist im Rahmen eines erweiterten Monitorings der Bundesnetzagentur angestiegen. Aus diesen Gründen ist die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Vorjahres nur eingeschränkt gegeben.

7.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2013 war die verbleibende Leistung mit 37,3 GW deutlich positiv. Dies ist in erster Linie auf die vergleichsweise niedrige Last und die relativ starke Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt zurückzuführen (vgl. 11,1 GW im Vorjahr bei hoher Last, niedriger Windeinspeisung und Gasknappheit).

Die **Prognose der Leistungsbilanz** für den kommenden Winter fällt positiv aus (10,3 GW im Dezember bzw. 9,6 GW im Januar).

In der Prognose für die Folgejahre bleibt die freie Leistung auf einem ähnlichen Niveau (vgl. Abb. 6), unter der Voraussetzung, dass die Inbetriebnahmen im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen. Dennoch ist auch hierbei anzumerken, dass für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems auch die geographische Lage der entsprechenden Einspeisungen und Lasten von großer Bedeutung sind.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3.

Eine mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2).

Für die Winter 2014/2015 und 2015/2016 haben die deutschen ÜNB aktuell einen Reservekraftwerksbedarf von 3,1 GW bzw. 6,0 GW berechnet³. Diese Werte wurden von der Bundesnetzagentur bestätigt. Der deutsche Anteil beträgt 2,2 GW (2014/15) bzw. 2,6 GW (2015/16). Diese Werte von sonst zur Stilllegung vorgesehenen Kraftwerken sind bereits in den installierten Kapazitäten des vorliegenden Berichts berücksichtigt. Zusätzlich werden 0,9 GW bzw. 3,4 GW an Kapazität im Ausland zur Verfügung stehen.

³ Der Winter 2016/2017 ist kein Bestandteil der Bedarfsanalyse 2014, vgl.

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/FeststellungReservekraftwerksbedarf2014_2015_2016_2017_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

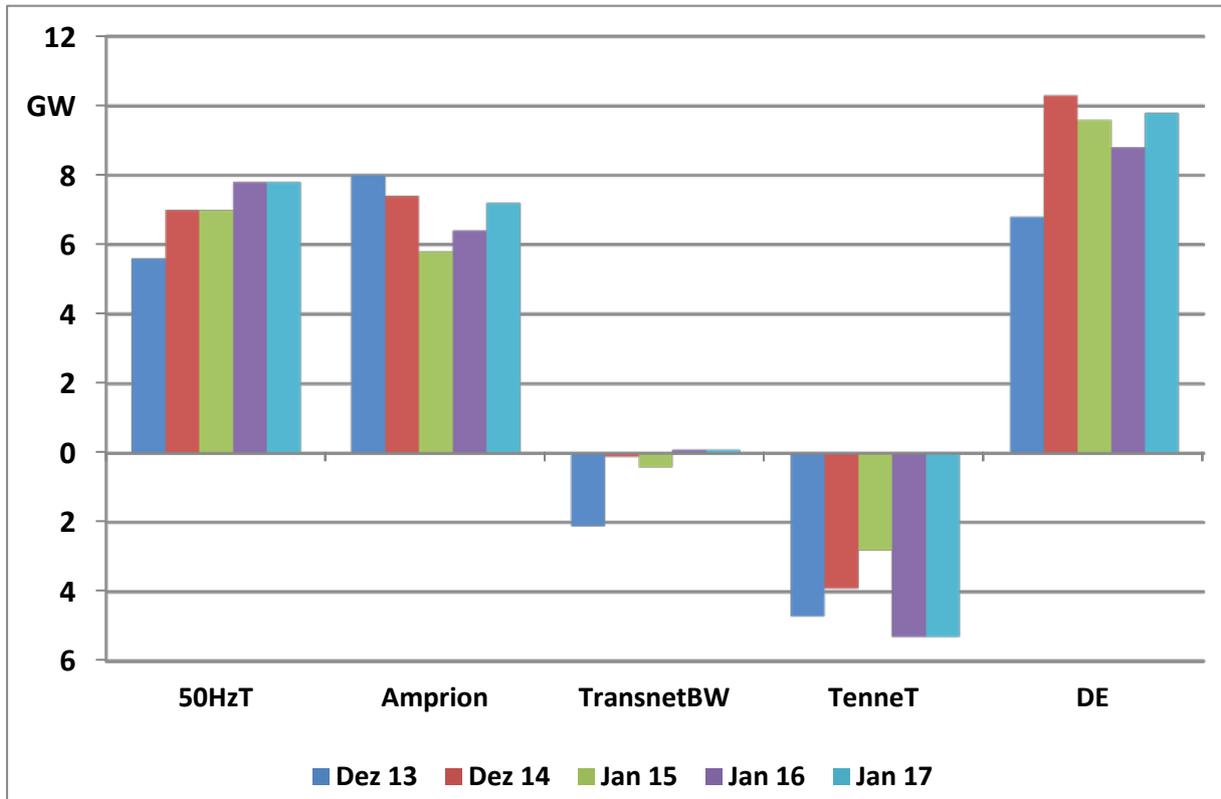


Abbildung 6: Verbleibende Leistung ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland

A. Anhang

A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

Ziele		50Hertz Transmission GmbH									
		2013 Jahreshöchstlast in DE 05.12.2013 17:45 Uhr	2013 Referenztag 05.12.2013 17:45 Uhr	2014 Referenztag 17.12.2014 19:00 Uhr	2015 Referenztag 21.01.2015 19:00 Uhr	2016 Referenztag 22.01.2016 19:00 Uhr	2017 Referenztag 18.01.2017 19:00 Uhr				
Zielpunkt (CET):		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern		Auslastrate (Arbeitsichtverfügbarkeit)									
1	Kernenergie	18,4 GW	18,4 GW	19,4 GW	19,4 GW	19,4 GW	20,3 GW				
2	Fossile Brennstoffe	10,0 GW	10,0 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,0 GW				
2a	davon Braunkohle	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
2b	davon Steinkohle	4,7 GW	4,7 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW				
2c	davon Gas	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2d	davon Öl	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	23,3 GW	23,3 GW	24,9 GW	25,3 GW	25,3 GW	25,3 GW	25,3 GW	25,3 GW	25,3 GW	26,9 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	13,6 GW	13,6 GW	14,7 GW	14,7 GW	14,7 GW	15,8 GW				
3a	davon onshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,3 GW
3b	davon offshore Wind	7,9 GW	7,9 GW	8,3 GW	8,5 GW	8,5 GW	8,5 GW	8,5 GW	8,5 GW	8,5 GW	8,8 GW
3c	davon Photovoltaik	1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,9 GW	1,9 GW				
3d	davon Biomasse / Biogas	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
4	Wasser	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
4a	davon Laufwasser	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	44,8 GW	44,8 GW	47,4 GW	47,7 GW	47,7 GW	47,7 GW	47,7 GW	47,7 GW	47,7 GW	51,6 GW
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	0,1 GW	0,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW				
7	Revisionen	13,8 GW	22,7 GW	24,3 GW	24,7 GW	24,7 GW	24,7 GW	24,7 GW	24,7 GW	24,7 GW	27,6 GW
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nichteinsetzbaren Leistung									
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	0%									
8a	davon eingemietete Kraftwerke	0%									
8b	davon Kernenergie	0%									
8c	davon Braunkohle	0%									
8d	davon Steinkohle	0%									
8e	davon Gas	0%									
8f	davon Öl	0%									
8g	davon gemischte Brennstoffe	99%									
8h	davon onshore Wind	99%									
8i	davon offshore Wind	100%									
8j	davon Photovoltaik	35%									
8k	davon Biomasse / Biogas	50%									
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	75%									
8m	davon Laufwasser	20%									
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0%									
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%									
9	Ausfälle	30,9 GW	21,0 GW	22,1 GW	22,1 GW	22,9 GW	23,0 GW				
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	1,2 GW	1,2 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW				
11	Reserve für Systemdienstleistungen	29,7 GW	19,8 GW	21,1 GW	21,1 GW	21,9 GW	22,0 GW				
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	15,6 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	15,4 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW
15	Last (15 = 13 - 14)	14,3 GW	5,6 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,8 GW	7,8 GW				
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	0,4.11.2013 18:00	0,4.11.2013 18:00	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	Land									
18	Marge zur Höchstlast	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
20	Entsprechende Last im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	14,3 GW	5,6 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,8 GW	7,8 GW				

A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

Zeile		Zeitraum (CEI) :		Amprion GmbH				
				2013	2014	2015	2016	2017
				Jahreshochlast in DE 05.12.2013 17:45 Uhr	Referenztag 17.12.2014 19:00 Uhr	Referenztag 21.01.2015 19:00 Uhr	Referenztag 22.01.2016 19:00 Uhr	Referenztag 18.01.2017 19:00 Uhr
TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern		Auslastrate (Arbeitsnichtheizbarkeit)						
1	Kernenergie	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW
2	Fossile Brennstoffe	38,2 GW	38,2 GW	37,3 GW	36,6 GW	36,1 GW	36,9 GW	36,9 GW
2a	davon Braunkohle	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW
2b	davon Steinkohle	13,8 GW	13,8 GW	14,1 GW	12,4 GW	12,4 GW	12,1 GW	12,1 GW
2c	davon Gas	10,3 GW	10,3 GW	9,4 GW	10,0 GW	10,0 GW	11,0 GW	11,0 GW
2d	davon Öl	0,5 GW	0,5 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	16,4 GW	16,4 GW	17,5 GW	17,6 GW	18,7 GW	19,8 GW	19,8 GW
3a	davon onshore Wind	6,2 GW	6,2 GW	6,9 GW	6,9 GW	7,5 GW	8,1 GW	8,1 GW
3b	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c	davon Photovoltaik	8,6 GW	8,6 GW	9,1 GW	9,1 GW	9,5 GW	9,9 GW	9,9 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	1,2 GW	1,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,4 GW	1,4 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
4	Wasser	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
4a	davon Laufwasser	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	59,8 GW	59,8 GW	60,1 GW	58,5 GW	60,1 GW	61,9 GW	61,9 GW
7	Revisionen	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nicht einsetzbaren Leistung						
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	11,4 GW	17,0 GW	18,0 GW	18,1 GW	19,2 GW	20,2 GW	20,2 GW
8a	davon eingetrotzte Kraftwerke	1,0 GW	1,0 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
8b	davon Kernenergie							
8c	davon Braunkohle							
8d	davon Steinkohle							
8e	davon Gas							
8f	davon Öl							
8g	davon gemischte Brennstoffe	0,9 GW	6,2 GW	6,8 GW	6,8 GW	7,4 GW	8,0 GW	8,0 GW
8h	davon onshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8i	davon offshore Wind	8,3 GW	8,6 GW	9,1 GW	8,1 GW	9,5 GW	9,9 GW	9,9 GW
8j	davon Photovoltaik	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
8m	davon Laufwasser	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0,9 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,1 GW	2,1 GW
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen							
9	Ausfälle	0,9 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,1 GW	2,1 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	46,8 GW	40,0 GW	39,3 GW	37,7 GW	38,2 GW	39,0 GW	39,0 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	1,6 GW	1,6 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	45,2 GW	38,4 GW	37,6 GW	36,0 GW	36,5 GW	37,3 GW	37,3 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	29,1 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	0,6 GW	0,6 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
15	Last (15 = 13 - 14)	28,5 GW	30,4 GW	30,1 GW	30,1 GW	30,1 GW	30,1 GW	30,1 GW
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	16,7 GW	8,0 GW	7,4 GW	5,8 GW	6,4 GW	7,2 GW	7,2 GW
17	Zeitpunkt der Regelleistungshochlast	16.01.2013 18:00						
18	Marge zur Höchstlast	0,3 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
19	Installierte Netto-Einspeiseleistung im Ausland							
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW
20	Entsprechende Last im Ausland	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
22	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (22 = 16 + 19a - 20)	17,3 GW	8,6 GW	8,0 GW	6,6 GW	7,1 GW	7,9 GW	7,9 GW

A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

Zeile		Zeitraum		TransnetBW GmbH							
		2013		2014		2015		2016		2017	
		Jahreshochlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
Zeitpunkt (CEI) :		05.12.2013 17:45 Uhr	05.12.2013 17:45 Uhr	17.12.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	22.01.2016 19:00 Uhr	18.01.2017 19:00 Uhr				
TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern		Auslastrate (Arbeitsnichverfügbarkeit)									
1	Kernenergie	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	
2	Fossile Brennstoffe	6,1 GW	6,1 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,4 GW	7,4 GW	7,4 GW	
2a	davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
2b	davon Steinkohle	4,2 GW	4,2 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,6 GW	5,6 GW	5,6 GW	5,6 GW	
2c	davon Gas	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	
2d	davon Öl	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	6,1 GW	6,1 GW	6,6 GW	6,7 GW	6,7 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,3 GW	7,3 GW	
3a	davon onshore Wind	0,6 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,8 GW	0,8 GW					
3b	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
3c	davon Photovoltaik	4,9 GW	4,9 GW	5,2 GW	5,2 GW	5,2 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,7 GW	5,7 GW	
3d	davon Biomasse / Biogas	0,6 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW					
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
4	Wasser	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	
4a	davon Laufwasser	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	
4c	davon Speicher und Pumpspeicher	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	1,74 GW	1,74 GW	18,8 GW	18,9 GW	19,6 GW	20,0 GW	20,0 GW	20,0 GW	20,0 GW	
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	
7	Revisionen	Rate der nicht einsetzbaren Leistung									
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nicht einsetzbaren Leistung									
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	6,6 GW	6,6 GW	7,1 GW	7,1 GW	7,1 GW	7,4 GW	7,4 GW	7,8 GW	7,8 GW	
8a	davon eingetrotzte Kraftwerke										
8b	davon Kernenergie	0%									
8c	davon Braunkohle	0%									
8d	davon Steinkohle	0%									
8e	davon Gas	0%									
8f	davon Öl	0%									
8g	davon gemischte Brennstoffe	99%									
8h	davon onshore Wind	0%									
8i	davon offshore Wind	100%									
8j	davon Photovoltaik	35%									
8k	davon Biomasse / Biogas	75%									
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0%									
8m	davon Laufwasser	0%									
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0%									
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%									
9	Ausfälle	9,8 GW	9,3 GW	11,2 GW	10,9 GW	11,4 GW	11,4 GW	11,4 GW	11,4 GW	11,4 GW	
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	0,7 GW	0,7 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW					
11	Reserve für Systemdienstleistungen	9,1 GW	8,6 GW	10,6 GW	10,3 GW	10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	10,2 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	10,2 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	
15	Last (15 = 13 - 14)	-1,1 GW	-2,1 GW	-0,1 GW	-0,4 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	11,3 GW	12,8 GW	10,8 GW	11,1 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	
17	Zeitpunkt der Regelzonenhochlast	05.02.2013 12:15									
18	Marge zur Höchstlast	0,5 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	
19	installierte Netto-Einspeiseleistung im Ausland	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	
20	Einspeisende Last im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	0,3 GW	-0,7 GW	1,3 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	

A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz Tennet

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

Zeile		2013		2014		2015		2016		2017	
		Jahreshochlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	
Zeitraum (CEI) :		05.12.2013 17:45 Uhr	05.12.2013 17:45 Uhr	17.12.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	22.01.2016 19:00 Uhr	18.01.2017 19:00 Uhr				
Tennet GmbH											
Teil A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern											
Auslastrate (Arbeitsnichverfügbarkeit)											
1	Kernenergie	5,5 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW					
2	Fossile Brennstoffe	17,4 GW	17,4 GW	17,4 GW	18,5 GW	18,5 GW	18,5 GW	16,5 GW	16,5 GW	16,5 GW	16,5 GW
2a	davon Braunkohle	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW					
2b	davon Steinkohle	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW
2c	davon Gas	8,9 GW	8,9 GW	8,9 GW	9,3 GW	9,3 GW	9,3 GW	8,0 GW	8,0 GW	8,0 GW	8,0 GW
2d	davon Öl	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW					
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW					
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	30,7 GW	30,7 GW	33,9 GW	34,3 GW	34,3 GW	37,7 GW	40,5 GW	40,5 GW	40,5 GW	40,5 GW
3a	davon onshore Wind	12,6 GW	12,6 GW	14,7 GW	14,8 GW	14,8 GW	16,2 GW	17,3 GW	17,3 GW	17,3 GW	17,3 GW
3b	davon offshore Wind	0,5 GW	0,5 GW	1,5 GW	1,7 GW	1,7 GW	2,9 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW
3c	davon Photovoltaik	14,9 GW	15,6 GW	16,3 GW	16,3 GW	16,3 GW	16,3 GW				
3d	davon Biomasse / Biogas	2,7 GW	2,7 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW				
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW					
4	Wasser	3,1 GW	3,1 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
4a	davon Laufwasser	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW					
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW					
4c	davon Speicher und Pumpspeicher	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	56,6 GW	56,6 GW	59,8 GW	61,3 GW	61,3 GW	61,5 GW	64,4 GW	64,4 GW	64,4 GW	64,4 GW
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	0,5 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
7	Revisionen										
Teil B : Nicht einsetzbare Leistung											
Rate der nicht einsetzbaren Leistung											
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	21,7 GW	32,0 GW	35,1 GW	35,4 GW	38,4 GW	41,1 GW	41,1 GW	41,1 GW	41,1 GW	41,1 GW
8a	davon eingetrotzte Kraftwerke	1,6 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW					
8b	davon Kernenergie										
8c	davon Braunkohle										
8d	davon Steinkohle										
8e	davon Gas										
8f	davon Öl										
8g	davon gemischte Brennstoffe	2,8 GW	12,5 GW	14,6 GW	14,7 GW	16,0 GW	17,2 GW	17,2 GW	17,2 GW	17,2 GW	17,2 GW
8h	davon onshore Wind	0,1 GW	0,5 GW	1,4 GW	1,6 GW	2,9 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW
8i	davon offshore Wind	14,9 GW	14,9 GW	14,9 GW	14,9 GW	15,6 GW	16,3 GW	16,3 GW	16,3 GW	16,3 GW	16,3 GW
8j	davon Photovoltaik	0,9 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW				
8k	davon Biomasse / Biogas	1,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW					
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
8m	davon Laufwasser	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
9	Ausfälle	33,9 GW	22,7 GW	23,3 GW	24,4 GW	21,8 GW	21,9 GW	21,9 GW	21,9 GW	21,9 GW	21,9 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	1,6 GW	1,6 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW				
11	Reserve für Systemdienstleistungen	32,3 GW	21,1 GW	21,8 GW	23,0 GW	20,4 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	25,0 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW					
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW				
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	25,0 GW	25,8 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW				
15	Last (15 = 13 - 14)	7,3 GW	-4,7 GW	-3,9 GW	-2,8 GW	-5,3 GW	-5,3 GW	-5,3 GW	-5,3 GW	-5,3 GW	-5,3 GW
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW				
17	Zeitpunkt der Regelpflichtlast	05.12.2013 18:00									
18	Marge zur Höchstlast	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW					
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland										
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW					
20	Einspeisende Last im Ausland	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW					
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	7,7 GW	-4,3 GW	-3,5 GW	-2,4 GW	-4,9 GW	-4,9 GW	-4,9 GW	-4,9 GW	-4,9 GW	-4,9 GW

A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Zeile		2013		2014		2015		2016		2017	
		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
Zeitpunkt (CEI) :		05.12.2013 17:45 Uhr	05.12.2013 17:45 Uhr	17.12.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	22.01.2016 19:00 Uhr	18.01.2017 19:00 Uhr	Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB			
TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern		Auslastrate (Arbeitsnichtheizbarkeit)									
1	Kernenergie	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	10,8 GW
2	Fossile Brennstoffe	80,0 GW	80,0 GW	81,1 GW	80,5 GW	80,3 GW	80,3 GW	80,3 GW	80,3 GW	80,3 GW	81,1 GW
2a	davon Braunkohle	21,1 GW	21,1 GW	21,2 GW	21,2 GW	21,2 GW	21,0 GW				
2b	davon Steinkohle	26,0 GW	26,0 GW	28,1 GW	27,1 GW	27,7 GW	27,7 GW	27,7 GW	27,7 GW	27,7 GW	27,5 GW
2c	davon Gas	25,0 GW	25,0 GW	24,1 GW	24,5 GW	23,8 GW	23,8 GW	23,8 GW	23,8 GW	23,8 GW	24,9 GW
2d	davon Öl	3,9 GW	3,9 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW				
2e	davon gemischte Brennstoffe	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,2 GW	4,2 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	76,5 GW	76,5 GW	83,0 GW	83,8 GW	90,3 GW	90,3 GW	90,3 GW	90,3 GW	90,3 GW	95,9 GW
3a	davon onshore Wind	33,0 GW	33,0 GW	36,9 GW	37,1 GW	40,2 GW	40,2 GW	40,2 GW	40,2 GW	43,0 GW	43,0 GW
3b	davon offshore Wind	0,5 GW	0,5 GW	1,5 GW	1,9 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	4,2 GW	4,2 GW
3c	davon Photovoltaik	36,2 GW	36,2 GW	37,5 GW	37,7 GW	39,4 GW	39,4 GW	39,4 GW	39,4 GW	41,2 GW	41,2 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	6,2 GW	6,2 GW	6,5 GW	6,5 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,9 GW	6,9 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
4	Wasser	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW
4a	davon Laufwasser	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW
4c	davon Speicher und Pumpspeicher	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	178,6 GW	178,6 GW	186,1 GW	186,3 GW	191,4 GW	191,4 GW	191,4 GW	191,4 GW	191,4 GW	197,8 GW
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	2,8 GW	2,8 GW	1,2 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
7	Revisionen	Rate der nicht einsetzbaren Leistung									
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nicht einsetzbaren Leistung									
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	53,5 GW	78,4 GW	84,4 GW	85,3 GW	84,4 GW	85,3 GW	84,4 GW	85,3 GW	84,4 GW	96,7 GW
8a	davon eingetrotzte Kraftwerke	2,6 GW	2,6 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,1 GW				
8b	davon Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8c	davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8d	davon Steinkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8e	davon Gas	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8f	davon Öl	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8g	davon gemischte Brennstoffe	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8h	davon onshore Wind	7,5 GW	32,7 GW	36,5 GW	36,7 GW	36,7 GW	36,7 GW	36,7 GW	36,7 GW	36,7 GW	42,6 GW
8i	davon offshore Wind	0,1 GW	0,5 GW	1,5 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	4,1 GW
8j	davon Photovoltaik	35,9 GW	36,2 GW	37,5 GW	37,7 GW	37,7 GW	37,7 GW	37,7 GW	37,7 GW	37,7 GW	41,2 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	2,1 GW	2,2 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
8m	davon Laufwasser	2,5 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,7 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	2,4 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
9	Ausfälle	0,9 GW	4,5 GW	4,6 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	121,4 GW	93,0 GW	95,8 GW	95,2 GW	94,4 GW	95,3 GW	94,4 GW	95,3 GW	95,3 GW	95,3 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	5,1 GW	5,1 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW				
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	116,3 GW	87,9 GW	91,1 GW	90,4 GW	89,6 GW	90,5 GW	89,6 GW	90,5 GW	90,5 GW	90,5 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	79,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	0,8 GW	0,8 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW				
15	Last (15 = 13 - 14)	79,1 GW	81,0 GW	80,8 GW	80,8 GW	80,8 GW	80,8 GW				
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	37,3 GW	6,9 GW	10,3 GW	9,6 GW	8,8 GW	9,8 GW	8,8 GW	9,8 GW	9,8 GW	9,8 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast										
18	Marge zur Höchstlast										
19	Installierte Netto-Einspeiseleistung im Ausland	AT, LU									
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
20	Einspeisende Last im Ausland	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
22	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (22 = 16 + 19a - 20)	39,6 GW	9,3 GW	12,7 GW	12,2 GW	11,4 GW	12,3 GW	11,4 GW	12,3 GW	12,3 GW	12,3 GW