



Bundesnetzagentur

2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Drittes Quartal 2015



2. Quartalsbericht 2015

zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

(Drittes Quartal 2015)

Stand: 14. März 2016

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-5999

Fax: +49 228 14-5973

E-Mail: monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	5
2	Zusammenfassung.....	6
2.1	Redispatch	6
2.2	Einsatz Reservekraftwerke	6
2.3	Einspeisemanagement.....	6
2.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	7
3	Drittes Quartal 2015.....	10
3.1	Redispatch	10
3.1.1	Gesamtentwicklung	10
3.1.2	Strombedingter Redispatch.....	13
3.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	16
3.2	Einsatz Reservekraftwerke	17
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	17
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	23
4	Hintergrund.....	26
4.1	Redispatch	27
4.2	Reservekraftwerke	27
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	28
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	28
	Verzeichnisse.....	29
	Impressum.....	31

1 Vorwort

Der Wandel der Erzeugungslandschaft stellt hohe Anforderungen an die Stromnetze. Dieser Wandel ist zum einen geprägt durch die Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks. Im Norden sind neue konventionelle Kraftwerke ans Netz (Kraftwerke Moorburg und Wilhelmshaven) und gleichzeitig im Süden Kapazitäten vom Netz (AKW Grafenrheinfeld) gegangen. Diese Verlagerung verschärft das Nord-Süd-Gefälle der Erzeugungsstruktur und stellt somit erhöhte Anforderungen an das Stromnetz. Der notwendige Netzausbau berücksichtigt diese Verlagerung, damit der erzeugte Strom auch zum Verbraucher gelangt. Jedoch kann er mit dem Wandel der Erzeugungslandschaft noch nicht Schritt halten. Darüber hinaus stellt der Ausbau von Wind an Land oberhalb des gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfades mit circa einem Gigawatt im Gesamtjahr 2015 erhöhte Anforderungen an die Netzbetreiber. Zusätzlich führen aufgrund der inzwischen großen Anzahl erneuerbarer Energieanlagen Wettereffekte wie Sturmtiefs oder langanhaltende Sonneneinstrahlung zu hohen Einspeisespitzen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Insbesondere in den Sommermonaten 2015 gab es auf Grund außergewöhnlicher Sommersturmlagen im Vergleich zu den Vorjahren eine überdurchschnittlich hohe Windstromproduktion.

Die bisherige jährliche Erfassung war angesichts der drastischen Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Die Bundesnetzagentur hat sich daher entschlossen, ihre Erkenntnisse regelmäßig zu veröffentlichen. Nach der ersten Veröffentlichung im Dezember 2015 folgt nun wie angekündigt der Quartalsbericht für das dritte Quartal 2015.

Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung der Maßnahmen ergeben sich fortwährend Aktualisierungen der an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten. Deshalb kann es zu Anpassungen von bereits ausgewerteten Quartalen kommen. Die jeweils aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Werte zu den Berichtszeiträumen sind auf der Internetseite zu finden.

Die Bundesnetzagentur dankt den Landesregulierungsbehörden für ihr Einverständnis auch die in deren Zuständigkeit liegenden Netzbetreiber befragen zu können.

2 Zusammenfassung

2.1 Redispatch

Das dritte Quartal 2015 war abermals von einem hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Im Zeitraum zwischen dem 1. Juli 2015 und dem 30. September 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.868 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (getätigte Maßnahmen zur Einspeisereduzierung zzgl. getätigter Gegengeschäfte als Einspeiserhöhung zum Ausgleich) betrug im dritten Quartal 2015 rund 3.336 GWh. In einer ersten Abschätzung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wurden die dabei für alle Eingriffsmaßnahmen incl. Redispatch angefallenen Kosten auf rund 127 Mio. Euro taxiert.¹

Trotz der Sommermonate ist die Redispatchmenge im dritten Quartal im Vergleich zum zweiten Quartal (1.831 GWh) wieder angestiegen. Insgesamt hat die Redispatchmenge der ersten drei Quartale 2015 (8.589 GWh) bereits die Gesamtmenge des Jahres 2014 (5.197 GWh) deutlich überschritten. Die vorläufig geschätzten Kosten aller Eingriffsmaßnahmen der ÜNB incl. Redispatch liegen in den ersten drei Quartalen bei 393 Mio. Euro. Auch wenn hierin derzeit der reine Anteil der geschätzten Redispatchkosten nicht ausgewiesen werden kann, verdeutlicht schon der Anstieg der Redispatchmenge im Vergleich zum Vorjahr auch einen klaren Anstieg der Redispatchkosten (2014: 187 Mio. Euro).²

2.2 Einsatz Reservekraftwerke

In der Folge von Redispatchmaßnahmen wurden im dritten Quartal 2015 zeitweise deutsche Reservekraftwerke durch einzelne ÜNB angewiesen.

2.3 Einspeisemanagement

Im dritten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB rund 815 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 82,8 Mio. Euro. Besonders betroffen von Einspeisemanagement (EinsMan) sind, wie in den ersten zwei Quartalen 2015, die Bundesländer Schleswig-Holstein, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern sowie Niedersachsen.

Gegenüber dem zweiten Quartal 2015 (737 GWh) ist die Menge der Ausfallarbeit im dritten Quartal 2015 wieder angestiegen. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2015 liegt die Gesamtsumme der Ausfallarbeit mit 2.687 GWh bereits ca. 70 Prozent über der des Jahres 2014 (1.581 GWh). Die geschätzten Entschädigungsansprüche für die ersten drei Quartale 2015 belaufen sich auf 276,3 Mio. Euro. Damit

¹ Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1-3 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

² Für Jahreswerte 2014 vgl. Monitoringbericht 2015, S. 100. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

summieren sich die geschätzten Entschädigungsansprüche für die ersten drei Quartale 2015 auf rund 51 Prozent über der Kostenschätzung für das Jahr 2014.³

2.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Im dritten Quartal 2015 haben vier Verteilernetzbetreiber (VNB) und ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von ca. 6 GWh verteilt über sechs Bundesländer. Sachsen ist dabei am stärksten betroffen mit 40 Prozent der Anpassungsmenge gefolgt von Sachsen-Anhalt (27 Prozent) und Brandenburg (19 Prozent). Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT statt.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den in den ersten drei Quartalen 2015 erhobenen Daten zusammen:

³ Vgl. Monitoringbericht 2015, S. 110 ff.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG

Gesetzliche Grundlage	§ 13 Abs. 1, 1a EnWG	§ 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG	§ 13 Abs. 2 EnWG
Regelungsinhalte und wesentliche Instrumente	Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzabschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG (z.B. Redispatch)	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG (Einspeisemanagement)	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen)
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge (ÜNB): Q1 2015: 3.422 GWh Q2 2015: 1.831 GWh Q3 2015: 3.336 GWh	Ausfallarbeit (ÜNB und VNB): Q1 2015: 1.135 GWh Q2 2015: 737 GWh Q3 2015: 815 GWh	Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2015: 8,7 GWh Q2 2015: 4,7 GWh Q3 2015: 6,2 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Eingriffsmaßnahmen (ÜNB) ¹ : Q1 2015: 196,0 Mio. Euro Q2 2015: 69,5 Mio. Euro Q3 2015: 127,2 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2015: 116,9 Mio. Euro Q2 2015: 76,6 Mio. Euro Q3 2015: 82,8 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Abregelungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

¹ Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1-3 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in den ersten drei Quartalen 2015.

Diese Tabelle enthält aktualisierte Werte zum Umfang und den Kosteneinschätzungen für das erste und zweite Quartal in 2015. Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung der Maßnahmen ergeben sich fortwährend Aktualisierungen der an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten.

Deshalb kann es zu Anpassungen von bereits ausgewerteten Quartalen kommen. Die jeweils aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Werte zu den Berichtszeiträumen sind auf der Internetseite⁴ zu finden.

⁴http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html

3 Drittes Quartal 2015

3.1 Redispatch

3.1.1 Gesamtentwicklung

Das dritte Quartal 2015 war abermals von einem hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Im Zeitraum zwischen dem 1. Juli 2015 und dem 30. September 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.868 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Insgesamt wurden an 78 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde fast täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der getätigten Maßnahmen (Einspeisereduzierungen) umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 1.667 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf insgesamt 1.669 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe [getätigte Maßnahmen zzgl. getätigte Gegengeschäfte (Einspeiserhöhungen)] im dritten Quartal 2015 rund 3.336 GWh. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten aller angefallenen Eingriffsmaßnahmen incl. Redispatch auf Anforderungen der ÜNB, auf rund 127,2 Mio. Euro⁵ taxiert. Redispatchmaßnahmen wurden vor allem in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ergriffen.

⁵ Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1-3 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen (Einspeise- reduzierung) in GWh ¹	Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegenschäft (Einspeise- erhöhung)) in GWh	Geschätzte Kosten aller Eingriffs- maßnahmen in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	2.228	781	1.564	56,9
Regelzone 50Hertz	1.637	886	1.771	70,0
Regelzone TransnetBW	0	0	0	0,2
Regelzone Amprion	3	0	1	0,1
Gesamt	3.868	1.667	3.336	127,2

¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für das 3. Quartal für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

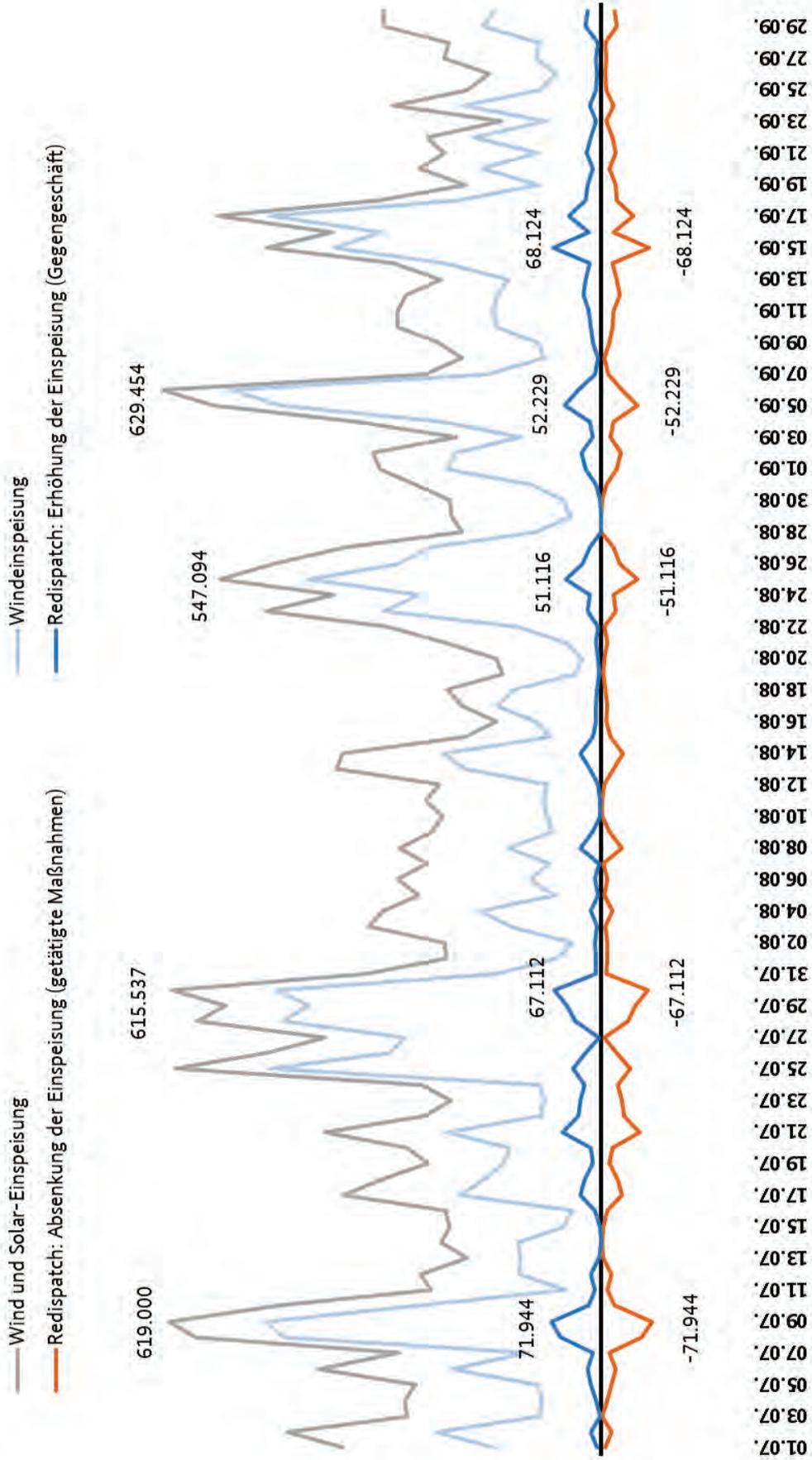
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015⁶

Im Verlauf des dritten Quartals 2015 wurden insbesondere in Zeiten hoher Wind- und PV-Einspeisungen am 9. Juli, zwischen dem 25. und 30. Juli sowie um die Tage des 25. Augusts und des 5. und 15. Septembers in größerem Umfang Redispatchmaßnahmen durchgeführt. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung und der abgesenkten und erhöhten Einspeisung durch Redispatch ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

⁶ Countertrading dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich um Handelsgeschäfte. Da die praktische Bedeutung von Countertrading sehr gering ist, werden die Kosten von Redispatch und Countertrading in der Auswertung der Bundesnetzagentur zusammengefasst.

EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen in Q3 2015 in MWh



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Abbildung 1: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015

3.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im dritten Quartal 2015 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.228 Stunden und einem Volumen getätigter Maßnahmen von 1.520 GWh veranlasst. Davon entfielen 3.157 Stunden (98 Prozent) auf folgende Netzelemente.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2015

Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge getätigte Maßnahmen (Einspeisereduzierung) (in GWh) ^[1]
Gebiet Vierraden - Krajnik (PL)	50Hertz	1.062	622
Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	537	337
Gebiet Hamburg (Hamburg Nord, 50Hertz-Zone)	TenneT/50Hertz	366	107
Gebiet Borken-Gießen (Borken-Gießen-Bergshausen-Karben)	TenneT	255	70
Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT/50Hertz	247	83
Gebiet St. Peter (Altheim - Simbach - St. Peter, Pirach-St. Peter, Pleitning-St. Peter)	TenneT	212	127
Gebiet Mecklar-Dipperz (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz, Dipperz-Aschaffenburg)	TenneT	143	57
Gebiet Conneforde (UW Conneforde, Conneforde-Huntorf, Conneforde-Unterweser)	TenneT	138	42
Dollern-Wilster	TenneT	76	20
Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau/ Lehrte-Erzhausen-Göttingen)	TenneT	67	13
Ovenstädt-Eickum	TenneT	54	22

¹ In den Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatchmaßnahmen anhand der Menge der getätigten Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung analysiert. Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachteten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war die Überlastung durch Einspeisereduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2015

Besonders betroffen waren demnach das Gebiet um die Leitung Vierraden nach Krajnik in Polen sowie die Leitung Remptendorf-Redwitz. Auf diese Netzelemente entfielen 33 Prozent bzw. 17 Prozent aller strombedingten Redispatcheingriffe. Ebenfalls stärkeren Belastungen unterlagen jeweils die Verbindungen zwischen der 50 Hertz-Regelzone und Hamburg Nord sowie Brunsbüttel und das Netzgebiet zwischen Borken und Gießen. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 71 Stunden bei anderen Netzelementen ergriffen. Diese beziehen sich auf Maßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung > 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu:

Strombedingte Redispatchmaßnahmen im 3. Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB⁷

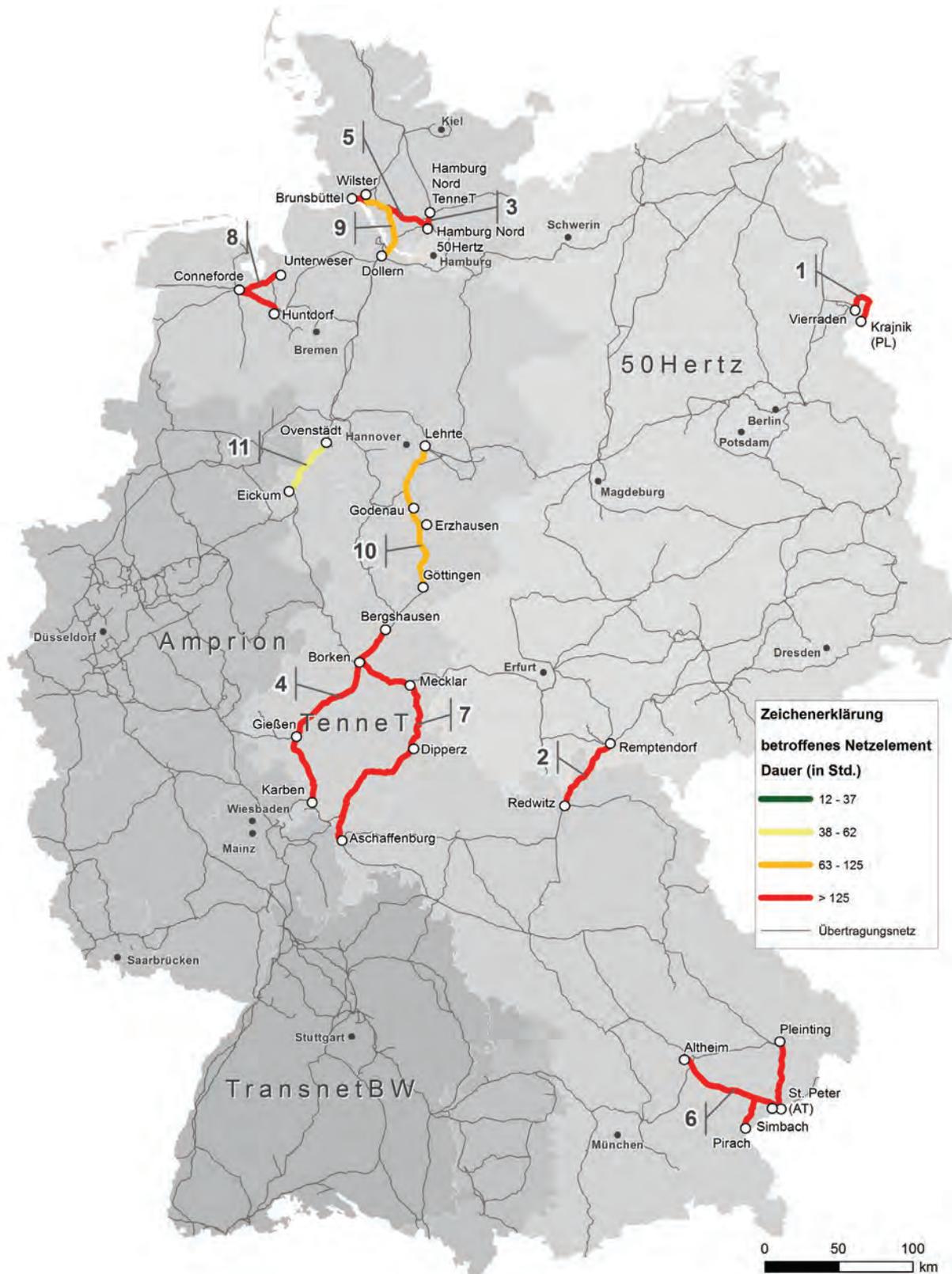


Abbildung 2: Strombedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

⁷ Beim Knotenpunkt Conneforde war insbesondere der 380kV-Transformator des Umspannwerkes Conneforde stark belastet.

3.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch war im dritten Quartal 2015 ebenso wie im zweiten Quartal 2015 hoch. Insgesamt wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 640 Stunden gemeldet, die in der Regelzone von TenneT getätigt wurden. Das Gesamtvolumen der Eingriffe belief sich dabei auf 294 GWh. Besonders betroffen waren das Netzgebiet Oberbayern sowie das Netzgebiet zwischen Ovenstädt, Bechterdissen und Borken. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁸

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	316	166
davon Netzgebiet Oberbayern	190	114
davon Netzgebiet Nordostbayern	126	52
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	293	119
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	184	77
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	109	42
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	31	9
davon Netzgebiet Conneforde	31	9

¹⁾ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke beziehen), wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt ein niedrigerer Stromverbrauch in den Sommermonaten zu einem verstärkten Bedarf an Blindleistung, um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Neben konventionellen Erzeugungsanlagen, können auch Netzbetriebsmittel wie z.B. Phasenschieber Blindleistung bereitstellen. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten, und insbesondere an den Wochenenden, sind einige konventionelle Kraftwerke durch den geringeren Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird. Die Bundesnetzagentur wird im Rahmen der Evaluierung der Mindesterzeugung zukünftig die für die Sicherheit des Stromsystems mindestens erforderliche Strommenge untersuchen. Dabei wird insbesondere das Verhältnis von konventionellen Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerken zu EE-Anlagen analysiert werden.

⁸ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

3.2 Einsatz Reservekraftwerke

In der Folge von Redispatchmaßnahmen wurden zeitweise deutsche Reservekraftwerke durch einzelne ÜNB angewiesen. Zwischen dem 4. Juli 2015 und dem 9. August 2015 wurde das Reservekraftwerk Ingolstadt mehrfach zu spannungsbedingten Redispatcheinsätzen herangezogen. Am 1. September 2015 wurde das Reservekraftwerk Maarbach im Rahmen einer MRA⁹-Maßnahme mit dem polnischen ÜNB aufgrund fehlender kurzfristig aktivierbarer Redispatchleistung aus Marktkraftwerken angefordert.

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG¹⁰

Im dritten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB rund 815 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Dies entspricht in etwa 52 Prozent der Gesamtmenge an Ausfallarbeit des Jahres 2014¹¹. Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 82,8 Mio. Euro.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Bundesländern

Fast 60 Prozent der Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, die rund 18 bzw. rund neun Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit ausmachen. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer.

⁹ Multi Remedial Action: Gemeinsame Redispatch-Anforderung zwischen mindestens drei oder mehr ÜNBs.

¹⁰ Zum 1. August 2014 ist ein neues Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten. Zur Vereinfachung der Darstellung wird hier nur auf die Paragraphen dieser aktuellen Fassung verwiesen.

¹¹ Vgl. Monitoringbericht 2015 S. 112; Link http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	484,01	59,4%	48.459.537	58,5%
Brandenburg	149,12	18,3%	16.911.592	20,4%
Mecklenburg-Vorpommern	73,97	9,1%	7.074.349	8,5%
Niedersachsen	56,74	7,0%	5.964.013	7,2%
Sachsen-Anhalt	26,94	3,3%	2.460.903	3,0%
Nordrhein-Westfalen	8,06	1,0%	326.382	0,4%
Thüringen	5,95	0,7%	622.608	0,8%
Rheinland-Pfalz	3,43	0,4%	138.726	0,2%
Sachsen	2,62	0,3%	271.393	0,3%
Hessen	2,39	0,3%	215.300	0,3%
Bayern	1,21	0,1%	254.824	0,3%
Baden-Württemberg	0,69	0,1%	65.969	0,1%
Hamburg	0,09	0,0%	9.350	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	815,22	100,0%	82.774.946	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Bundesländern

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2015

Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist Wind an Land (onshore), auf den 90 Prozent der Ausfallarbeit und rund 80 Prozent der Entschädigungszahlungen entfallen. Der Energieträger Solar wurde mit 66,0 GWh am zweithäufigsten abgeregelt. Erstmals wurden im 2. Quartal 2015 auch Windanlagen auf See (Offshore) abgeregelt, in diesem Quartal ist ein weiter ansteigender Anteil der Abregelungen in diesem Bereich zu beobachten.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2015

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	733,45	90,0%	65.796.194	79,5%
Solar	66,00	8,1%	14.306.633	17,3%
Biomasse einschl. Biogas	11,31	1,4%	2.184.825	2,6%
Wind (offshore)	3,52	0,4%	422.970	0,5%
Laufwasser	0,46	0,1%	42.697	0,1%
KWK-Strom	0,34	0,0%	10.916	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,13	0,0%	10.455	0,0%
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0,00	0,0%	256	0,0%
Abfall (biologisch abbaubarer Anteil)	-	0,0%	-	0,0%
KWK-Wärme	-	0,0%	-	0,0%
Geothermie	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	815,22	100,0%	82.774.946	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2015

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015

Rund 92 Prozent der Abregelungen erfolgten in den Verteilernetzen. Bei lediglich rund acht Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden.

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015

	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	63,61	751,60
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	7,8%	92,2%
Geschätzte Entschädigungszahlungen in Euro	6.912.507	75.862.439
Prozentuale Verteilung (Entschädigungszahlungen)	8,4%	91,6%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen
im dritten Quartal 2015

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Anteil
Brandenburg	60,01	94,3%	6.480.188	93,7%
Mecklenburg-Vorpommern	3,52	5,5%	422.970	6,1%
Hamburg	0,09	0,1%	9.350	0,1%
Schleswig-Holstein	-	0,0%	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen-Anhalt	-	0,0%	-	0,0%
Thüringen	-	0,0%	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Bayern	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	63,61	100,0%	6.912.507	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2015

In nachstehender Tabelle wird die regionale Verteilung der Ausfallarbeit und der Kosten in den Verteilernetzen je Bundesland dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Anteil
Schleswig-Holstein	484,01	64,4%	48.459.537	63,9%
Brandenburg	89,11	11,9%	10.431.404	13,8%
Mecklenburg-Vorpommern	70,45	9,4%	6.651.380	8,8%
Niedersachsen	56,74	7,5%	5.964.013	7,9%
Sachsen-Anhalt	26,94	3,6%	2.460.903	3,2%
Nordrhein-Westfalen	8,06	1,1%	326.382	0,4%
Thüringen	5,95	0,8%	622.608	0,8%
Rheinland-Pfalz	3,43	0,5%	138.726	0,2%
Sachsen	2,62	0,3%	271.393	0,4%
Hessen	2,39	0,3%	215.300	0,3%
Bayern	1,21	0,2%	254.824	0,3%
Baden-Württemberg	0,69	0,1%	65.969	0,1%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	751,60	100,0%	75.862.439	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal

Mit fast 66 Prozent fanden die meisten EinsMan-Maßnahmen in der Regelzone von TenneT statt. Knapp 33 Prozent entfielen auf das Netzgebiet der 50Hertz. Bei Amprion und TransnetBW wurden lediglich die restlichen etwas über ein Prozent der EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge (Jahresarbeit 2014) aus Erneuerbaren Energien. Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 72 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen auf einen Anteil von ca. 28 Prozent.¹²

¹² Vgl.: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Regelzonen

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
TenneT	534,22	65,5%	53.814.383	65,0%
50Hertz	267,57	32,8%	28.172.191	34,0%
Amprion	11,54	1,4%	467.579	0,6%
TransnetBW	1,88	0,2%	320.793	0,4%
Gesamt	815,22	100,0%	82.774.946	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Regelzonen

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im dritten Quartal 2015 haben drei VNB Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von ca. 6 GWh verteilt über sechs Bundesländer. Sachsen ist am stärksten betroffen mit gut 40 Prozent der Anpassungsmenge. Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT statt.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Sachsen	2,50	40,5%
Sachsen-Anhalt	1,68	27,2%
Brandenburg	1,16	18,8%
Nordrhein-Westfalen	0,53	8,5%
Bayern	0,29	4,7%
Thüringen	0,02	0,3%
Schleswig-Holstein	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%
Mecklenburg-Vorpommern	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%
Hessen	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%
Berlin	-	0,0%
Bremen	-	0,0%
Saarland	-	0,0%
Deutschland	6,17	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2015

Der Großteil der abgeregelten Arbeit entfällt mit rund 5,3 GWh auf den Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Auf den Energieträger Steinkohle entfallen 0,8 GWh (13 Prozent) der Ausfallarbeit. Erdgas, Braunkohle und Mineralölprodukte bilden mit einem Anteil von ca. 0,4 Prozent einen sehr geringen Anteil an der Gesamtausfallarbeit. Detaillierte Daten sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	5,33	86,4%
Steinkohle	0,82	13,2%
Erdgas	0,02	0,4%
Braunkohle	0,00	0,0%
Mineralölprodukte	0,00	0,0%
Unbekannt	-	0,0%
Pumpspeicher	-	0,0%
Kernenergie	-	0,0%
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	-	0,0%
Verbraucher	-	0,0%
Batteriespeicher	-	0,0%
Sonstige Speichertechnologien	-	0,0%
Gesamt	6,17	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger

4 Hintergrund

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung der jeweiligen Netzebenen regelt, sind Netzbetreiber (ÜNB und VNB über § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend) ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Zur Darstellung werden dabei drei verschiedene Maßnahmenkategorien unterschieden:

- Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG (z.B. Redispatch)
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG (Einspeisemanagement)
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen)

Gemäß § 13 Abs. 5 EnWG sind die ÜNB verpflichtet, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von nach § 13 EnWG durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu unterrichten. Über die Bestimmung des § 14 Abs. 1 EnWG gilt diese Vorschrift für Verteilernetzbetreiber entsprechend.

Der Wandel der Erzeugungslandschaft und die Verzögerungen beim Netzausbau stellen hohe Anforderungen an die Stromnetze. Insbesondere hat der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Diese Maßnahmen sind notwendig, um kritischen Netzsituationen entgegen zu wirken. Die Analyse und die Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der verantwortlichen Netzbetreiber sind dabei eine wichtige Grundlage für die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Insbesondere für die Analyse des Bedarfs an Netzreservekapazitäten, die Netzausbauplanung auf den Ebenen der Übertragungs- und Verteilernetze sowie für die Koordination der Maßnahmen mit den europäischen Nachbarn ist es wichtig, einen aktuellen Kenntnisstand über Art und Umfang der Maßnahmen zu haben. Die bisherige jährliche Erfassung war angesichts der drastischen Zunahmen von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Für diese Zwecke wurden mehrere Datenmeldeverfahren zur Erfassung dieser Maßnahmen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. durch monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 1 EnWG
2. durch tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG
3. durch tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungsmaßnahmen bezüglich der Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen)

Grundsätzlich sind betroffene Netzbetreiber verpflichtet, die Anforderung von Anpassungen mit Umfang und Zeitpunkt in ihrem Netzgebiet an die Bundesnetzagentur ad-hoc zu melden. Diese Meldungen beziehen sich auf das betroffene Netzelement, die Spannungsebene und den Grund der Anforderung. In einem zweiten Schritt melden die Netzbetreiber quartalsweise in welchem Umfang die ad-hoc-Anforderungen zu Anpassungen der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen geführt haben. Diese quartalsweisen Meldungen beziehen sich nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelte Arbeit, den Energieträger und die voraussichtlichen Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen (im Folgenden EinsMan-Maßnahmen).

4.1 Redispatch

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind diese auch gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Marktbezogene Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen, durch die Regelungen zur Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems vertraglich vereinbart werden.

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasiereten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden ihre Einspeiseleistung zu erhöhen. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

4.2 Reservekraftwerke

In Situationen, in denen die benötigte Kraftwerksleistung am Markt für die Behebung eines Engpasses nicht ausreicht, sind die ÜNB zur Beherrschung der Situation darauf angewiesen, noch fehlende Redispatchleistung zusätzlich zu beschaffen.

Hierfür greifen die ÜNB auf Reservekraftwerke in der Netzreserve zurück. Die Netzreserve setzt sich aus nationalen und ausländischen Kraftwerken zusammen, die ausschließlich für den ÜNB ihren Betrieb aufrechterhalten und auf dessen Anforderung für den Redispatch in das Netz einspeisen.

Die nationalen Kraftwerke in der Netzreserve sind zur Stilllegung angezeigte Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz für die Netze nicht stillgelegt werden dürfen. Die Netzreserve setzt sich zudem aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Die ausländischen Kraftwerke in der Netzreserve werden mittels Ausschreibungen ermittelt und durch die ÜNB vertraglich gesichert. Mit den Kraftwerksbetreibern werden Verträge geschlossen, wonach die Anlagen zum Redispatcheinsatz angefordert werden dürfen. Bisher wurden Verträge mit Kraftwerksbetreibern aus Österreich, Italien, Frankreich und der Schweiz geschlossen.

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§§ 14, 15 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2, 2a S. 3 EnWG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt.

Soweit Elektrizitätsverteilternetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird.

Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015	12
Abbildung 2:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB15	

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in den ersten drei Quartalen 2015	8
Tabelle 2:	Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015	11
Tabelle 3:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2015	13
Tabelle 4:	Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2015	16
Tabelle 5:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Bundesländern	18
Tabelle 6:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2015	19
Tabelle 7:	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015	20
Tabelle 8:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2015	21
Tabelle 9:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2015	22
Tabelle 10:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2015 nach Regelzonen	23
Tabelle 11:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2015	24
Tabelle 12:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger	25

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 14-5973

Stand

14. März 2016

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)