

Bericht der deutschen  
Übertragungsnetzbetreiber zur  
Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12  
Abs. 4 und 5

---

Stand 28.09.2012

---

## Inhalt

1. Einleitung .....	3
2. Prinzip der Leistungsbilanz.....	5
2.1. Methodik.....	5
2.2. Definitionen.....	6
2.3. Grenzen der Betrachtung.....	11
3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission .....	13
3.1. Methodik der Datenermittlung .....	13
3.2. Fazit.....	14
4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion .....	15
4.1. Methodik der Datenermittlung .....	15
4.2. Fazit.....	17
5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW GmbH (TNG) .....	19
5.1. Methodik der Datenermittlung .....	19
5.2. Fazit.....	20
6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT .....	22
6.1. Methodik der Datenermittlung .....	22
6.2. Fazit.....	22
7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungs-System .....	24
7.1. Methodik der Datenermittlung .....	24
7.2. Fazit.....	24
A. Anhang.....	26
A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission.....	26
A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion.....	27
A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW .....	28
A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT.....	29
A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland .....	30

## 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 (2011)  
Der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2011 ergibt sich aus der deutschlandweiten

Jahreshöchstlast. Die deutschlandweite Jahreshöchstlast ist durch Aggregation der vier Regelzonenlasten ermittelt worden.

- Prognose (2012)  
Für die Prognose des Jahres 2012 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 (2013 – 2015)  
Für die Prognose der Jahre 2013 – 2015 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. Methodik

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.

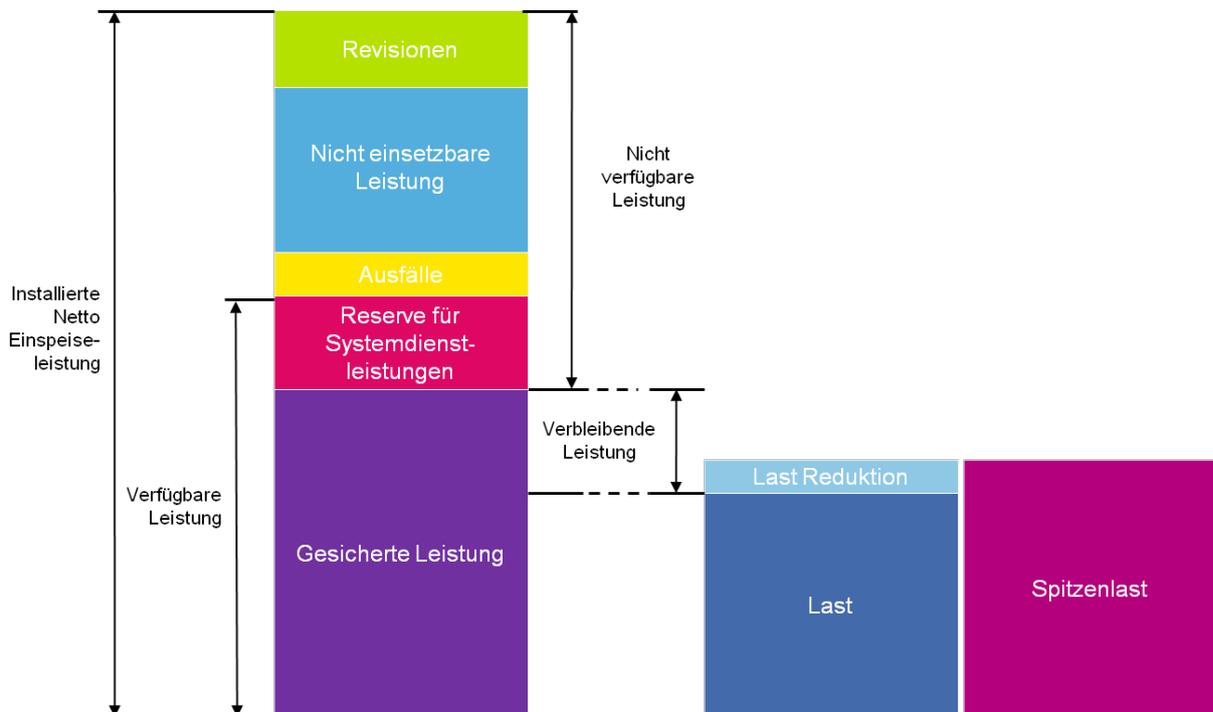


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

## 2.2. Definitionen

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 Informationen genau definiert.

Entsprechend der mit dem BMWi abgestimmten Inhalte wird für die **Statistik** des Jahres **2011** die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in ganz Deutschland untersucht (Spalte Statistik 2011). 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 **2011** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Prognose, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2011). 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 **2012** und für die Jahre 2013 – 2015 unterschieden. Für das Jahr 2012 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 **2013 – 2015** 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.

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 auch Einspeisedaten (siehe Ermittlung der Last) vorliegen.

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.

Mit der **Ausfallrate (Zeitnichtverfügbarkeit)** werden die durch technische Probleme durchschnittlich nicht zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistungen 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 Werte für den vorliegenden Bericht sind soweit verfügbar der dena Netzstudie II<sup>1</sup> entnommen.

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

Die Kennzahl **Revisionen** spiegelt die durch (geplante) Revisionen nicht zur Verfügung stehenden Einspeisungen 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.

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 eingemotteten Kraftwerken, 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:

Bei Biomasse / Biogas wird häufig nur die durchschnittliche, jährliche Einspeisung betrachtet. Diese ergibt sich aus dem Quotienten der eingespeisten Energie und der installierten Leistung. 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 50%** für angemessen.

#### Windenergie – On- und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Einspeisung in den vier Regelzonen und eine gesamtdeutsche Auswertung für das Jahr 2010 ist beispielhaft in Abbildung 2 dargestellt.

---

<sup>1</sup>[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF)

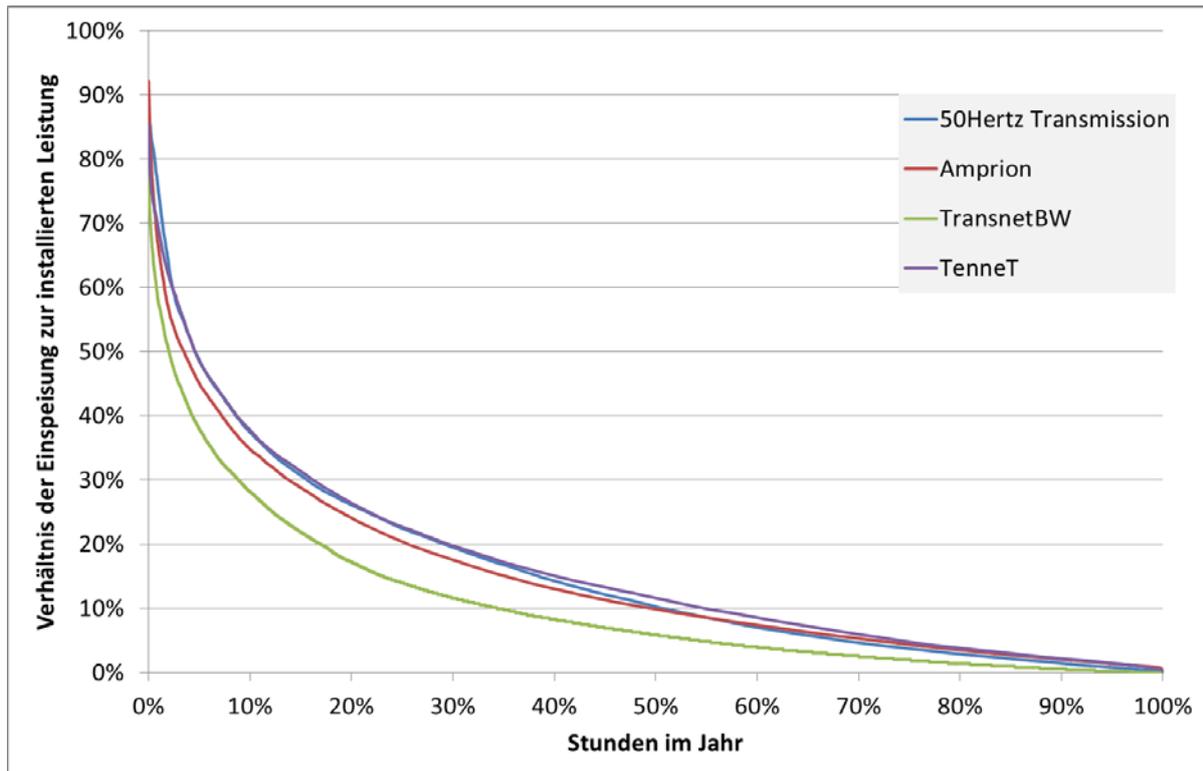


Abbildung 2: Geordnete Einspeisung aus Windkraftanlagen im Jahr 2010

Es ist zu erkennen, dass die eingespeiste Leistung 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. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen deshalb eine **Nichtverfügbarkeit von 99 %** an.

Für 2010 entsprach die tatsächliche Einspeisung aus Windenergie in ca. 1,5 % der Stunden 1 % der installierten Leistung – oder weniger. Dies sind immerhin ca. 130 Stunden. Für das Jahr 2011 ergibt sich ein ähnliches Bild.

### Photovoltaik

Bei Photovoltaik wird für Prognosezwecke pauschal ein Wert der Nichtverfügbarkeit von 100 % angenommen. Zum Referenzzeitpunkt – dritter Mittwoch im Januar/Dezember um 19:00 Uhr – ist es bereits dunkel, wodurch sich keinerlei Produktion aus Photovoltaikanlagen ergeben kann.

### Laufwasser:

Um die Nichtverfügbarkeit von Laufwasser zu bestimmen lässt sich ähnlich vorgehen wie bei der Biomasse. Da auch hier in der Regel nur auf installierte Leistungen und jährlich eingespeiste Energiemengen zurückgegriffen werden kann, 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:

Für die Nichtverfügbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke wird auf einen Erfahrungswert von **20 %** zurückgegriffen.

### 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 kann<sup>2</sup>. Ein solches Ereignis kann sich daher auf die Leistungsbilanz, wie in diesem Bericht untersucht, auswirken.

Da die Daten dieses bisher einmaligen Ereignisses noch keine statistische Analyse erlauben, wird die Rate der nicht einsetzbaren Leistung im Tabellenteil unter Gas weiterhin bei 0 % belassen. Die möglichen Auswirkungen einer Gasknappheit aufgrund unterbrechbarer Verträge auf die Leistungsbilanz werden aber in den entsprechenden Auswertungskapiteln benannt und quantifiziert. Diese Angaben basieren auf Gaskraftwerks-Daten, die von der BNetzA zusammengestellt wurden und die auch in die Netzanalysen eingegangen sind, die die deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit für den kommenden Winter durchführen.

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.

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-, Sekundär- und 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-, Sekundär- und Minutenreserve-Leistungen sind in dieser Reserve berücksichtigt. Da konkrete Werte nur für einen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2013-2015 Abschätzungen auf Basis der Erfahrungen der ÜNB getroffen.

---

<sup>2</sup> Vgl. auch BNetzA-Bericht unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht\\_ZustandWinter11\\_12pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile)

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).

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.

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.

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.

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 ÜNB 2012 erstmalig eine Abfrage von Einspeisedaten bei den Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Die hierbei für 2011 gelieferten Zeitreihen schließen einen Teil der Datenlücken der ÜNB, erschweren aber die Vergleichbarkeit mit den im letztjährigen Bericht verwendeten Daten.

Letztendlich kann damit 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 ÜNB Abdeckungsgrade der installierten Kapazität zwischen 91 und 99% bei der Darstellung der Situation in den Regelzonen bzw. in Deutschland. In Zukunft kann diese Situation durch vollständigeren 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 2012 angesetzt. Diesbezüglich ist zu konstatieren, dass alle bei 50Hertz Transmission beantragten konventionellen Kraftwerksprojekte zeitlichen Verzögerungen unterliegen.

Ein zentraler und zugleich schwierig zu ermittelnder Wert der Leistungsbilanz ist der Wert der Last. Dieser repräsentiert die Summe 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  $\leq 110$  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  $\leq 110$  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.

Unter Berücksichtigung der durchgeführten Datenabfrage bei den Netzbetreibern ergibt sich auf Basis der installierten Kapazitäten, die der Leistungsbilanzen der 50Hertz Transmission Regelzone zugrunde liegt, bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 99%. Der Abdeckungsgrad bezogen auf die gesamte installierte Leistung zuzüglich nicht bekannten Erzeugungsanlagen liegt niedriger.

### 3.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast am 07.12.2011 um 17:45 Uhr (fast zeitgleich Höchstlast in der 50Hertz Transmission Regelzone) bestand in der 50Hertz Transmission Regelzone ein Leistungsbilanzüberschuss. Die gesicherte Leistung überstieg die Last zum betrachteten Zeitpunkt um 9,5 GW. Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast (2011) trug die eingetretene Windenergie-Einspeisung entscheidend zur Lastdeckung bei. Demgegenüber liegt der Referenztag 2011 und die Prognosejahre von 2012 bis 2015 eine Annahme zur Wind-Verfügbarkeit zugrunde. Diese unterschiedlichen Methoden bei der Bestimmung der nicht einsetzbaren Leistung von Windenergie führen zu einer starken Veränderung der nicht einsetzbaren Leistung aus Windenergie-Einspeisung (vgl. Zeile 8f/g in Anhang A.1)

In der **Prognose der Leistungsbilanz** für die vier Folgejahre 2012 bis 2015 weist die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone einen zunehmenden Leistungsbilanzüberschuss aus. So erhöht sich der Leistungsbilanzüberschuss in der Prognose (2012-2015) in der 50Hertz Transmission Regelzone von ca. 3,0 GW (2012) auf 4,8 GW (2015).

Die Haupttreiber dieser Entwicklung sind die geplanten Inbetriebnahmen von rund 1,5 GW konventioneller Kraftwerks-Nettoleistung sowie der prognostizierte Zubau Erneuerbarer Energien von rund 4,6 GW installierter Leistung im betrachteten Zeitraum von 2012 bis 2015. Obwohl die EEG-Anlagen mit geringer Verfügbarkeit angesetzt wurden, steigt die installierte Leistung, inkl. des Zubaus konv. Kraftwerksleistung, bis 2015 auf über 49 GW an und führt somit zu einem Leistungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz Transmission. 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 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. Hierbei gehen folgende Werte in die Ermittlung ein:

- Messwerte aller Einspeisungen der an das Amprion-Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke,
- Messwerte der Einspeisung eines Teils der Kraftwerke, die in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind und Amprion direkt vorliegen,
- Einspeisezeitreihen von Kraftwerken in unterlagerten Spannungsebenen, die Amprion im Rahmen der VNB-Abfrage für 2011 von den entsprechenden Verteilnetzbetreibern erhalten hat (ohne Kraftwerke mit EEG-Vergütung) und
- Einspeisezeitreihen von EEG-vergüteten Einspeisern die über die EEG-Vergütung durch den Bilanzkreis von Amprion erfasst werden.

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 Werte, die in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen, ergibt dann schlussendlich die Näherung der Last (inkl. Netzverluste) im deutschen Teil der Regelzone von Amprion (siehe Abbildung 3).

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 dem Vorjahr die Datenbasis aufgrund der Verteilnetzbetreiber-Abfrage weiter verbessert werden. Die Erfassung der regenerativen Einspeiser wird sehr gut über die von Amprion bereits durchgeführte MaBiS<sup>3</sup>-Abfrage an die Verteilnetzbetreiber abgebildet.

---

<sup>3</sup> Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom

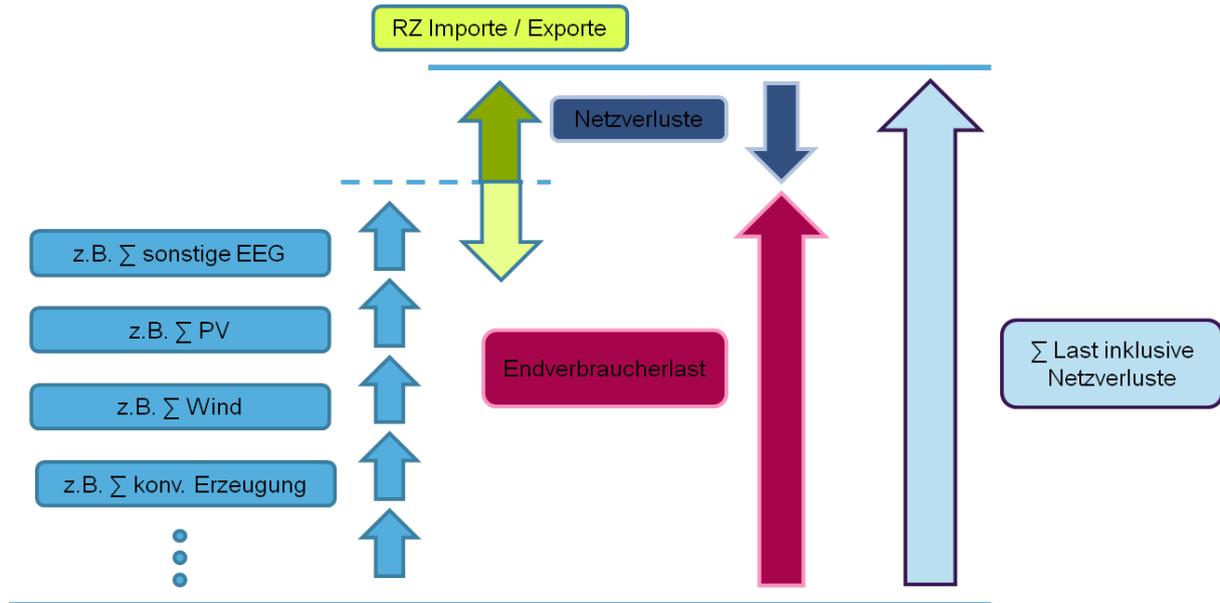


Abbildung 3: Ermittlung der Last im deutschen Teil der Regelzone von Amprion.

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 zurückgegriffen. Da insbesondere die Laufwasserkraftwerke allerdings nur teilweise dort 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 der Gutachten zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose, die 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 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:

- Die bei der MaBiS-Abfrage ermittelten EEG-Zeitreihen enthalten im Jahr 2011 noch keine Anlagen mit Selbstvermarktung. In 2011 war der Anteil der selbstvermarkteten Einspeiser jedoch sehr gering.
- Bei der Abfrage der Verteilnetzbetreiber haben nicht alle VNB geantwortet bzw. zum Teil nicht verwendbare Zeitreihen eingereicht.
- Industrienetze wurden im ersten Schritt der Abfrage noch nicht berücksichtigt.
- Jegliche Prognosen sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet.

Um eine grobe Abschätzung der vorliegenden Datenqualität zu geben, kann der Abdeckungsgrad hinsichtlich der installierten Netto-Leistung ausgewertet werden (s. Abbildung 4). Hierzu wird die installierte Leistung der verwendeten Kraftwerke mit einer

Netto-Einspeiseleistung  $\geq 10$  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  $\geq 10$  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. 92 % für Amprion.

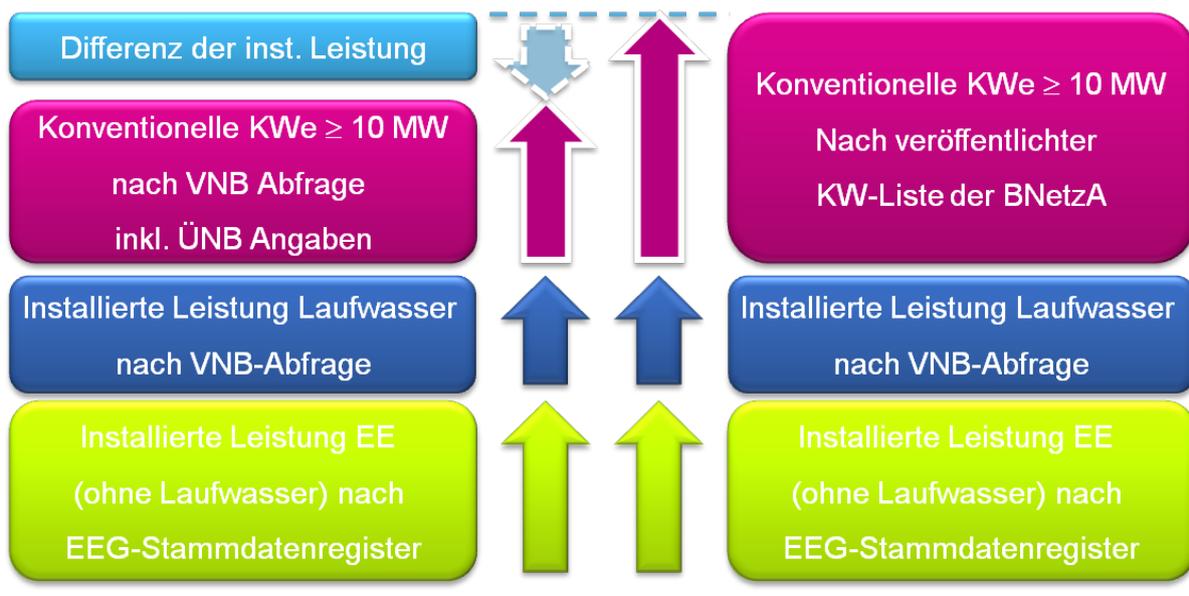


Abbildung 4: Ermittlung des Abdeckungsgrads

## 4.2. Fazit

Die Betrachtung der Leistungsbilanz bezieht sich auf die Statistik und die Prognosen. Bei der Statistik ist es möglich, teilweise auf Messwerte zurückzugreifen. Die Bewertung der Prognose erfolgt auf Basis dieser Messwerte, die um uns vorliegende Prognosen (z.B. EE Entwicklung) ergänzt werden.

Nach den zugrundeliegenden Informationen steigt die installierte Leistung des konventionellen KW-Parks zwischen den Jahren 2011 und 2015 im Netzgebiet von Amprion von ca. 38 GW auf ca. 42 GW. Dies ist insbesondere auf die Inbetriebnahme der bereits heute sich in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte und nur eines geringen Rückbaus zurückzuführen. Auffällig ist ein eher geringer erwarteter Zubau im Jahre 2012, der sich in einem Zuwachs der konventionellen Leistung in Höhe von ca. 400 MW zeigt.

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 2011 liegt der Wert der *verbleibenden Leistung* im deutschen Teil der Regelzone von Amprion mit 3,6 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 3,8 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. Dies liegt in diesem Fall an einer erhöhten Ausfallleistung mit 4,7 GW in der zuerst beschriebenen „realen“ Betrachtung und einer gleichzeitig höheren Einspeisung aus Windenergieanlagen.

Für die Prognose für den Winter des Jahres 2012 wird ein Wert von 4,3 GW und für das Jahr 2013 ein Wert von 4,6 GW für die *verbleibende Leistung* ermittelt. Dieser leichte Anstieg der Reserve im Zeitraum 2011 bis 2012 ergibt sich insbesondere 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 2014 / 2015 zeigt einen weiteren Anstieg der verbleibenden Leistung auf 8,3 GW und ein anschließendes leichtes Absinken auf 8,0 GW im Jahr 2015. Dieser Anstieg ergibt sich insbesondere durch die Inbetriebnahme von sich derzeit im Bau befindlichen Stein- und Braunkohlekraftwerken in Nordrheinwestfalen.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese 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 KW im Ausland an.

Eine Reduzierung der ermittelten *verbleibenden Leistung*, gerade in der kalten Winterzeit, könnte sich durch eine wie im Winter 2012 erlebte Gasknappheit ergeben. Hierdurch könnten Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von ca. 1,1 GW im deutschen Teil der Amprion Regelzone in ihrer Einspeiseleistung eingeschränkt werden.

## 5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW

### 5.1. Methodik der Datenermittlung

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

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 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 2011-2015.

Bei der Lastberechnung bestehen die folgenden Unsicherheiten:

- In den Jahren 2010 und 2011 gehört das Netzgebiet der Vorarlberger Kraftwerke in Österreich zur TransnetBW-Regelzone. Bei der Bestimmung der Regelzonenlast wird dieser Anteil (typisch 450 MW) herausgerechnet.
- 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%

#### Anmerkungen zur Lastberechnung:

- Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast am 07.12.2011 lag die Windeinspeisung in der TransnetBW-Regelzone bei 24 MW. Die Differenz zur installierten Leistung wird für das Jahr 2011 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 dem Referenz-Zeitpunkt im Jan. 2015 wirksam wird.
- Revisionen: Für 2011 / 2012 wurden die tatsächlichen bzw. geplanten Revisionen berücksichtigt. Für die Jahre 2013-2015 wurde ein Pauschalwert von 400 MW angesetzt.
- Last zur deutschen Lastspitze am 07.12.2011 17:45: 11.011 MW
- TransnetBW-Regelzonenhöchstlast am 23.11.2011 12:00: 11.523 MW
- Marge zwischen der deutscher Lastspitze und der TransnetBW-Regelzonenhöchstlast:  $11.523 - 11.011 = 512$  MW.
- Die Werte der EEG-Einspeisungen wurden aus der EEG-Mittelfristprognose übernommen. Da die wesentlichen EEG-Einspeisungen (Solar und Wind) jedoch aufgrund der nichtverfügbaren Leistung kaum berücksichtigt werden, wirken sich evtl. Prognosefehler nicht aus.
- In Zeile 16 ist die **Verbleibende Leistung** bei ausschließlicher Berücksichtigung von Kraftwerken auf dem deutschen Staatsgebiet ausgewiesen.
- Die Anlagen der Vorarlberger Illwerke (VIW, 1769 MW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der TNG-Regelzone, siehe Zeile 19.
- Aufgrund der Eigentumsverhältnisse wird bei dieser Kraftwerksleistung ein Anteil von 50% als „nicht verfügbar“ angesetzt, 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.

## 5.2. Fazit

Durch die Gegenüberstellung der Daten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2011 auf Basis realer Messwerte und der Referenztag-Daten wird deutlich, dass in diesem speziellen Fall die Unterdeckung von -1,5 GW um 0,5 GW geringer war, da die prognostizierten Ausfälle nicht vollumfänglich eingetreten sind.

Die **Prognose der Leistungsbilanz** für den kommenden Winter bewegt sich deutlich im negativen Bereich (-2,2 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.

Ähnlich wie im letzten Jahr zeigt sich in der Prognose für 2014/2015 eine Verbesserung der Situation für das 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. 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.

Eine Verschärfung der Situation ist bei einer **zusätzlichen Gasknappheit** zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). In einem solchen Fall könnten nach aktuellem Erkenntnisstand in der Regelzone der TransnetBW GmbH ca. 0,47 GW installierte Kapazität aufgrund von unterbrechbaren Gaslieferverträgen wegfallen, wodurch sich die im Rahmen der Bilanz verbleibende Leistung entsprechend reduzieren würde.

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

- das Saldo aus Im- und Exporten,
- Messwerte aller Einspeisungen der an das TTG-Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke,
- Messwerte der Einspeisung eines Teils der Kraftwerke, die in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind,
- Einspeisezeitreihen von Erzeugungsanlagen (exklusive Wind und PV) in unterlagerten Spannungsebenen, die TTG im Rahmen der Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) für den Betrachtungszeitraum 2011 erhalten hat,
- Hochrechnung der Wind- und PV-Einspeisung.

Insbesondere durch die Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern stehen nun für 2011 umfangreichere Daten zur installierten Kapazität im Bereich fossiler Brennstoffe, Biomasse und Wasserkraft und deren Einspeisung zur Verfügung als letztes Jahr für 2010. Damit ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität in der TTG-Regelzone ein Abdeckungsgrad von ca. 91% gegenüber 80% im Vorjahr ohne Abfragedaten. Die fehlenden 9% sind unter anderem auf weitere dezentrale (EEG-)Einspeisung und Erzeugung innerhalb der Netze großer Stadtwerke oder von Industrieunternehmen zurückzuführen. Das Lastmaximum in der TTG-Regelzone erhöht sich damit um fast 4 GW.

Bei TTG findet zusätzlich ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess bei der Last-Ermittlung statt. Hierbei werden die Möglichkeiten, in Zukunft auch online auf Einspeise-Daten der unterlagerten Netzbetreiber zugreifen zu können, eine große Rolle spielen.

Die Veränderung der Datengrundlage durch die Ergebnisse der 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, während die weniger verfügbare Windeinspeisung auch in der letztjährigen Betrachtung bereits enthalten war. Dies führt zu einer 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. Gegenüber letztem Jahr wurden dabei erstmalig auch die Nichtverfügbarkeiten wie bei den Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland mit einbezogen.

Im Bereich Wind/PV wird für die Jahre ab 2012 auf den aktuellen Stand der Zubauprognosen zurückgegriffen, der sich im Rahmen des EEG-Umlage-Prozesses ergibt. Im konventionellen Bereich werden bekannte Zu- und Rückbaupläne für Kraftwerke am Übertragungsnetz in die Prognose mit einbezogen.

Das Thema Kaltreserve im Winter 2012/13 wird in Kapitel 7 ÜNB-übergreifend betrachtet.

### 6.2. Fazit

Durch die Gegenüberstellung der nicht einsetzbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2011 auf Basis realer Messwerte und der Referenztag-Daten wird deutlich,

dass in diesem speziellen Fall eine mögliche Unterdeckung von -4,4 GW insbesondere durch eine starke Windenergie-Einspeisung kompensiert wurde. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke Isar 1 und Unterweser im Rahmen des KKW-Ausstiegs fehlen seit 2011 gesicherte Reserven, die ein bei Windstille mögliches Defizit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zumindest teilweise ausgleichen könnten. Die installierte PV-Kapazität kann zwar im Sommer zur Deckung der Mittagsspitze beitragen, steht aber für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Winter nicht zur Verfügung.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter in der TTG-Regelzone fällt dementsprechend deutlich negativ aus (-4,5 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.

Während sich aus letztjähriger Sicht für die nächsten Jahre eine allmählichen Verbesserung der Situation durch den Zubau von Erneuerbaren und des Kraftwerks Wilhelmshaven abgezeichnet hat, wird dieser Effekt in der aktuellen Prognose für 2014/2015 durch die umfangreichen Außerbetriebnahmepläne der Kraftwerksbetreiber in der TTG-Regelzone ins Gegenteil verkehrt.

Eine weitere Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). In einem solchen Fall könnten nach aktuellem Erkenntnisstand von BNetzA und ÜNB innerhalb der TTG-Regelzone ca. 3 GW installierte Kapazität aufgrund von unterbrechbaren Gaslieferverträgen wegfallen, wodurch sich die im Rahmen der Bilanz verbleibende Leistung entsprechend reduzieren würde.

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. 94% für Deutschland.

Aufgrund der dieses Jahr durchgeführten Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern und der zwischenzeitlich verfügbaren erweiterten Informationen zum Kraftwerksbestand (vgl. BNetzA-Kraftwerksliste bzw. Netzentwicklungsplan), hat sich die Datenbasis gegenüber dem Vorjahr verbessert. Somit ist auch der Referenzwert (installierte Leistung aller bekannten Kraftwerke und EEG-Anlagen), an dem die ÜNB den Abdeckungsgrad messen, angestiegen. Aus diesen Gründen ist die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Vorjahres nur eingeschränkt gegeben.

### 7.2. Fazit

Durch die Gegenüberstellung der nicht einsetzbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2011 auf Basis realer Messwerte und der Referenztag-Daten wird deutlich, dass in diesem speziellen Fall eine mögliche Unterdeckung insbesondere durch eine starke Windenergie-Einspeisung kompensiert wurde.

Die **Prognose der Leistungsbilanz** für den kommenden Winter fällt leicht negativ aus bzw. bewegt sich nur in einem so gering positiven Bereich, dass angesichts der in Kapitel 2.3 beschriebenen Unsicherheiten im betrachteten kritischen Fall eine Unterdeckung möglich ist.

Die Versorgungssicherheit ist bei einer solchen Unterdeckung stark von Importen aus dem benachbarten 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 2014/2015 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 Verschärfung der Situation ist bei einer **zusätzlichen Gasknappheit** zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). In einem solchen Fall könnten nach aktuellem Erkenntnisstand von BNetzA und ÜNB in Deutschland ca. 4,6 GW installierte Kapazität aufgrund von unterbrechbaren Gaslieferverträgen wegfallen, wodurch sich die im Rahmen der Bilanz verbleibende Leistung entsprechend reduzieren würde.

Für den Winter 2012/2013 sollen nach Abstimmung der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber wie im vorigen Winter Kraftwerkskapazitäten als Kaltreserve vorgehalten werden, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes gehen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber von einer **Kaltreserveleistung von ca. 2 GW** aus. Falls diese bis zum Winter kontrahiert werden kann, stünde diese Kapazität zusätzlich zur Verfügung, um ggf. ein mögliches Defizit der Leistungsbilanz auszugleichen.

## A. Anhang

### A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission

50Hertz Transmission GmbH											
Zeile	Zeitpunkt (CEI) :	2011		2012		2013		2014		2015	
		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag								
		07.12.2011 17:45 Uhr	07.12.2011 17:45 Uhr	19.12.2012 19:00 Uhr	16.01.2013 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr
<b>Teil A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern</b>											
		Ausfallrate (Zeitmichverfügbarkeit)									
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	<b>Fossile Brennstoffe</b>	16,2 GW	16,2 GW	16,8 GW	16,9 GW	16,9 GW	16,9 GW	18,3 GW	18,3 GW	18,3 GW	18,3 GW
2a	davon Braunkohle	9,4 GW	9,4 GW	10,0 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	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
2c	davon Gas	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
2d	davon Öl	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
2e	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
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>	17,5 GW	17,5 GW	22,3 GW	22,5 GW	22,5 GW	24,8 GW	24,8 GW	26,9 GW	26,9 GW	26,9 GW
3a	davon onshore Wind	11,8 GW	11,8 GW	14,4 GW	14,5 GW	14,5 GW	15,1 GW	15,1 GW	15,6 GW	15,6 GW	15,6 GW
3b	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
3c	davon Photovoltaik	4,2 GW	4,2 GW	6,2 GW	6,3 GW	6,3 GW	7,7 GW	7,7 GW	9,0 GW	9,0 GW	9,0 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	1,5 GW	1,5 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW
3e	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
4	<b>Wasser</b>	2,9 GW	2,9 GW	3,0 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,4 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	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW
5	<b>Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)</b>	37,3 GW	37,3 GW	42,7 GW	42,9 GW	42,9 GW	46,6 GW	46,6 GW	49,2 GW	49,2 GW	49,2 GW
6	<b>Netto einsetzbare Leistung</b>	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
7	<b>Revisionen</b>	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
<b>Teil B : Nicht einsetzbare Leistung</b>											
8	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>	Rate der nichteinsetzbaren Leistung									
8a	davon eingemottete Kraftwerke	10,8 GW	17,3 GW	22,0 GW	22,2 GW	22,2 GW	24,4 GW	24,4 GW	26,6 GW	26,6 GW	26,6 GW
8b	davon Kernenergie										
8c	davon Braunkohle										
8d	davon Steinkohle										
8e	davon Gas										
8f	davon Öl										
8g	davon gemischte Brennstoffe										
8h	davon onshore Wind	5,2 GW	11,7 GW	14,2 GW	14,3 GW	14,3 GW	15,0 GW	15,0 GW	15,4 GW	15,4 GW	15,4 GW
8i	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
8j	davon Photovoltaik	4,2 GW	4,2 GW	6,2 GW	6,3 GW	6,3 GW	7,7 GW	7,7 GW	9,0 GW	9,0 GW	9,0 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,7 GW	0,7 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,9 GW				
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW							
8m	davon Laufwasser	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
8n	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
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	<b>Ausfälle</b>	0,5 GW	1,1 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,3 GW				
10	<b>Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))</b>	25,8 GW	18,6 GW	19,3 GW	19,3 GW	19,3 GW	20,7 GW	20,7 GW	21,1 GW	21,1 GW	21,1 GW
11	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>	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	1,0 GW
12	<b>Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)</b>	24,8 GW	17,5 GW	18,3 GW	18,3 GW	18,3 GW	19,7 GW	19,7 GW	20,1 GW	20,1 GW	20,1 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW
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
15	<b>Last (15 = 13 - 14)</b>	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW	15,3 GW
16	<b>Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)</b>	9,5 GW	2,3 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	4,4 GW	4,4 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	7.12.11 17:30	7.12.11 17:30								
18	Marge zur Höchstlast	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
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland		0,0 GW								
19a	Gesicherte Leistung im Ausland		0,0 GW								
20	Entsprechende Last im Ausland		0,0 GW								
21	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)</b>	9,5 GW	2,3 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	4,4 GW	4,4 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW

## A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion

		Amprion GmbH					2015
		2011	2011	2012	2013	2014	2015
		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
		07.12.2011	07.12.2011	19.12.2012	16.01.2013	15.01.2014	21.01.2015
		17:45 Uhr	17:45 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
	<b>Zeitpunkt (CEI) :</b>						
	<b>TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern</b>						
	<b>Ausfallrate (Zeitlichverfügbarkeit)</b>						
1	Kernenergie	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>	33,5 GW	33,9 GW	33,9 GW	34,3 GW	38,3 GW	38,1 GW
2a	davon Braunkohle	10,1 GW	10,1 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW
2b	davon Steinkohle	12,5 GW	12,5 GW	12,3 GW	12,3 GW	16,3 GW	16,1 GW
2c	davon Gas	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	11,0 GW	11,0 GW	11,0 GW
2d	davon Öl	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>	13,0 GW	13,0 GW	16,3 GW	16,4 GW	18,5 GW	20,4 GW
3a	davon onshore Wind	4,9 GW	4,9 GW	5,3 GW	5,4 GW	5,6 GW	5,8 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	5,5 GW	5,5 GW	8,1 GW	8,3 GW	10,0 GW	11,7 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	1,0 GW	1,0 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,3 GW	1,4 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW
4	<b>Wasser</b>	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,2 GW
4a	davon Laufwasser	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,9 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
5	<b>Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)</b>	51,9 GW	51,9 GW	55,6 GW	56,2 GW	62,4 GW	64,0 GW
6	<b>Revisionsen</b>	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW
	<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>						
	<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>						
8	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>	11,0 GW	12,8 GW	16,0 GW	16,1 GW	18,2 GW	20,1 GW
8a	davon eingemottete Kraftwerke	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
8b	davon Kernenergie						
8c	davon Braunkohle						
8d	davon Steinkohle						
8e	davon Gas						
8f	davon Öl						
8g	davon gemischte Brennstoffe	3,1 GW	4,9 GW	5,3 GW	5,3 GW	5,6 GW	5,7 GW
8h	davon onshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 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	5,5 GW	5,5 GW	8,1 GW	8,3 GW	10,0 GW	11,7 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
8m	davon Laufwasser	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
9	<b>Ausfälle</b>	4,7 GW	2,7 GW	2,8 GW	2,8 GW	3,1 GW	3,1 GW
10	<b>Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))</b>	35,2 GW	35,3 GW	35,8 GW	36,2 GW	40,0 GW	39,7 GW
11	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>	1,6 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW
12	<b>Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)</b>	33,6 GW	33,7 GW	34,3 GW	34,5 GW	38,2 GW	37,9 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW	30,0 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	<b>Last (15 = 13 - 14)</b>	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW	30,0 GW
16	<b>Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)</b>	3,6 GW	3,8 GW	4,3 GW	4,6 GW	8,3 GW	8,0 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	7.12.11.17.15	7.12.11.17.15				
18	Marge zur Höchstlast	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW
	<b>Land</b>						
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
20	Entsprechende Last im Ausland	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
21	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)</b>	4,2 GW	4,5 GW	5,0 GW	5,5 GW	9,2 GW	8,9 GW

### A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW

TransnetBW GmbH											
Zeile	Zeitpunkt (CET):	2011		2012		2013		2014		2015	
		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag							
		07.12.2011 17:45 Uhr	07.12.2011 17:45 Uhr	18.12.2012 19:00 Uhr	16.01.2013 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	15.01.2014 19:00 Uhr	21.01.2015 19:00 Uhr		
<b>Teil A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern</b>											
<b>Ausfallrate (Zeitlichverfügbarkeit)</b>											
1	Kernenergie	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW							
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW							
2a	davon Braunkohle	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
2b	davon Steinkohle	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW							
2c	davon Gas	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW							
2d	davon Öl	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW							
2e	davon gemischte Brennstoffe	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>	4,9 GW	4,9 GW	5,3 GW	6,4 GW	7,4 GW	8,3 GW	8,3 GW	8,3 GW	8,3 GW	8,3 GW
3a	davon onshore Wind	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW						
3b	davon offshore Wind	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
3c	davon Photovoltaik	3,9 GW	3,9 GW	5,0 GW	5,1 GW	6,0 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	0,5 GW	0,5 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,8 GW	0,8 GW				
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
4	<b>Wasser</b>	3,2 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW				
4a	davon Laufwasser	1,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW				
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW							
5	<b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>	16,1 GW	16,1 GW	17,6 GW	17,7 GW	18,7 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW
6	<b>Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)</b>	16,1 GW	16,1 GW	17,6 GW	17,7 GW	18,7 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW
7	<b>Revisionsen</b>	0,5 GW	0,5 GW	0,4 GW	0,4 GW						
<b>Teil B : Nicht einsetzbare Leistung</b>											
<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>											
8	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>	5,9 GW	6,0 GW	7,3 GW	7,4 GW	8,3 GW	8,3 GW				
8a	davon eingemottete Kraftwerke										
8b	davon Kernenergie	0%	0%								
8c	davon Braunkohle	0%	0%								
8d	davon Steinkohle	0%	0%								
8e	davon Gas	0%	0%								
8f	davon Öl	0%	0%								
8g	davon gemischte Brennstoffe	99%	99%	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW					
8h	davon onshore Wind	0%	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
8i	davon offshore Wind	0%	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW					
8j	davon Photovoltaik	3,9 GW	3,9 GW	5,0 GW	5,1 GW	6,0 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW	6,9 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,3 GW	0,3 GW	0,4 GW	0,4 GW						
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
8m	davon Laufwasser	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW				
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW							
8o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
8p	<b>Ausfälle</b>	0,2 GW	0,6 GW	0,6 GW							
10	<b>Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))</b>	9,5 GW	9,1 GW	9,3 GW	10,1 GW						
11	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>	0,7 GW	0,7 GW	0,8 GW	0,8 GW						
12	<b>Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)</b>	8,8 GW	8,3 GW	8,5 GW	9,4 GW						
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	11,0 GW	11,0 GW	11,5 GW	11,5 GW						
14	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
15	<b>Last (15 = 13 - 14)</b>	11,0 GW	11,0 GW	11,5 GW	11,5 GW						
16	<b>Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)</b>	-2,2 GW	-2,7 GW	-2,9 GW	-3,0 GW	-2,9 GW	-2,1 GW				
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	23.11.11 12:00	23.11.11 12:00								
18	Marge zur Höchstlast	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW							
<b>Land</b>											
19	Installierte Netto Einspeiseleistung im Ausland	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW							
19a	Gesicherte Leistung im Ausland	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW							
20	Einsprechende Last im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW							
21	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)</b>	-1,5 GW	-2,0 GW	-2,2 GW	-1,4 GW						

## A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz Tennet

		Tennet GmbH									
		2011		2012		2013		2014		2015	
		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
		07.12.2011	07.12.2011	19.12.2012	16.01.2013	15.01.2014	15.01.2014	15.01.2014	15.01.2014	21.01.2015	21.01.2015
		17:45 Uhr	17:45 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
	<b>Zeitpunkt (CET) :</b>										
	<b>TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern</b>										
1	Kernenergie	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW	5,5 GW
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW	16,8 GW
2a	davon Braunkohle	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
2b	davon Steinkohle	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW	6,7 GW
2c	davon Gas	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW	7,6 GW
2d	davon Öl	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
2e	davon gemischte Brennstoffe	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
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>	23,0 GW	23,0 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW	27,5 GW
3a	davon onshore Wind	10,9 GW	10,9 GW	12,0 GW	12,0 GW	12,0 GW	12,0 GW	12,5 GW	12,5 GW	12,9 GW	12,9 GW
3b	davon offshore Wind	0,2 GW	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,9 GW	0,9 GW	2,7 GW	2,7 GW
3c	davon Photovoltaik	10,4 GW	10,4 GW	13,6 GW	13,6 GW	13,6 GW	13,6 GW	16,5 GW	16,5 GW	19,1 GW	19,1 GW
3d	davon Biomasse / Biogas	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
3e	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
4	<b>Wasser</b>	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	2,7 GW
4a	davon Laufwasser	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher	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
5	<b>Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)</b>	48,0 GW	48,0 GW	52,4 GW	52,4 GW	52,4 GW	52,4 GW	55,6 GW	55,6 GW	58,8 GW	58,8 GW
7	<b>Revisitionen</b>	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
	<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>										
8	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>										
8a	davon eingemottete Kraftwerke	16,6 GW	24,2 GW	28,6 GW	29,0 GW	29,0 GW	29,0 GW	32,7 GW	32,7 GW	37,5 GW	37,5 GW
8b	davon Kernenergie	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
8c	davon Braunkohle										
8d	davon Steinkohle										
8e	davon Gas										
8f	davon Öl										
8g	davon gemischte Brennstoffe										
8h	davon onshore Wind	3,7 GW	10,8 GW	11,9 GW	11,9 GW	11,9 GW	11,9 GW	12,4 GW	12,4 GW	12,8 GW	12,8 GW
8i	davon offshore Wind	0,1 GW	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,9 GW	0,9 GW	2,7 GW	2,7 GW
8j	davon Photovoltaik	10,4 GW	10,4 GW	13,6 GW	13,6 GW	13,6 GW	13,6 GW	16,5 GW	16,5 GW	19,1 GW	19,1 GW
8k	davon Biomasse / Biogas	0,4 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
8l	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	0,0 GW
8m	davon Laufwasser	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	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
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	<b>Ausfälle</b>	0,2 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,4 GW	1,4 GW
10	<b>Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))</b>	30,8 GW	21,8 GW	21,8 GW	21,8 GW	21,8 GW	21,8 GW	21,0 GW	21,0 GW	19,6 GW	19,6 GW
11	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
12	<b>Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)</b>	29,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,4 GW	20,4 GW	20,4 GW	19,6 GW	19,6 GW	18,2 GW	18,2 GW
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW
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
15	<b>Last (15 = 13 - 14)</b>	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW	24,9 GW
16	<b>Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)</b>	4,6 GW	4,4 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW	5,3 GW	5,3 GW	6,7 GW	6,7 GW
17	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast	7.12.11.17.45	7.12.11.17.45								
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
	<b>Land</b>										
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	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
20	Entsprechende Last im Ausland	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
21	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)</b>	5,0 GW	4,0 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,9 GW	4,9 GW	6,3 GW	6,3 GW

## A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtd Deutschland

		Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB									
		2011		2012		2013		2014		2015	
		Jahreshöchstlast in DE	Referenztag								
		07.12.2011	07.12.2011	19.12.2012	16.01.2013	15.01.2014	15.01.2014	15.01.2014	15.01.2014	21.01.2015	21.01.2015
		17:45 Uhr	17:45 Uhr	19:00 Uhr							
Zeile	Zeitpunkt (CET) :										
<b>TEIL A : Installierte Netto Einspeiseleistung nach Primärenergieträger</b>											
		<b>Ausfallrate (Zeitnichtverfügbarkeit)</b>									
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	12,1 GW
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>	71,8 GW	71,8 GW	72,9 GW	73,3 GW						
2a	davon Braunkohle	19,8 GW	19,8 GW	21,0 GW							
2b	davon Steinkohle	24,5 GW	24,5 GW	24,3 GW							
2c	davon Gas	23,2 GW	23,2 GW	23,2 GW	23,6 GW						
2d	davon Öl	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe	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
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>	58,5 GW	58,5 GW	72,4 GW	73,2 GW						
3a	davon onshore Wind	28,1 GW	28,1 GW	32,3 GW	32,5 GW						
3b	davon offshore Wind	0,2 GW	0,2 GW	0,4 GW							
3c	davon Photovoltaik	24,0 GW	24,0 GW	32,9 GW	33,5 GW						
3d	davon Biomasse / Biogas	4,5 GW	4,5 GW	5,1 GW							
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	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
4	<b>Wasser</b>	9,9 GW	9,9 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW
4a	davon Laufwasser	3,6 GW	3,6 GW	3,7 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
5	<b>Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)</b>	153,3 GW	153,3 GW	168,3 GW	169,5 GW						
6	<b>Netto Einspeiseleistung (6 = 1+2+3+4+5)</b>	153,3 GW	153,3 GW	168,3 GW	169,5 GW						
7	Revisionen	2,1 GW	2,1 GW	2,0 GW							
<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>											
		<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>									
8	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>	44,4 GW	60,3 GW	73,9 GW	74,7 GW						
8a	davon eingemottete Kraftwerke	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
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	12,4 GW	27,8 GW	32,0 GW	32,2 GW						
8i	davon offshore Wind	0,1 GW	0,2 GW	0,4 GW							
8j	davon Photovoltaik	24,0 GW	24,0 GW	32,9 GW	33,5 GW						
8k	davon Biomasse / Biogas	1,8 GW	2,2 GW	2,5 GW							
8l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
8m	davon Laufwasser	2,7 GW	2,7 GW	2,8 GW							
8n	davon Speicher und Pumpspeicher	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
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	<b>Ausfälle</b>	5,6 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW
10	<b>Verfügbare Leistung (10 = 6 - (7 + 8 + 9))</b>	101,3 GW	84,7 GW	86,3 GW	86,6 GW						
11	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>	4,6 GW	4,6 GW	4,7 GW	4,8 GW						
12	<b>Gesicherte Leistung (12 = 10 - 11)</b>	96,7 GW	80,1 GW	81,5 GW	81,7 GW						
13	Last zum betrachteten Zeitpunkt	81,2 GW	81,2 GW	81,7 GW							
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
15	<b>Last (15 = 13 - 14)</b>	81,2 GW	81,2 GW	81,7 GW							
16	<b>Verbleibende Leistung (16 = 12 - 15)</b>	15,5 GW	-1,1 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
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	4,0 GW						
20	Entsprechende Last im Ausland	2,2 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,6 GW						
21	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (21 = 16 + 19a - 20)</b>	0,6 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
		17,2 GW	9,8 GW	1,7 GW	2,2 GW						