

Bericht der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber zur
Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12
Abs. 4 und 5

Stand 30.09.2013

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.....	12
2.2.7. Last.....	12
2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast.....	13
2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes	13
2.3. Grenzen der Betrachtung.....	14
3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission	15
3.1. Methodik der Datenermittlung	15
3.2. Fazit.....	16
4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion	17
4.1. Methodik der Datenermittlung	17
4.2. Fazit.....	20
5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW	21
5.1. Methodik der Datenermittlung	21
5.2. Fazit.....	23
6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT	24
6.1. Methodik der Datenermittlung	24
6.2. Fazit.....	25
7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungs-System	27
7.1. Methodik der Datenermittlung	27
7.2. Fazit.....	27
A. Anhang.....	28
A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission.....	28
A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion.....	29
A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW	30
A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT.....	31
A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland	32

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, industrielle und gewerbliche Letztverbraucher und Lieferanten von Elektrizität sind verpflichtet, Betreibern von Übertragungsnetzen sowie vorgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen auf Verlangen unverzüglich die Informationen bereitzustellen, die notwendig sind, damit die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können. 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 entgegenstehende Lasten separat ausgewiesen.

Folgende drei unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sind dargestellt:

- Statistik (2012)
Der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2012 ergibt sich aus der deutschlandweiten Jahreshöchstlast. Die deutschlandweite Jahreshöchstlast ist durch Aggregation der vorliegenden Lastzeitreihen der vier Regelzonen ermittelt worden.

- Prognose (2013)
Für die Prognose des Jahres 2013 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 (2014 – 2016)
Für die Prognose der Jahre 2014 – 2016 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.

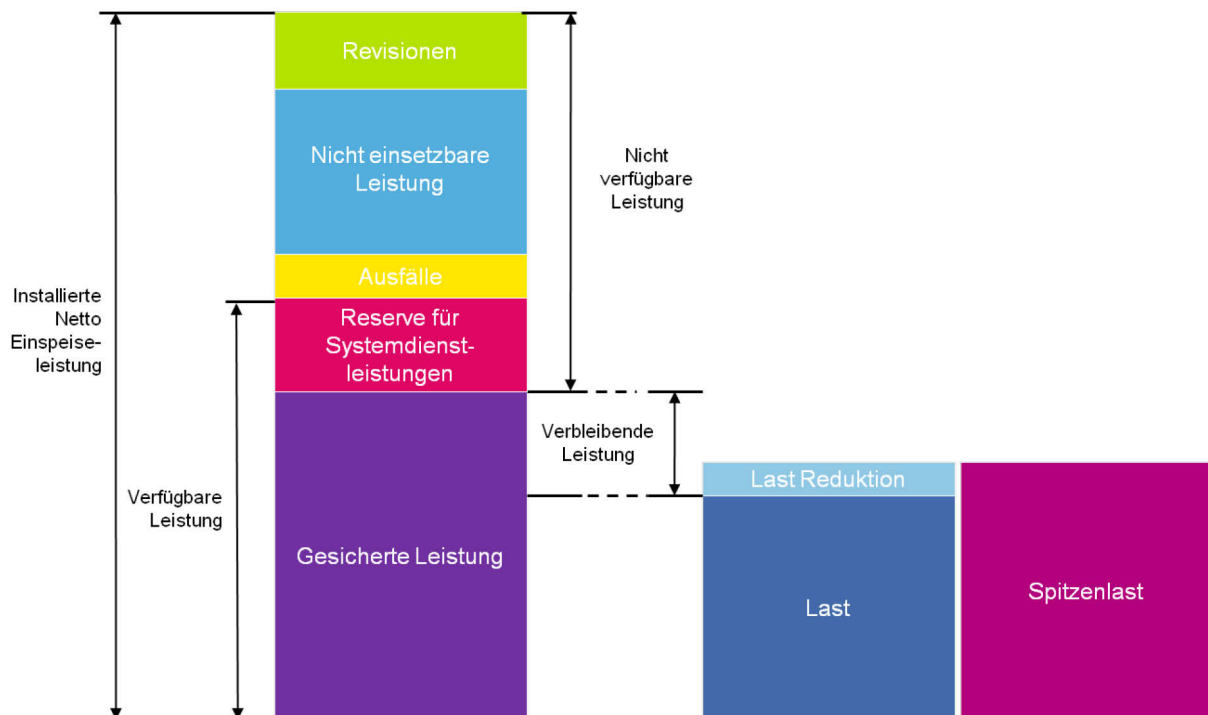


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

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 **2012** die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in ganz Deutschland untersucht (Spalte Statistik 2012). 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 **2012** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Prognose, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2012). 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 **2013** und für die Jahre 2014 – 2016 unterschieden. Für das Jahr 2013 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 **2014 – 2016** 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 zum 31.12.2015 das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vom Netz geht, ergibt sich für das Folgejahr (2016) eine etwas veränderte Zusammensetzung der Kernkraftwerkstypen. Die Auswirkungen auf die Ausfallrate sind jedoch gering, so dass für 2016 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 das Jahr 2012 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.

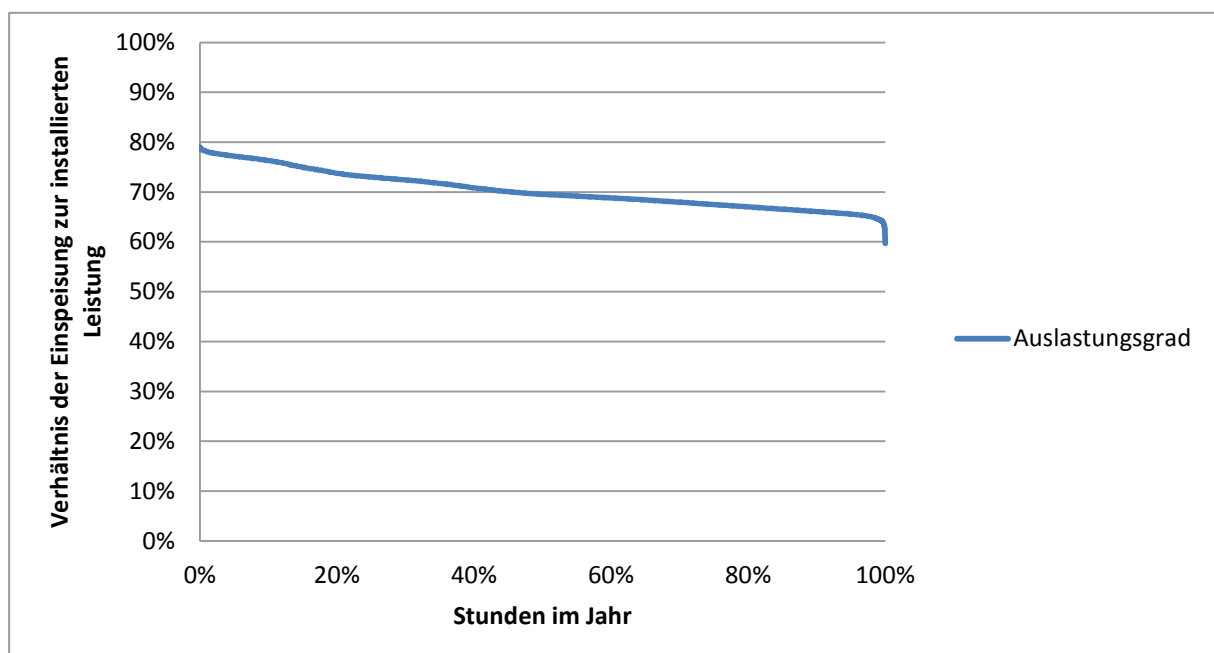


Abbildung 2: Geordnete Einspeisung aus Biomasseanlagen aus dem Jahr 2012

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 2010-2012 ist in Abbildung 3 dargestellt.

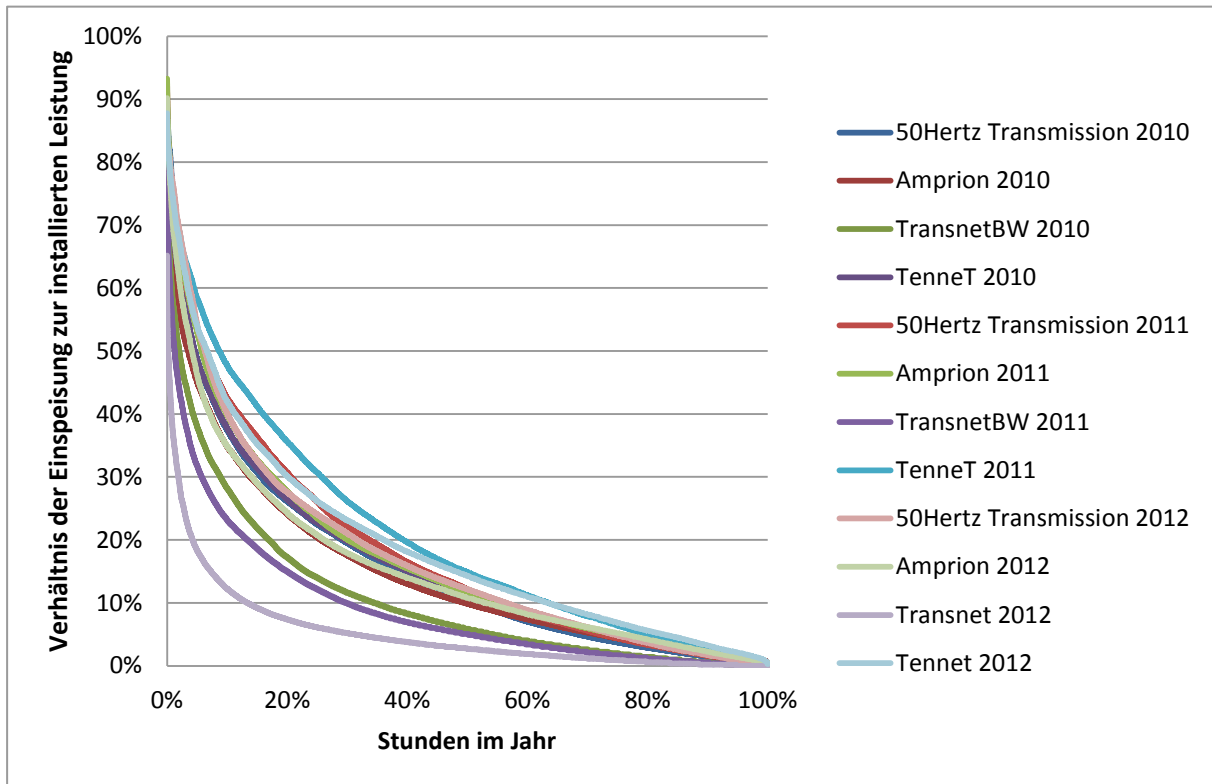


Abbildung 3: Geordnete Einspeisung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2012

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.

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 BNetzA-Bericht unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile

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 BNetzA 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 2014-2016 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.

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 erstmalig 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 diesjährige Abfrage 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 2012 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. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass die Berücksichtigung aktuellerer VGB-Daten und die verbesserte Datenlage der ÜNB zur Biomasse zu gegenüber dem letzten Jahr veränderten Raten für die Nichtverfügbarkeit geführt haben.

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 2013 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 $\frac{1}{4}$ -h-Zählwerte) sowie den $\frac{1}{4}$ -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.

Im Jahr 2013 wurden erstmals Ausschreibungen für abschaltbare Lasten durchgeführt. Zur Ermittlung der zukünftigen Höhe der abschaltbaren Lasten für den Prognosezeitpunkt des Jahres 2013 wurden die vorhandenen Vergabeergebnisse ausgewertet. Der aus den bereits vergebenen Leistungen gebildete Mittelwert wurde als mögliche Lastreduktion für das Prognosejahr 2013 angesetzt. Da eine genaue Entwicklung des Marktes schwer vorauszusagen ist, wurde der ermittelte Wert ebenfalls für die Prognosejahre 2014 bis 2016 angesetzt.

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 Höchstlast am 07.02.2012 um 19:15 Uhr (Höchstlast bei 50Hertz Transmission trat einen Tag früher ein) bestand in der 50Hertz Transmission Regelzone ein Leistungsbilanzüberschuss. Die gesicherte Leistung überstieg die Last zum betrachteten Zeitpunkt um 4,3 GW. Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast (2012) trug die eingetretene Windenergie-Einspeisung in geringem Umfang zur Lastdeckung bei. Demgegenüber liegt der Referenztag 2012 und die Prognosejahre von 2013 bis 2016 eine Annahme zur Wind-Verfügbarkeit zugrunde. Diese unterschiedlichen Methoden bei der Bestimmung der nicht einsetzbaren Leistung von Windenergie führen zu einer Erhöhung der nicht einsetzbaren Leistung aus Windenergie-Einspeisung (vgl. Zeile 8h/i in Anhang A.1)

In der **Prognose der Leistungsbilanz** für die vier Folgejahre 2013 bis 2016 weist die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone einen zunehmenden Leistungsbilanzüberschuss aus. So erhöht sich der Leistungsbilanzüberschuss in der Prognose (2013-2016) in der 50Hertz Transmission Regelzone von ca. 4,9 GW (2013) auf 6,3 GW (2016).

Die Haupttreiber dieser Entwicklung sind die geplanten Inbetriebnahmen von rund 1,4 GW konventioneller Kraftwerks-Nettoleistung sowie der prognostizierte Zubau Erneuerbarer Energien von rund 3,8 GW installierter Leistung im betrachteten Zeitraum von 2013 bis 2016. Obwohl die EEG-Anlagen mit geringer Verfügbarkeit angesetzt wurden, steigt die installierte Leistung, inkl. des Zubaus konventioneller Kraftwerksleistung, bis 2016 auf über 49 GW an und führt somit zu einem Leistungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz Transmission.

Verglichen mit den Ergebnissen des Berichts aus dem Jahr 2012 fällt der ermittelte Leistungsbilanzüberschuss in diesem Jahr höher aus. Dies ist in erster Linie auf eine veränderte Methodik bei der Annahme der Verfügbarkeiten der einzelnen Primärenergieträger und einem weiteren Anstieg beim Zubau von Kraftwerksleistung zurückzuführen.

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 Brunsbüttel 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 (2012) wurde auf Zeitreihen zurückgegriffen, die zusammen mit den KW-Stammdaten bei den VNB abgefragt wurden. Dies hatte einen hohen Aufwand auf Seiten der VNB zur Bereitstellung der Daten zur Folge. Zusätzlich ergab sich auch ein erhöhter Aufwand bei den ÜNB zur Auswertung der gelieferten Daten. Aus diesem Grund, wurde nach einer alternativen Lösung gesucht, die bei geringerem Aufwand möglicherweise auch einen höheren Abdeckungsgrad erlaubt. Für diese neue Methode werden folgende Werte in die Ermittlung der Last einbezogen, 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 (Marktprämie, 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.
- Differenzzeitreihe für Einspeisungen bei Prognoseabweichungen (DBI); Import in den Bilanzkreis eines Bilanzierungsgebiet, Ausgleichsmaßnahme des VNB
- Deltazeitreihe; Import in den Bilanzkreis eines Bilanzierungsgebiets (DZI), Ausgleichsmaßnahme des ÜNB

Berücksichtigung finden dabei nur jene Zeitreihen, bei denen der Verteilnetzbetreiber bei der VNB-Abfrage 2012 der ÜNB 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).

Ein Großteil der Amprion bekannten installierten Leistung konventioneller Kraftwerke innerhalb der Regelzone wird über Leistungsmessungen direkt von Amprion erfasst. Bei den noch fehlenden Zeitreihen aus dem unterlagerten Netz konnte gegenüber der Auswertung aus den Vorjahren die Datenbasis aufgrund der Verteilnetzbetreiber-Abfrage und die Verwendung der im Rahmen von MaBiS erfassten Zeitreihen weiter verbessert werden.

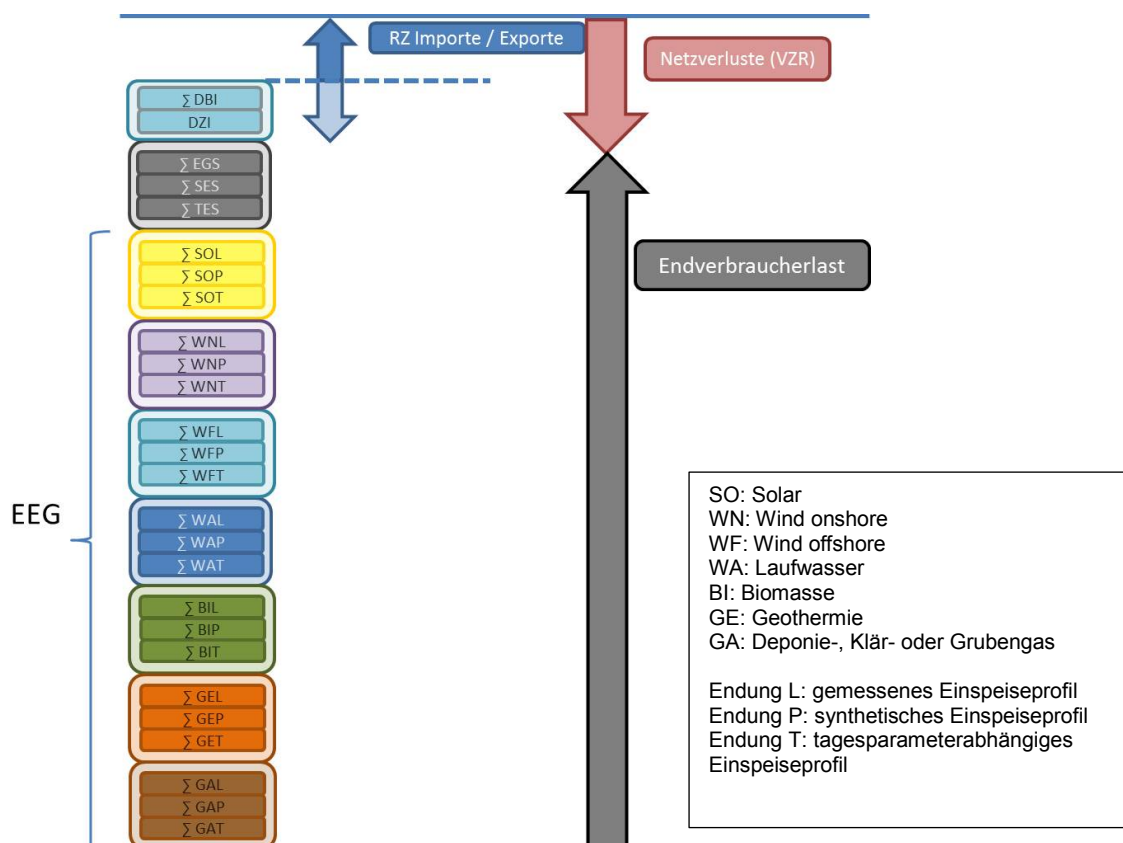


Abbildung 4: Ermittlung der Last im deutschen Teil der Regelzone von Amprion.

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:

- Ein Teil der direktvermarkteten regenerativen Erzeugungseinheiten gehen bei der MaBiS-Abfrage zum Teil in die Zeitreihen der konventionellen Erzeugung ein (EGS, SES, TES)
- Bei der Abfrage der Verteilnetzbetreiber haben nicht alle VNB geantwortet.
- Industrienetze wurden bei der Abfrage nicht berücksichtigt.
- Jegliche Prognosen sind mit Unsicherheiten behaftet.

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 % für Amprion.

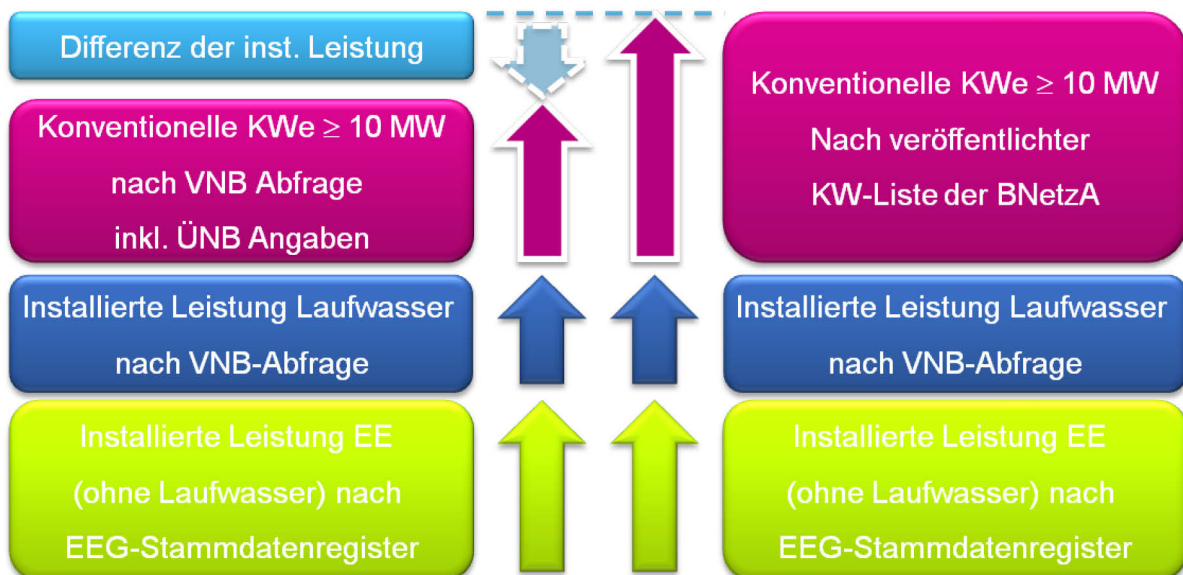


Abbildung 5: Ermittlung des Abdeckungsgrads

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 steigt die installierte Leistung des konventionellen KW-Parks bis zum Jahr 2016 im Netzgebiet von Amprion auf ca. 41,1 GW. Der Anstieg der installierten Kraftwerksleistungen in den folgenden Jahren ist insbesondere auf die Inbetriebnahme von bereits heute im Bau befindlichen Kraftwerksprojekten zurückzuführen.

Die Prognose der EE 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 2012 liegt der Wert der *verbleibenden Leistung* im deutschen Teil der Regelzone von Amprion mit 7,6 GW im 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 Teil der Einspeisung der Windenergieanlagen zurückzuführen. Im Vergleich zur Rückschau auf Basis der „Referenztagmethodik“, bei der eine verbleibende Leistung von 6,2 GW ermittelt wurde, kann man sich ein Bild der Unsicherheiten machen. Trotz einer stark reduzierten Berücksichtigung der Einspeisung aus Windenergieanlagen erreicht die *verbleibende Leistung* einen vergleichbaren Wert.

Für die Prognose für den Winter des Jahres 2013 wird ein Wert von 6,5 GW und für das Jahr 2014 ein Wert von 8,0 GW für die *verbleibende Leistung* ermittelt. Dieser leichte Anstieg der Reserve im Zeitraum 2012 bis 2014 ergibt sich zum einen durch die erstmals seit Juli 2013 zur Verfügung stehenden *abschaltbaren Lasten* und zum anderen durch den Anstieg der konventionellen Kraftwerksleistung. Hierbei ist anzumerken, dass dieser recht hoch scheinende Wert der verbleibenden Leistung eine reine Betrachtung einer im Betrachtungsbereich vorliegenden „Kupferplatte“ darstellt.

Die Betrachtung der Prognose der Jahre 2015 / 2016 zeigt einen weiteren Anstieg der verbleibenden Leistung zunächst auf 9,5 GW und einen anschließenden Anstieg auf 10,0 GW im Jahr 2016. 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 2011-2016.

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%

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

Anmerkungen zur Lastberechnung:

- Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast am 07.02.2012 lag die Windeinspeisung in der TransnetBW-Regelzone bei 58 MW. Die Differenz zur installierten Leistung wird für das Jahr 2012 als „nicht verfügbar“ betrachtet.
- Die ursprünglich zum Jahr 2013 erwarteten Inbetriebnahmen der Blöcke RDK8 und GKM9 haben sich so verschoben, dass die neu zugebaute Leistung erst zu den Referenz-Zeitpunkten im Januar 2015 (RDK8) bzw. Januar 2016 (GKM9) wirksam werden.
- Die Steigerung der Installierten Netto Einspeiseleistung fossiler Brennstoffe gegenüber dem Vorjahr beruht auf einer veränderten Datengrundlage
- Für die Prognose der zukünftigen Kraftwerkseinspeisungen in den Jahren 2013 und 2014 wurden die vorliegenden Stilllegungsanzeigen verwendet. Aufgrund EnWG § 13a wirken sich diese Stilllegungsanzeigen erst zum nächsten Betrachtungszeitpunkt Januar 2015 aus. Für 2015 und 2016 wurde eine mit der BNetzA abgestimmte Liste „Reserve-Kraftwerks-Verordnung“, Stand: 05.09.2013 verwendet. Alle dort gekennzeichneten Kraftwerke werden zunächst ab den Jahren 2015 bzw. 2016 als „stillgelegt“ betrachtet. In dieser Liste sind auch potenzielle Reservekraftwerke gekennzeichnet, welche alle im Süden Deutschlands angeordnet sind. Daher wurde unterstellt, dass als solche gekennzeichnete Reservekraftwerke entsprechend § 13a EnWG von der BNetzA genehmigt werden. Deshalb wurden die entsprechenden Einspeiseleistungen nur um die Differenz (Summe geplante Außerbetriebnahmen – Summe geplante Reservekraftwerke) gekürzt.
- Stilllegungspotenzial im Jahr 2015: 1.840 MW, Reservekraftwerks-Potenzial im Jahr 2015: 1.634 MW
- Zusätzliches Stilllegungspotenzial im Jahr 2016: 41 MW, zusätzliches Reservekraftwerks-Potenzial im Jahr 2016: 41 MW
- Revisionen: Für 2012 und 2013 wurden die tatsächlichen bzw. geplanten Revisionen berücksichtigt. Für die Jahre 2014-2016 wurde ein Pauschalwert von 300 MW angesetzt.
- TNG Regelzonenlast zur deutschen Lastspitze am 07.02.2012 19:15: 10.729 MW
- TNG-Regelzonenhöchstlast am 09.02.2012 13:15: 11.052 MW
- Marge zwischen der deutscher Lastspitze und der TransnetBW-Regelzonenhöchstlast: 11.052 MW – 10.729 MW = 323 MW.
- Die Werte der EEG-Einspeisungen wurden aus der EEG-Mittelfristprognose übernommen. Da die EEG-Einspeisungen Solar und Wind aufgrund der nichtverfügbaren Leistung kaum berücksichtigt werden, 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, 1776 MW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der TNG-Regelzone, siehe Zeile 19.
- Aufgrund der Eigentumsverhältnisse wird bei dieser Kraftwerksleistung nur der vertragliche Anteil von 50% angesetzt, und dieser mit der Rate der nichteinsetzbaren Leistung von Speichern und Pumpspeichern in Höhe von 20% bewertet, siehe 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

Durch die Gegenüberstellung der Daten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012 auf Basis realer Messwerte und der Referenztag-Daten wird deutlich, dass in diesem speziellen Fall die Unterdeckung von -0,7 GW zum Höchstlastzeitpunkt um 0,1 GW geringer war, als bei den Prognosen am Referenztag. Wesentliche Ursachen sind:

- Die prognostizierten Ausfälle sind nicht eingetreten.
- Block RDK4 war infolge der Gasknappheit ab dem 6.2.2012 nicht einsetzbar.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter bewegt sich im negativen Bereich (-0,7 GW für 2013 und für 2014).

Die Versorgungssicherheit ist bei einer solchen Unterdeckung von Importen aus dem benachbarten In- und Ausland abhängig. Dabei ist insbesondere auf die Belange des Übertragungsnetzes (u. a. Transportkapazität, Spannungsstabilität, Systemstabilität) zu achten.

Ähnlich wie im letzten Jahr zeigt sich in der Prognose für 2015/2016 eine Verbesserung der Situation ab dem Jahr 2015. Dies erfolgt durch den Zubau von EE-Anlagen und insbesondere Kraftwerken mit fossilen Energieträgern, unter der Voraussetzung, dass die Inbetriebnahmen im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen. Hierbei ist anzumerken, dass für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems die geographische Lage der entsprechenden Einspeisungen und Lasten von großer Bedeutung ist. Ferner ist zu beachten, dass bei diesen Ergebnissen die Übernahme von stillzulegenden Kraftwerken als Reservekraftwerke in einer Größenordnung von 1,6 GW unterstellt wurde.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz 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 von TenneT TSO GmbH (TTG) berücksichtigt

- den aus Zählwerten bestimmte 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 2012 über die EEG-Anlagenmeldung oder im Rahmen der für diesen Bericht durchgeführten Abfrage gemeldet haben.

Durch die Kombination von VNB-Abfrage und MaBiS-Daten konnte die Datengrundlage für 2012 gegenüber der von 2011 weiter verbessert werden. Insbesondere stehen für 2012 umfangreichere Daten zur installierten Kapazität im Bereich fossiler Brennstoffe (Steinkohle, Gas, Öl), Biomasse und Wasserkraft zur Verfügung. Damit ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität in der TTG-Regelzone ein Abdeckungsgrad von ca. 97% gegenüber 91% im letzten Bericht. Die fehlenden 3% sind unter anderem auf weitere dezentrale Einspeisung und Erzeugung innerhalb der Netze großer Stadtwerke oder von Industrieunternehmen zurückzuführen.

Das Lastmaximum in der TTG-Regelzone erhöht sich mit den erweiterten Daten um ca. 1,3 GW gegenüber 2011 (Regelzonenhöchstlast: 26,2 GW am 7.2.12 um 18:15 Uhr), wobei auch langfristige Schwankungen zwischen den Jahren eine Rolle spielen könnten. Aus den MaBiS-Daten lässt sich abschätzen, dass die tatsächliche Last zum Betrachtungszeitpunkt noch mindestens 250 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.

Die Veränderung der Datengrundlage durch die Ergebnisse der diesjährigen VNB-Abfrage hat zur Folge, dass sich zwar einerseits die in der Regelzone zu deckende Last erhöht hat, andererseits aber ein weiterer Teil relativ hoch verfügbarer installierter Leistung in unterlagerten Netzebenen mit in die Bilanzprognose aufgenommen werden konnte (vgl. Hinweis zu fossilen Brennstoffen oben).

Während die Erhöhung der Last zu einer Verringerung der verbleibenden Leistung führt, vergrößern die zusätzlichen installierten Kapazitäten und aktualisierten Ausfallraten (vgl. Kapitel 2) die verbleibende Leistung. Insgesamt ergibt sich eine leichte Verringerung des unter 6.2 beschriebenen Defizits bei der freien Leistung gegenüber der letztjährigen Prognose-Sicht.

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 2013 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 BNetzA 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. Dies betrifft eine installierte Kapazität von 1,6 GW ab 2016. 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.

Der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012 fällt zusammen mit der Leistungsminderung einiger Kraftwerke in der TTG-Regelzone aufgrund der Gasknappheit im Februar 2012. Die nicht verfügbare Kapazität ist dementsprechend in Zeile 8e angegeben.

Für abschaltbare Lasten ist in der TTG-Regelzone seit Start der Ausschreibung kein Angebot zustande gekommen. Daher werden aus aktueller Sicht keine verfügbaren Lastreduktionen für die nächsten Winter angenommen.

Das Thema zusätzlicher Reservekraftwerke im Winter 2013/14 wird in Kapitel 7 ÜNB-übergreifend betrachtet.

6.2. Fazit

Durch die Gegenüberstellung der nicht einsetzbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012 weitestmöglich auf Basis realer Messwerte und der Referenztag-Daten wird deutlich, dass der vorliegende Fall relativ schwacher Windeinspeisung (d. h. hohe Wind-Nichtverfügbarkeit) bei gleichzeitiger Gasknappheit mit einer verbleibenden Leistung von 0,5 GW relativ nahe bei den Referenztagwerten mit -2,3 GW liegt.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter in der TTG-Regelzone fällt aufgrund weiterer Rückbauten bei den thermischen Kraftwerken ebenfalls negativ aus (-4,4 GW). 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.

Der weitere Zubau bei den Erneuerbaren führt aufgrund ihrer geringen gesicherten Leistung nur zu einer langsamen Verbesserung bei der verbleibenden Leistung. Im Wesentlichen durch die Inbetriebnahme des Kraftwerks Wilhelmshaven im Laufe von 2014 ergibt sich eine leichte Verbesserung (verbleibende Leistung -3,2 GW für Januar 2015), die aber im folgenden Jahr maßgeblich durch den Wegfall des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld umgekehrt wird (-4,7 GW im Januar 2016).

Eine weitere mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). Allerdings konnte dieses Risiko durch veränderte Gaslieferverträge bei den systemrelevanten Kraftwerken gegenüber dem letzten Jahr reduziert werden.

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 2016 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 und der zwischenzeitlich verfügbaren erweiterten Informationen zur Entwicklung des Kraftwerksbestandes in Zusammenhang mit der Reservekraftwerksverordnung, hat sich die Datenbasis gegenüber dem Vorjahr weiter verbessert. Auch die bekannte Kapazität ist im Rahmen eines erweiterten Monitorings der BNetzA angestiegen. Aus diesen Gründen ist die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Vorjahres nur eingeschränkt gegeben.

7.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012 war die verbleibende Leistung mit 11,1 GW positiv, wenn auch nicht so deutlich wie im Vorjahr (15,5 GW). Dies ist in erster Linie auf die niedrigere Windeinspeisung und die Gasknappheit am 07.02.12 zurückzuführen.

Die **Prognose der Leistungsbilanz** für den kommenden Winter fällt positiv (5,5 GW im Dezember) bzw. nach einer geplanten Inbetriebnahme von 1,8 GW zum Jahreswechsel deutlicher positiv (7,8 GW im Januar) aus.

Ähnlich wie im letzten Jahr zeigt sich in der Prognose für 2015/2016 eine allmähliche Verbesserung der Situation. Dies erfolgt durch den Zubau von EE-Anlagen und insbesondere Kraftwerken mit fossilen Energieträgern, 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 weitere mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). Allerdings konnte dieses Risiko durch veränderte Gaslieferverträge bei den systemrelevanten Kraftwerken gegenüber dem letzten Jahr reduziert werden.

Für den Winter 2013/2014 haben die deutschen ÜNB einen Reservekraftwerksbedarf von 2,5 GW berechnet. Dieser Wert wurde von der BNetzA bestätigt. Ca. 2 GW sind dabei bereits vertraglich gesichert und im vorliegenden Bericht berücksichtigt, teilweise unter Verwendung installierter Kapazität im Ausland. Je nach Verlauf des Interessensbekundungsverfahrens werden daher möglicherweise noch ca. 0,5 GW zusätzliche Reserveleistung zur Verfügung stehen, die ggf. ein regionales Defizit in der Leistungsbilanz ausgleichen könnten.

A. Anhang

A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

		50Hertz Transmission GmbH									
Zeile	Zeitpunkt (CET) :	2012		2013		2014		2015		2016	
		Jahres-Nachlast in DE 07.02.2012 19:15 Uhr	Referenztag 07.02.2012 19:15 Uhr	Referenztag 18.12.2013 19:00 Uhr	Referenztag 15.01.2014 19:00 Uhr	Referenztag 21.01.2015 19:00 Uhr	Referenztag 20.01.2016 19:00 Uhr				
TEIL A : installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern		Ausfallrate (Arbeitsnichtverfügbarkeit)									
1	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
2	Fossile Brennstoffe	17,1 GW	17,1 GW	17,7 GW	18,5 GW	18,3 GW	18,3 GW	18,3 GW	19,2 GW	19,2 GW	19,2 GW
2a	davon Braunkohle	9,4 GW	9,4 GW	10,1 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW
2b	davon Steinkohle	1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW	2,5 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW
2c	davon Gas	4,2 GW	4,2 GW	4,3 GW	4,3 GW	4,3 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,3 GW	4,3 GW	4,3 GW
2d	davon Öl	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,5 GW	0,5 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	18,8 GW	18,8 GW	23,7 GW	23,9 GW	26,1 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW
3a	davon onshore Wind	11,9 GW	11,9 GW	13,5 GW	13,6 GW	14,5 GW	15,1 GW	15,1 GW	15,1 GW	15,1 GW	15,1 GW
3b	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
3c	davon Photovoltaik	5,2 GW	5,2 GW	8,3 GW	8,4 GW	9,4 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	1,5 GW	1,5 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	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
4	Wasser	2,9 GW	2,9 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW
4a	davon Laufwasser	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
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	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
5	Netto-Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	38,9 GW	38,9 GW	44,4 GW	45,4 GW	48,4 GW	49,6 GW	49,6 GW	49,6 GW	49,6 GW	49,6 GW
7	Revisoren	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
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nicht einsetzbaren Leistung									
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	18,0 GW	18,3 GW	23,1 GW	23,3 GW	25,5 GW	26,8 GW	26,8 GW	26,8 GW	26,8 GW	26,8 GW
8a	davon eingemottete Kraftwerke										
8b	davon Kernenergie										
8c	davon Braunkohle										
8d	davon Steinkohle										
8e	davon Gas										
8f	davon Öl										
8g	davon gemischte Brennstoffe										
8h	davon onshore Wind	9,8 GW	11,8 GW	13,4 GW	13,5 GW	14,4 GW	14,9 GW	14,9 GW	14,9 GW	14,9 GW	14,9 GW
8i	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
8j	davon Photovoltaik	5,2 GW	5,2 GW	8,3 GW	8,4 GW	9,4 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,8 GW	0,5 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
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	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
8m	davon Laufwasser	2,0 GW	0,1 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
8n	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
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
9	Ausfälle	19,8 GW	19,6 GW	20,3 GW	21,0 GW	21,9 GW	21,7 GW	21,7 GW	21,7 GW	21,7 GW	21,7 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	18,6 GW	18,4 GW	19,1 GW	19,8 GW	20,7 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	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	14,3 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	0,0 GW	0,0 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 Leistungsreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	14,3 GW	14,3 GW	14,1 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,2 GW	14,2 GW
15	Last (15 = 13 - 14)	4,3 GW	4,0 GW	4,9 GW	5,7 GW	6,5 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45	6,2 12 12:45
17	Zeitpunkt der Regelzonenhochlast	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	0,8 GW
18	Marge zur Höchstlast										
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)	4,3 GW	4,0 GW	4,9 GW	5,7 GW	6,5 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW

A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion

Zelle		Amprion GmbH										
		2012	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
Zeitpunkt (CET):		Jahreshochlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
		07.02.2012 19:15 Uhr	07.02.2012 19:15 Uhr	18.12.2013 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	20.01.2016 19:00 Uhr	07.02.2012 19:15 Uhr	18.12.2013 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	20.01.2016 19:00 Uhr
Zelle		Ausfallrate (Arbeitsichtwertfügbarkeit)										
1	Kernenergie	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW
2	Fossile Brennstoffe	36,4 GW	36,4 GW	37,8 GW	39,4 GW	40,7 GW	41,1 GW	36,4 GW	37,8 GW	39,4 GW	40,7 GW	41,1 GW
2a	davon Braunkohle	10,0 GW	10,0 GW	10,5 GW	10,5 GW	10,5 GW	10,5 GW	10,0 GW	10,5 GW	10,5 GW	10,5 GW	10,5 GW
2b	davon Steinkohle	12,5 GW	12,5 GW	12,9 GW	14,4 GW	15,8 GW	15,7 GW	12,5 GW	12,9 GW	14,4 GW	15,8 GW	15,7 GW
2c	davon Gas	11,3 GW	11,3 GW	11,8 GW	11,9 GW	12,4 GW	12,4 GW	11,3 GW	11,8 GW	11,9 GW	12,4 GW	12,4 GW
2d	davon Öl	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	13,0 GW	13,0 GW	16,1 GW	16,3 GW	17,9 GW	19,0 GW	13,0 GW	16,1 GW	16,3 GW	17,9 GW	19,0 GW
3a	davon onshore Wind	5,1 GW	5,1 GW	6,0 GW	6,1 GW	6,7 GW	7,1 GW	5,1 GW	6,0 GW	6,1 GW	6,7 GW	7,1 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	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c	davon Photovoltaik	6,4 GW	6,4 GW	8,6 GW	8,6 GW	9,6 GW	10,4 GW	6,4 GW	8,6 GW	8,6 GW	9,6 GW	10,4 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	1,1 GW	1,1 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,1 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 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	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
4	Wasser	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	1,4 GW	1,4 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	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	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
5	Netto-Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	54,7 GW	54,7 GW	59,2 GW	60,9 GW	63,9 GW	65,4 GW	54,7 GW	59,2 GW	60,9 GW	63,9 GW	65,4 GW
6	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	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	0,7 GW
7	Revisionsen	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	0,7 GW
Zelle		Rate der nichteinsetzbaren Leistung										
Zelle		TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung										
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	12,5 GW	13,3 GW	18,1 GW	18,2 GW	19,5 GW	20,7 GW	12,5 GW	13,3 GW	18,1 GW	18,2 GW	19,5 GW
8a	davon eingemottete Kraftwerke	0,5 GW	0,5 GW	2,3 GW	2,2 GW	2,0 GW	2,0 GW	0,5 GW	0,5 GW	2,3 GW	2,2 GW	2,0 GW
8b	davon Kernenergie											
8c	davon Braunkohle											
8d	davon Steinkohle											
8e	davon Gas											
8f	davon Öl											
8g	davon gemischte Brennstoffe	3,7 GW	5,1 GW	6,0 GW	6,0 GW	6,6 GW	7,0 GW	3,7 GW	5,1 GW	6,0 GW	6,0 GW	6,6 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	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8i	davon offshore Wind	6,4 GW	6,4 GW	8,6 GW	8,6 GW	9,6 GW	10,4 GW	6,4 GW	6,4 GW	8,6 GW	8,6 GW	9,6 GW
8j	davon Photovoltaik	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	1,0 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	1,0 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,2 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,2 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	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	1,4 GW	2,0 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,2 GW	2,2 GW	1,4 GW	2,0 GW	2,1 GW	2,2 GW	2,2 GW
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	40,1 GW	38,7 GW	38,4 GW	39,9 GW	41,4 GW	41,9 GW	40,1 GW	38,7 GW	38,4 GW	39,9 GW	41,9 GW
9	Ausfälle	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	1,6 GW	1,6 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	38,6 GW	37,1 GW	36,8 GW	36,8 GW	39,9 GW	40,3 GW	38,6 GW	37,1 GW	36,8 GW	39,9 GW	40,3 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	7,7 GW	6,2 GW	6,5 GW	6,5 GW	9,5 GW	10,0 GW	7,7 GW	6,2 GW	6,5 GW	9,5 GW	10,0 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	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	0,0 GW
15	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00	7,2-12-19,00
16	Last (15 = 13 - 14)	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	0,0 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhochlast											
18	Marge zur Höchstlast											
19	Installierte Netto-Einspeiseleistung 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	1,4 GW	1,4 GW
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
20	Entsprechende Last im Ausland	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	0,6 GW
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	8,1 GW	6,7 GW	7,0 GW	8,5 GW	10,2 GW	10,6 GW	8,1 GW	6,7 GW	7,0 GW	10,2 GW	10,6 GW
Zelle		Land										
		LU										

A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

		TransnetBW GmbH					
		2012	2012	2013	2014	2015	2016
Zeitraum (CET) :		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
		07.02.2012	07.02.2012	18.12.2013	15.01.2014	21.01.2015	20.01.2016
		19:15 Uhr	19:15 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zelle	TEIL A : installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern						
		Ausfallrate (Arbeitsnichtverfügbarkeit)					
1	Kernenergie	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
2	Fossile Brennstoffe	6,0 GW	6,0 GW	6,0 GW	6,0 GW	6,7 GW	7,5 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	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,9 GW	5,8 GW
2c	davon Gas	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
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	4,8 GW	4,8 GW	6,4 GW	6,5 GW	7,1 GW	7,6 GW
3a	davon onshore Wind	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,7 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
3c	davon Photovoltaik	3,7 GW	3,7 GW	5,1 GW	5,2 GW	5,7 GW	6,2 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
4	Wasser	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW
4a	davon Laufwasser	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	16,3 GW	16,3 GW	17,9 GW	17,9 GW	19,3 GW	20,7 GW
7	Revisionen	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		Rate der nichteinsetzbaren Leistung					
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	5,9 GW	5,6 GW	7,1 GW	7,2 GW	7,8 GW	8,4 GW
8a	davon eingemietete Kraftwerke	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
8b	davon Kernenergie						
8c	davon Braunkohle						
8d	davon Steinkohle						
8e	davon Gas	0,4 GW					
8f	davon Öl						
8g	davon gemischte Brennstoffe						
8h	davon onshore Wind	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,8 GW
8i	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8j	davon Photovoltaik	3,7 GW	3,7 GW	5,1 GW	5,2 GW	5,7 GW	6,2 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8m	davon Laufwasser	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 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
9	Ausfälle	0,0 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	10,1 GW	9,9 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,7 GW	11,5 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	9,4 GW	9,2 GW	9,3 GW	9,3 GW	10,0 GW	10,8 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW
14	Verfügbare Leistung zum Betrachtungszeitpunkt	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
15	Last (15 = 13 - 14)	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	-1,4 GW	-1,5 GW	-1,4 GW	-1,4 GW	-0,7 GW	0,1 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	9.2.12 13:15	9.2.12 13:15				
18	Marge zur Höchstlast	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland	Land					
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW
20	Entsprechende Last im Ausland	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	-0,7 GW	-0,8 GW	-0,7 GW	-0,7 GW	0,0 GW	0,8 GW

A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz Tennet

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4

		Tennet GmbH					
		2012	2012	2013	2014	2015	2016
Zeitraum (CEI):		Jahreshochstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
		07.02.2012 19:15 Uhr	07.02.2012 19:15 Uhr	18.12.2013 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	20.01.2016 19:00 Uhr
Auslastung (Arbeitsnichtverfügbarkeit)							
1	Kernenergie	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	4,2 GW
2	Fossile Brennstoffe	17,5 GW	17,5 GW	16,7 GW	16,7 GW	17,9 GW	17,6 GW
2a	davon Braunkohle	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
2b	davon Steinkohle	6,9 GW	6,9 GW	6,2 GW	6,2 GW	7,0 GW	6,6 GW
2c	davon Gas	8,0 GW	8,0 GW	8,0 GW	8,0 GW	8,4 GW	8,4 GW
2d	davon Öl	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,8 GW	0,8 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	23,9 GW	23,9 GW	30,9 GW	31,3 GW	35,2 GW	38,1 GW
3a	davon onshore Wind	11,1 GW	11,1 GW	13,4 GW	13,5 GW	14,4 GW	15,3 GW
3b	davon offshore Wind	0,1 GW	0,1 GW	0,7 GW	0,8 GW	2,4 GW	3,3 GW
3c	davon Photovoltaik	10,5 GW	10,5 GW	14,3 GW	14,4 GW	15,8 GW	16,9 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	2,0 GW	2,0 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,6 GW	2,6 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
4	Wasser	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW
4a	davon Laufwasser	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,9 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	50,3 GW	50,3 GW	56,5 GW	56,9 GW	62,0 GW	63,4 GW
7	Revisionsen	0,4 GW	0,4 GW	0,5 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
Rate der nicht einsetzbaren Leistung							
8	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	22,1 GW	24,1 GW	32,2 GW	32,7 GW	36,5 GW	39,4 GW
8a	davon eingemottete Kraftwerke	0,0 GW	0,0 GW	1,4 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
8b	davon Kernenergie						
8c	davon Braunkohle						
8d	davon Steinkohle						
8e	davon Gas						
8f	davon Öl						
8g	davon gemischte Brennstoffe						
8h	davon onshore Wind	8,5 GW	11,0 GW	13,3 GW	13,4 GW	14,2 GW	15,2 GW
8i	davon offshore Wind	0,1 GW	0,1 GW	0,7 GW	0,8 GW	2,4 GW	3,3 GW
8j	davon Photovoltaik	10,5 GW	10,5 GW	14,3 GW	14,4 GW	15,8 GW	16,9 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,2 GW	0,2 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,1 GW	0,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8m	davon Laufwasser	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 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
9	Ausfälle	0,2 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	0,9 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	27,6 GW	24,8 GW	22,9 GW	22,9 GW	24,1 GW	22,7 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	1,3 GW	1,3 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	26,3 GW	23,5 GW	21,4 GW	21,4 GW	22,6 GW	21,1 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
15	Last (15 = 13 - 14)	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)	0,5 GW	-2,3 GW	-4,4 GW	-4,4 GW	-3,2 GW	-4,7 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	7.2.12 18:13	7.2.12 18:15				
18	Marge zur Höchstlast	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
Land							
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
20	Entsprechende Last im Ausland						
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	0,9 GW	-1,9 GW	-4,0 GW	-4,0 GW	-2,8 GW	-4,3 GW

A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Zeile		Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB							
		2012 Jahreshöchstlast in DE 07.02.2012 19:15 Uhr	2012 Referenzlast 07.02.2012 19:15 Uhr	2013 Referenzlast 18.12.2013 19:00 Uhr	2014 Referenzlast 15.01.2014 19:00 Uhr	2015 Referenzlast 21.01.2015 19:00 Uhr	2016 Referenzlast 20.01.2016 19:00 Uhr		
Zeitpunkt (CET):		12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	12,1 GW	10,8 GW
Ausfallrate (Arbeitslichtverfügbarkeit)		5,5%							
TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern		76,9 GW	76,9 GW	78,2 GW	80,6 GW	84,6 GW	84,6 GW	84,6 GW	85,4 GW
1	Kernenergie	19,8 GW	19,8 GW	20,9 GW	20,9 GW	20,8 GW	20,8 GW	20,8 GW	20,8 GW
2	Fossile Brennstoffe	25,3 GW	25,3 GW	25,2 GW	27,4 GW	31,0 GW	31,0 GW	31,4 GW	31,4 GW
2a	davon Braunkohle	24,5 GW	24,5 GW	25,1 GW	25,3 GW	25,8 GW	25,8 GW	26,1 GW	26,1 GW
2b	davon Steinkohle	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW
2c	davon Gas	3,3 GW	3,3 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
2d	davon Öl	60,5 GW	60,5 GW	77,1 GW	77,9 GW	86,3 GW	86,3 GW	92,4 GW	92,4 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	28,7 GW	28,7 GW	33,6 GW	33,8 GW	36,3 GW	36,3 GW	38,3 GW	38,3 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	0,2 GW	0,2 GW	0,7 GW	0,9 GW	2,7 GW	2,7 GW	3,6 GW	3,6 GW
3a	davon onshore Wind	25,8 GW	25,8 GW	36,3 GW	36,7 GW	40,6 GW	40,6 GW	43,6 GW	43,6 GW
3b	davon offshore Wind	5,1 GW	5,1 GW	5,9 GW	5,9 GW	6,1 GW	6,1 GW	6,2 GW	6,2 GW
3c	davon Photovoltaik	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	10,4 GW	10,4 GW	10,4 GW	10,4 GW	10,5 GW	10,4 GW	10,4 GW	10,4 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 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
4a	davon Laufwasser	160,1 GW	160,1 GW	178,0 GW	181,2 GW	193,6 GW	193,6 GW	199,2 GW	199,2 GW
4a	davon Speicher und Pumpspeicher	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher								
4b	davon Speicher und Pumpspeicher								
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen								
6	Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)	160,1 GW	160,1 GW	178,0 GW	181,2 GW	193,6 GW	193,6 GW	199,2 GW	199,2 GW
7	Revisionen								
8	Rate der nichteinsetzbaren Leistung								
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung		58,5 GW	61,3 GW	80,5 GW	81,4 GW	89,3 GW	89,3 GW	95,3 GW	95,3 GW
8a	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt	0,7 GW	0,7 GW	3,8 GW	3,9 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW
8a	davon eingemottete Kraftwerke	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 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
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
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
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
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
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
8h	davon onshore Wind	22,5 GW	28,4 GW	33,2 GW	33,5 GW	35,9 GW	35,9 GW	37,9 GW	37,9 GW
8i	davon offshore Wind	0,1 GW	0,2 GW	0,7 GW	0,9 GW	2,7 GW	2,7 GW	3,6 GW	3,6 GW
8j	davon Photovoltaik	25,8 GW	25,8 GW	36,3 GW	36,7 GW	40,6 GW	40,6 GW	43,6 GW	43,6 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	1,7 GW	1,8 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,2 GW	2,2 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,4 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	3,1 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	2,8 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
8o	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
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	2,5 GW	4,3 GW	4,4 GW	4,5 GW	4,7 GW	4,7 GW	4,7 GW	4,7 GW
9	Ausfälle	97,6 GW	93,0 GW	91,6 GW	93,9 GW	98,1 GW	98,1 GW	97,8 GW	97,8 GW
10	Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))	4,7 GW	4,7 GW	5,0 GW	5,0 GW	5,0 GW	5,0 GW	5,0 GW	5,0 GW
11	Reserve für Systemdienstleistungen	92,9 GW	88,2 GW	86,6 GW	88,8 GW	93,1 GW	93,1 GW	92,7 GW	92,7 GW
12	Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 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
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	81,8 GW	81,8 GW	81,0 GW	81,0 GW	81,0 GW	81,0 GW	81,0 GW	81,0 GW
15	Last (15 = 13 - 14)	11,1 GW	6,4 GW	5,5 GW	7,8 GW	12,1 GW	12,1 GW	11,7 GW	11,7 GW
16	Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)								
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast								
18	Marge zur Höchstlast								
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland								
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
20	Entsprechende Last im Ausland	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
21	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)	12,7 GW	8,0 GW	7,2 GW	9,4 GW	13,9 GW	13,9 GW	13,5 GW	13,5 GW