



3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015



3. Quartalsbericht 2015

zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

(Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015)

Stand: 2. August 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	Gesamtjahresbetrachtung 2015.....	6
2.1.1	Redispatch	6
2.1.2	Einsatz Reservekraftwerke	6
2.1.3	Einspeisemanagement.....	6
2.1.4	Anpassungsmaßnahmen.....	6
2.2	Viertes Quartal 2015.....	8
2.2.1	Redispatch	8
2.2.2	Einsatz Reservekraftwerke	8
2.2.3	Einspeisemanagement.....	8
2.2.4	Anpassungsmaßnahmen.....	8
3	Gesamtjahr 2015	9
3.1	Redispatch	9
3.1.1	Gesamtentwicklung.....	9
3.1.2	Strombedingter Redispatch.....	12
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	22
4	Viertes Quartal 2015	25
4.1	Redispatch	25
4.1.1	Gesamtentwicklung.....	25
4.1.2	Strombedingter Redispatch.....	28
4.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	32
4.2	Einsatz Reservekraftwerke	32
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	33
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	38
5	Hintergrund.....	41
5.1	Redispatch	42
5.2	Reservekraftwerke	43
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	43
5.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	43
	Verzeichnisse.....	45
	Impressum.....	49

1 Vorwort

Der Wandel der Erzeugungslandschaft stellt hohe Anforderungen an die Stromnetze. Dieser Wandel ist im Jahr 2015 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. 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-Energien-Anlagen Wettereffekte wie Sturmtiefs oder langanhaltende Sonneneinstrahlung zu hohen Einspeisespitzen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Die Netzbetreiber sind verpflichtet zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt verschiedene Maßnahmen:

- **Redispatch:** Drosselung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Ersatz der Kosten
- **Reservekraftwerke:** Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Ersatz der Kosten
- **Einspeisemanagement:** Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung
- **Anpassungsmaßnahmen:** Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromentnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung.

Diese sog. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen werden von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet. 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 den ersten Veröffentlichungen im Dezember 2015 und März 2016 folgt nun wie angekündigt der Quartalsbericht für das vierte Quartal 2015. Zudem enthält dieser Bericht eine Gesamtjahresbetrachtung für das Jahr 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 Gesamtjahresbetrachtung 2015

2.1.1 Redispatch

In der Gesamtjahresbetrachtung für 2015 hat sich die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdreifacht. 2014 betrug die Gesamtmenge 5.197 GWh und ist im Jahr 2015 auf 16.000 GWh stark gestiegen. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 402,5 Mio. Euro. Im Vorjahr betrug die Kosten für Redispatch (ohne Countertrading) 185,4 Mio. Euro.¹

2.1.2 Einsatz Reservekraftwerke²

Insgesamt wurden im Jahr 2015 an 39 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 1.193 MW und einer Gesamtarbeit von ca. 548 GWh getätigt.

2.1.3 Einspeisemanagement

In der Gesamtjahresbetrachtung für das Jahr 2015 liegt die Summe der Ausfallarbeit bei ca. 4.722 GWh und hat sich damit fast verdreifacht (2014: 1.581 GWh). Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das Jahr 2015 belaufen sich auf 478 Mio. Euro. Damit sind die geschätzten Entschädigungsansprüche für 2015 um fast 295 Mio. Euro gegenüber der eigenen Hochrechnung der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 gestiegen.³

2.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im Gesamtjahr 2015 haben insgesamt sechs VNB und ein ÜNB Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen in Höhe von rund 26,5 GWh.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den im Jahr 2015 erhobenen Daten zusammen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die dargestellten Werte für die entstandene Ausfallarbeit für Einspeisemanagement auf den quartalsweisen Datenmeldungen der ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur beruhen. Die von den Netzbetreibern gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche basieren u. a. auf Kalkulationen der Netzbetreiber auf Grundlage der jeweiligen Ausfallarbeit.

¹ Für Jahreswerte 2014 vgl. Monitoringbericht 2015, S. 121. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

² Detaillierte Informationen zur Netzreserve sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

³ Vgl. Monitoringbericht 2015, S. 110 ff.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2015

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, 1a EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzabschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	§ 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG: Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: 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	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge (ÜNB): Q1 2015: 3.422 GWh Q2 2015: 1.831 GWh Q3 2015: 3.336 GWh <u>Q4 2015: 7.411 GWh</u> Gesamt: 16.000 GWh	Ausfallarbeit ² (ÜNB und VNB): Q1 2015: 1.135 GWh Q2 2015: 737 GWh Q3 2015: 815 GWh <u>Q4 2015: 2.036 GWh</u> Gesamt: 4.722 GWh	Anpassungsmaßnahmen ² (ÜNB und VNB): Q1 2015: 8,7 GWh Q2 2015: 4,7 GWh Q3 2015: 6,2 GWh <u>Q4 2015: 6,6 GWh</u> Gesamt: 26,5 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ^{1,2} : Q1 2015: 119,0 Mio. Euro Q2 2015: 36,0 Mio. Euro Q3 2015: 88,6 Mio. Euro <u>Q4 2015: 158,9 Mio. Euro</u> Gesamt: 402,5 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ^{2,3} 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 <u>Q4 2015: 201,8 Mio. Euro</u> Gesamt: 478 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

¹ Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

² Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

³ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2015

2.2 Viertes Quartal 2015

2.2.1 Redispatch

Während des Winterhalbjahres ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß am höchsten. In dieser Zeit trifft eine hohe Nachfrage nach elektrischer Energie mit einer oftmals hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Norddeutschland zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süddeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden. Durch den Netzausbau noch nicht behobene Engpässe, die dabei in deutschen und auch in angrenzenden Übertragungsnetzen auftreten, müssen mittels Redispatch behoben werden.

Der Redispatchbedarf des vierten Quartals 2015 war sehr hoch. Im Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2015 und dem 31. Dezember 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 6.253 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 betrug im vierten Quartal 2015 rund 7.411 GWh, dies beinhaltet Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen (ohne Countertrading) auf rund 158,9 Mio. Euro taxiert.

2.2.2 Einsatz Reservekraftwerke⁴

Im vierten Quartal 2015 wurden ab November die Reservekraftwerke verstärkt angefordert. Insgesamt wurden an 34 Tagen Netzreserveabrufe angefordert. Dabei wurden durchschnittlich 915 MW abgerufen, die Gesamtarbeit betrug etwa 403 GWh.

2.2.3 Einspeisemanagement

Im vierten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB rund 2.036 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 201,8 Mio. Euro. Besonders betroffen von Einspeisemanagement (EinsMan) sind, wie in den ersten drei Quartalen 2015, die Bundesländer Schleswig-Holstein, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern sowie Niedersachsen.

2.2.4 Anpassungsmaßnahmen

Im vierten Quartal 2015 haben drei VNB und ein ÜNB Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 6,6 GWh verteilt über fünf Bundesländer.

⁴ Detaillierte Informationen zur Netzreserve sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

3 Gesamtjahr 2015

3.1 Redispatch

3.1.1 Gesamtentwicklung

Das Jahr 2015 war von einem sehr hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Dazu tragen die vorzeitige Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld, ein hoher Windzubau, ein relativ windreiches Wetter, verspätete Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen nach EnLAG und nach dem Bundesbedarfsplangesetz und die vorübergehende Außerbetriebnahme von Netzelementen, um Baumaßnahmen zur Netzerweiterung durchführen zu können sowie hohe Stromexporte insbesondere nach Österreich bei. Der Bundesnetzagentur wurden strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 15.811 Stunden gemeldet (2014: 8.453 Stunden). 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 331 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde beinahe täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 7.994 GWh (2014: 2.600 GWh). Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf insgesamt 8.006 GWh (2014: 2.597 GWh). Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im Jahr 2015 rund 16.000 GWh (2014: 5.197 GWh). Gegenüber dem Jahr 2014 hat sich die Redispatchgesamtmenge im Jahr 2015 damit mehr als verdreifacht. Diese Entwicklung schlägt sich ebenfalls in den Kosten nieder. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen (ohne Countertrading) auf rund 402,5 Mio. Euro taxiert. Im Jahr 2014 betragen die Kosten noch rund 185,4 Mio. Euro. Redispatchmaßnahmen wurden in allen Regelzonen, insbesondere aber von TenneT und 50Hertz, ergriffen.

Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh¹	Gesamtmenge (Einspeise- reduzierungen und Einspeise- erhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro²
Regelzone TenneT	9.095	4.030	8.072	191,9
Regelzone 50Hertz	6.512	3.930	7.862	207,5
Regelzone TransnetBW	126	16	31	1,7
Regelzone Amprion	78	18	35	1,4
Gesamt	15.811	7.994	16.000	402,5

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 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015

Im Verlauf des Jahres 2015 wurden insbesondere in Zeiten hoher Wind- Einspeisungen in den Wintermonaten in weitreichendem Umfang Redispatchmaßnahmen durchgeführt. Zudem mussten durch das Orkantief Niklas Ende März 2015 größere Maßnahmen durchgeführt werden. In den Sommermonaten lag der Redispatchbedarf jahreszeittypisch dagegen etwas niedriger. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der abgesenkten und erhöhten Einspeisung durch Redispatch ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

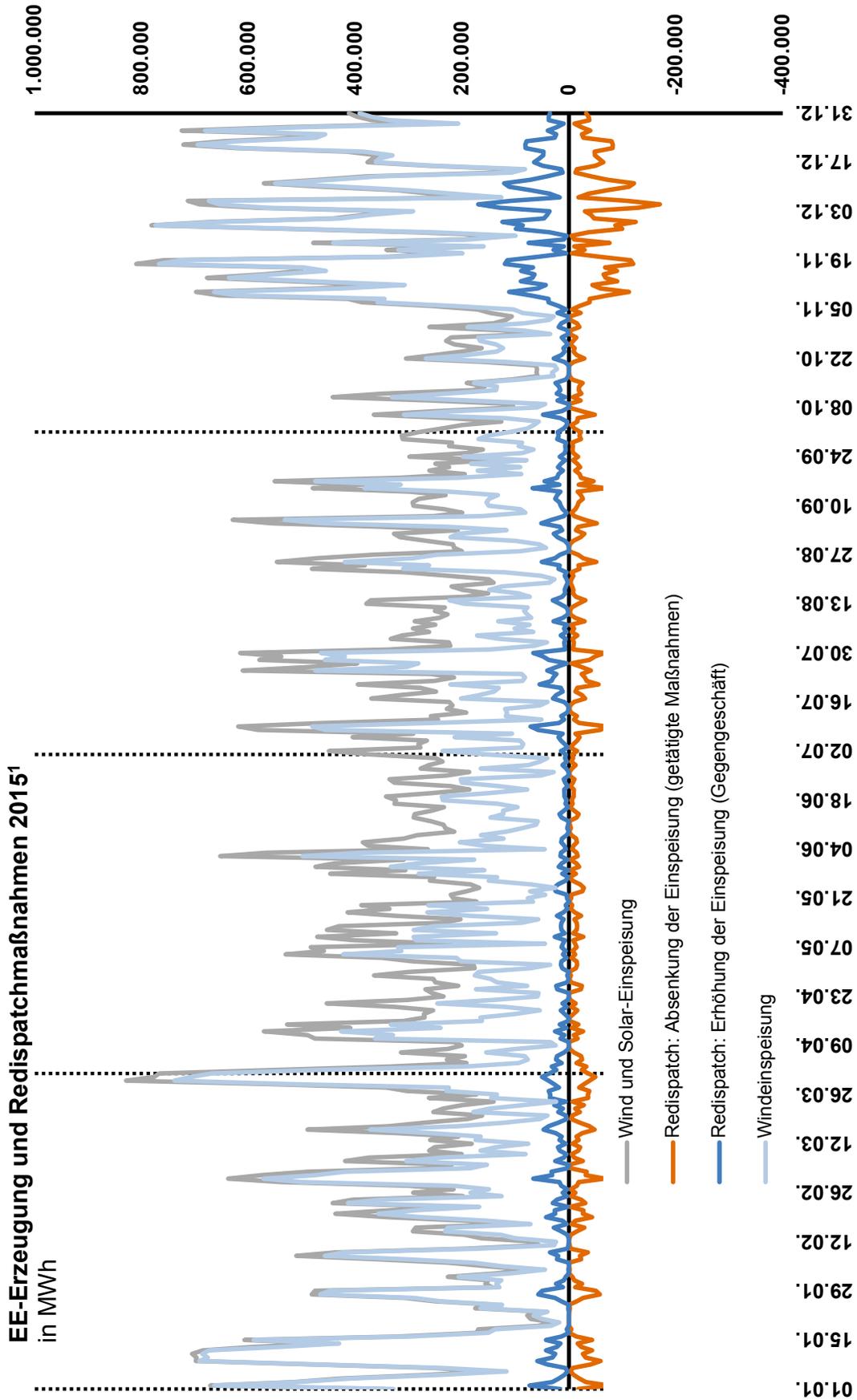


Abbildung 1: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur
¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung Erneuerbarer Energien und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen, die unter 3.1.1 genannt sind.

3.1.2 Strombedingter Redispatch

Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. In der überwiegenden Mehrzahl mussten im Jahr 2015 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 13.660 Stunden und einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 7.553 GWh veranlasst. Davon entfielen 13.459 Stunden (99 Prozent) auf folgende Netzelemente.

Strombed. Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh) ^[1]
1	Remptendorf - Redwitz	50Hertz/TenneT	4.115	3.704
2	Gebiet Vierraden - Krajnik (PL) (Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen)	50Hertz	2.833	1.498
3	Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT/50Hertz	2.039	763
4	Gebiet Hamburg (Hamburg Nord, 50Hertz-Zone)	TenneT/50Hertz	898	221
5	Gebiet Conneforde (UW Conneforde)	TenneT	875	313
6	Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen)	TenneT	654	132
7	Gebiet St. Peter (Altheim - Simbach - St. Peter, Pirach-St. Peter, Pleitning-St. Peter (AT))	TenneT	334	177
8	Gebiet Borken-Gießen (Borken-Gießen-Bergshausen-Karben)	TenneT	270	75
9	Gebiet Mecklar (Mecklar, Borken)	TenneT	268	210
10	Dollern-Wilster	TenneT	259	70
11	Gebiet Mecklar-Dipperz (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz, Dipperz-Aschaffenburg)	TenneT	231	94
12	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg, Großkrotzenburg-Dipperz, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	174	81
13	Röhrsdorf - Hradec (CZ)	50Hertz	141	86
14	Altbach	TransnetBW	118	12
15	Ovenstädt-Eickum	TenneT	86	30
16	Gebiet Hamburg-Flensburg - Kassö (Hamburg, Flensburg, Audorf, Kassö (DK))	TenneT	49	9
17	Landesbergen - Wechold - Sottrum	Tennet	38	9
18	Gebiet Donau West/Ost (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen)	Amprion	34	7
19	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	23	5
20	Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT	20	6

¹ In den Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatchmaßnahmen anhand der Menge der Einspeisereduzierungen analysiert. Die Menge der Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken wird hier nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachteten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war, um die Überlastung durch Einspeisereduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Besonders betroffen waren demnach die Leitung Remptendorf-Redwitz, das Gebiet Brunsbüttel (Hamburg Nord) sowie die Leitung Vierraden nach Krajnik in Polen. Auf diese drei Netzelemente entfielen 30 sowie 21 und 15 Prozent aller strombedingten Redispatchmaßnahmen. Ebenfalls stärkeren Belastungen unterlagen jeweils die Verbindung zwischen der 50 Hertz-Regelzone und Hamburg Nord und das Gebiet Conneforde. In Summe ist auch die Region Mittelhessen mit den Gebieten Borken, Borken-Gießen, Mecklar, Mecklar-Dipperz und Großkrotzenburg stark von strombedingten Redispatchmaßnahmen betroffen. In der obigen Tabelle nicht erfasst wurden Maßnahmen von insgesamt 201 Stunden bei anderen Netzelementen, deren Umfang je einzelne Leitung weniger als 12 Stunden im Jahr 2015 betrug.

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

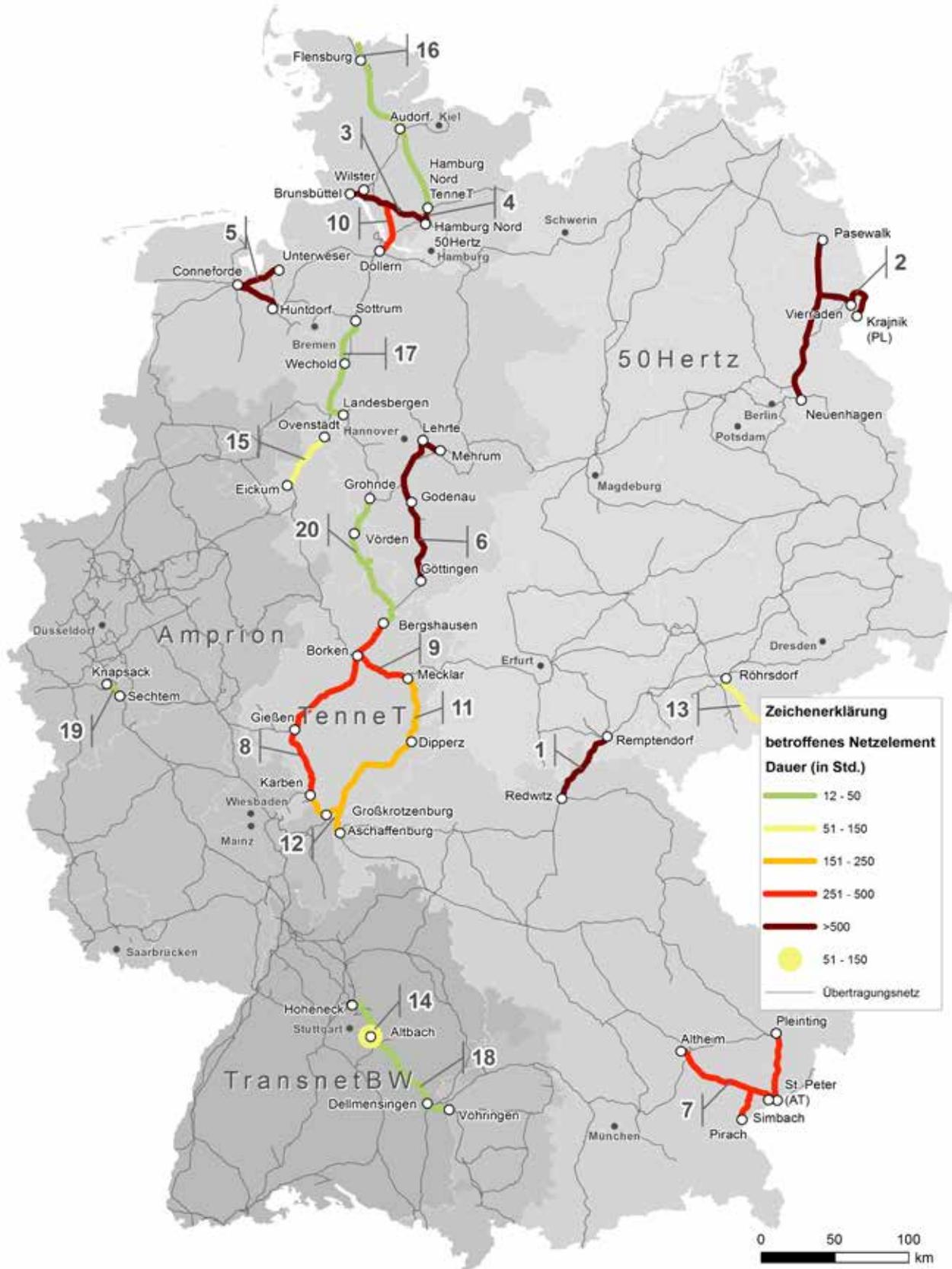


Abbildung 2: Strombedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

3.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Spannungsbedingter Redispatch zielt auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Jahr 2015 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 2.151 Stunden gemeldet. Das Volumen der Eingriffe belief sich dabei auf etwa 440 GWh. Der Großteil der Maßnahmen wurde von TenneT mit 2.146 Stunden gemeldet. Besonders betroffen waren das Netzgebiet zwischen Ovenstädt, Bechterdissen und Borken sowie das Netzgebiet um das Umspannwerk Conneforde. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁵

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	422	108
davon Netzgebiet Oberbayern	190	57
davon Netzgebiet Nordostbayern	221	49
davon Netzgebiet Unterfranken	11	2
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	1.165	225
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	689	136
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	41	6
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	435	83
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	559	105
davon Netzgebiet Conneforde	549	103
davon Netzgebiet Landesbergen	2	< 0,1
davon Netzgebiet Schleswig-Holstein und Hamburg	8	2
Regelzone Amprion	5	2

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 Jahr 2015

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Diese Aussage wird durch die quartalsweise Betrachtung der Maßnahmen bestätigt. Auf die Quartale 2 und 3 des Jahres 2015 entfielen 2.032 Stunden und damit 95 Prozent der Gesamtdauer aller Maßnahmen. 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

⁵ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

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.

3.2 Einsatz Reservekraftwerke

Im Jahr 2015 wurden die Reservekraftwerke insbesondere im Zeitraum zwischen dem 30. März und dem 2. April 2015 sowie ab November 2015 bis zum Jahresende angefordert. Insgesamt wurden an 39 Tagen des Jahres Reservekraftwerke aufgrund einer Anforderung der ÜNB eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 1.193 MW abgerufen, die Gesamtarbeit betrug etwa 548 GWh.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2015

	Tage	Summe angeforderte Leistung in MW	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe	Einsatzstunden gesamt
März ¹	3	8.303	2.768	92.232	694
April	2	7.108	3.554	53.207	292
Oktober	3	570	190	4.295	23
November	15	16.957	1.130	154.718	1.939
Dezember	16	13.594	850	243.673	5.285
Gesamt	39	46.532	1.193	548.125	8.233

¹ Die Daten für März beruhen z.T. auf Meldungen der ÜNB mit initialer Anforderung.
Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 5: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2015

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im Gesamtjahr 2015 wurden rund 4.722 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldet. Damit wurde die Gesamtmenge der Ausfallarbeit aus dem Vorjahr (Gesamtausfallarbeit 2014: rund 1.581 GWh) um fast das Dreifache überschritten. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das Jahr 2015 auf rund 478 Mio. Euro.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen in 2015 nach Bundesländern

Rund 65 Prozent der im Jahr 2015 angefallenen Ausfallarbeit und den damit verbundenen, durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen auf Schleswig-Holstein. Mit einem Anteil von fast 15 Prozent weist Brandenburg die zweithöchste Menge an Ausfallarbeit auf. Es folgen Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern mit jeweils rund neun bzw. rund sechs Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen mit den entsprechenden durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüchen verteilen sich wie in nachfolgender Tabelle dargestellt auf neun weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015 nach Bundesländern¹

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	3.078,74 ¹	65,2%	312.942.279 ¹	65,5%
Brandenburg	689,33	14,6%	71.331.467	14,9%
Niedersachsen	428,94	9,1%	46.080.990	9,6%
Mecklenburg-Vorpommern	264,74	5,6%	24.898.212	5,2%
Sachsen-Anhalt	130,38	2,8%	11.603.892	2,4%
Thüringen	72,74	1,5%	6.847.607	1,4%
Nordrhein-Westfalen	26,16	0,6%	1.867.768	0,4%
Rheinland-Pfalz	13,79	0,3%	612.119	0,1%
Sachsen	11,38	0,2%	1.090.341	0,2%
Hessen	2,49	0,1%	223.974	0,0%
Baden-Württemberg	1,68	0,0%	163.756	0,0%
Bayern	1,65	0,0%	333.345	0,1%
Hamburg	0,27	0,0%	27.163	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	4.722,30	100,0%	478.022.911	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

¹Die Daten basieren auf quartalsweisen Meldungen der Netzbetreiber und dem Erkenntnisstand der Bundesnetzagentur zum Stichtag 1. April 2016.

Tabelle 6: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015 nach Bundesländern

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern in 2015

Der mit Abstand am häufigsten abgeregelt Energieträger ist Wind an Land (onshore), auf den 87 Prozent der Ausfallarbeit und 76 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen. Der Energieträger Biomasse einschl. Biogas wurde mit rund 364,4 GWh am zweithäufigsten abgeregelt. Damit verdrängt er den Energieträger Solar in der Jahresbetrachtung gegenüber dem Vorjahr als den am zweithäufigsten abgeregelt Energieträger (Gesamtausfallarbeit 2014: Solar 245,2 GWh; Biomasse einschl. Biogas: 112,1 GWh). An dritter Stelle folgt der Energieträger Solar, der im Gesamtjahr 2015 mit einer Ausfallarbeit von rund 227,7 GWh einen Anteil von 4,8 Prozent aufweist. Im zweiten Quartal 2015 wurden erstmals Windanlagen auf See (offshore) abgeregelt. Hier wurde im weiteren Jahresverlauf ein stetiger Anstieg der Abregelungen festgestellt, welcher nunmehr mit rund 14,3 GWh einen Anteil von 0,3 Prozent der Gesamtausfallarbeit des Jahres 2015 darstellt.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Jahr 2015

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	4.110,57	87,0%	363.307.576	76,0%
Biomasse einschl. Biogas	364,37	7,7%	62.346.459	13,0%
Solar	227,65	4,8%	49.363.658	10,3%
Wind (offshore)	14,30	0,3%	2.537.055	0,5%
Laufwasser	3,01	0,1%	315.262	0,1%
KWK-Strom	1,50	0,0%	83.839	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,89	0,0%	68.805	0,0%
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0,00	0,0%	256	0,0%
Gesamt	4.722,30	100,0%	478.022.911	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Jahr 2015

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen in 2015

Rund 93 Prozent der Abregelungen erfolgten in den Verteilernetzen. Bei lediglich rund sieben Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss.

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	343,23	4.379,06
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	7,3%	92,7%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	36.098.991	441.923.920
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	7,6%	92,4%
Verursachung der Maßnahmen	n.v.	n.v.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.v.	n.v.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Netzebenen der Abregelung von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen im Jahr 2015 differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Jahr 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	314,86	91,7%	32.150.060	89,1%
Schleswig-Holstein	23,63	6,9%	3.398.000	9,4%
Mecklenburg-Vorpommern	4,47	1,3%	523.769	1,5%
Hamburg	0,27	0,1%	27.163	0,1%
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	343,23	100,0%	36.098.991	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Jahr 2015

In nachstehender Tabelle wird die regionale Verteilung der Ausfallarbeit und der Entschädigungsansprüche im Jahr 2015 in den Verteilernetzen je Bundesland dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im Jahr 2015¹

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Anteil
Schleswig-Holstein	3.055,11 ¹	69,8%	309.544.279 ¹	70,0%
Niedersachsen	428,94	9,8%	46.080.990	10,4%
Brandenburg	374,47	8,6%	39.181.407	8,9%
Mecklenburg-Vorpommern	260,27	5,9%	24.374.443	5,5%
Sachsen-Anhalt	130,38	3,0%	11.603.892	2,6%
Thüringen	72,74	1,7%	6.847.607	1,5%
Nordrhein-Westfalen	26,16	0,6%	1.867.768	0,4%
Rheinland-Pfalz	13,79	0,3%	612.119	0,1%
Sachsen	11,38	0,3%	1.090.341	0,2%
Hessen	2,49	0,1%	223.974	0,1%
Baden-Württemberg	1,68	0,0%	163.756	0,0%
Bayern	1,65	0,0%	333.345	0,1%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	4.379,06	100,0%	441.923.920	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

¹Die Daten basieren auf quartalsweisen Meldungen der Netzbetreiber und dem Erkenntnisstand der Bundesnetzagentur zum Stichtag 1. April 2016.

Tabelle 10: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im Jahr 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen in 2015

Mit rund 73 Prozent fanden die meisten EinsMan-Maßnahmen in der Regelzone von TenneT statt. Fast 26 Prozent entfielen auf das Netzgebiet der 50Hertz. Bei Amprion und TransnetBW wurden die restlichen 0,9 Prozent bzw. 0,1 Prozent der EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2014). 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.⁶

⁶ Vgl.: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Jahr 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
TenneT	3.458,31	73,2%	354.438.315	74,1%
50Hertz	1.220,55	25,8%	120.641.724	25,2%
Amprion	40,50	0,9%	2.514.881	0,5%
TransnetBW	2,94	0,1%	427.990	0,1%
Gesamt	4.722,30	100%	478.022.911	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Jahr 2015

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im Jahr 2015 haben insgesamt sechs VNB und ein ÜNB Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 26 GWh verteilt über sechs Bundesländer. Sachsen ist mit rund 36 Prozent der Anpassungsmenge am stärksten betroffen. Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT statt.

Der Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil) stellt mit fast 93 Prozent und rund 24 GWh den mit Abstand am häufigsten betroffenen Energieträger mit Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG dar. Es folgen mit jeweils rund drei Prozent die Energieträger Erdgas und Steinkohle.

Anpassungen von Stromabnahmen

Aufgrund einer Überlastung eines 380-kV-Stromkreises kam es am 7. April 2015 zu einer Gefährdung der n-1-Sicherheit. Mit den zur Verfügung stehenden Mitteln (netz- und marktbezogene Maßnahmen) wurde zunächst versucht dem auf übliche Weise entgegen zu wirken. Im Zuge dessen wurde ein Pumpspeicherkraftwerk nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG aufgefordert die Pumpleistung zu reduzieren oder einzustellen. Das betroffene Unternehmen lehnte dies ab.⁷ Nach Ausschöpfung dieser Mittel hat der zuständige ÜNB schließlich eine Anweisung nach § 13 Abs. 2 EnWG an den Betreiber des Pumpspeicherkraftwerkes ausgesprochen. Daraufhin wurde der Pumpbetrieb für etwa zwei Stunden entschädigungslos ausgesetzt. Bei diesem Vorfall wurde eine Entnahmemenge von 0,55 GWh durch den Pumpspeicher aus dem Netz vermieden

⁷ Hinweis: Nach der Auffassung des OLG Düsseldorf (Beschluss vom 28. April 2015 (Aktenzeichen: I-3 Kart 331/12 (V)) unterfallen Anpassungen des Wirkleistungsbezugs nicht den Verpflichtungen des § 13 Abs. 1a EnWG.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinsparungen) nach Bundesländern im Jahr 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinsparung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Sachsen	9,46	36,4%
Brandenburg	7,99	30,8%
Sachsen-Anhalt	7,03	27,1%
Thüringen	0,66	2,5%
Nordrhein-Westfalen	0,53	2,0%
Bayern	0,30	1,2%
Hessen	-	-
Schleswig-Holstein	-	-
Niedersachsen	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-
Baden-Württemberg	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-
Hamburg	-	-
Berlin	-	-
Bremen	-	-
Saarland	-	-
Deutschland	25,96	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im Jahr 2015

Mit rund 93 Prozent und 24,1 GWh entfällt ein Großteil der im Jahr 2015 abgeregelten Arbeit auf den Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Auf den Energieträger Erdgas entfallen rund 3,4 Prozent (0,9 GWh) und auf Steinkohle rund 3,1 Prozent (0,8 GWh) der Ausfallarbeit. Die Werte für weitere betroffene Energieträger sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinsparungen) nach Energieträgern im Jahr 2015

Energieträger	Anpassung von Stromeinsparung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	24,11	92,9%
Erdgas	0,88	3,4%
Steinkohle	0,82	3,1%
Braunkohle	0,13	0,5%
Mineralölprodukte	0,02	0,1%
Gesamt	25,96	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im Jahr 2015

4 Viertes Quartal 2015

4.1 Redispatch

4.1.1 Gesamtentwicklung

Der Redispatchbedarf des vierten Quartals 2015 war sehr hoch. Im Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2015 und dem 31. Dezember 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 6.253 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 87 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde nahezu täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 3.703 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf insgesamt 3.708 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im vierten Quartal 2015 rund 7.411 GWh. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen auf rund 158,9 Mio. Euro taxiert. Redispatchmaßnahmen wurden in allen Regelzonen, insbesondere aber von TenneT und 50Hertz ergriffen.

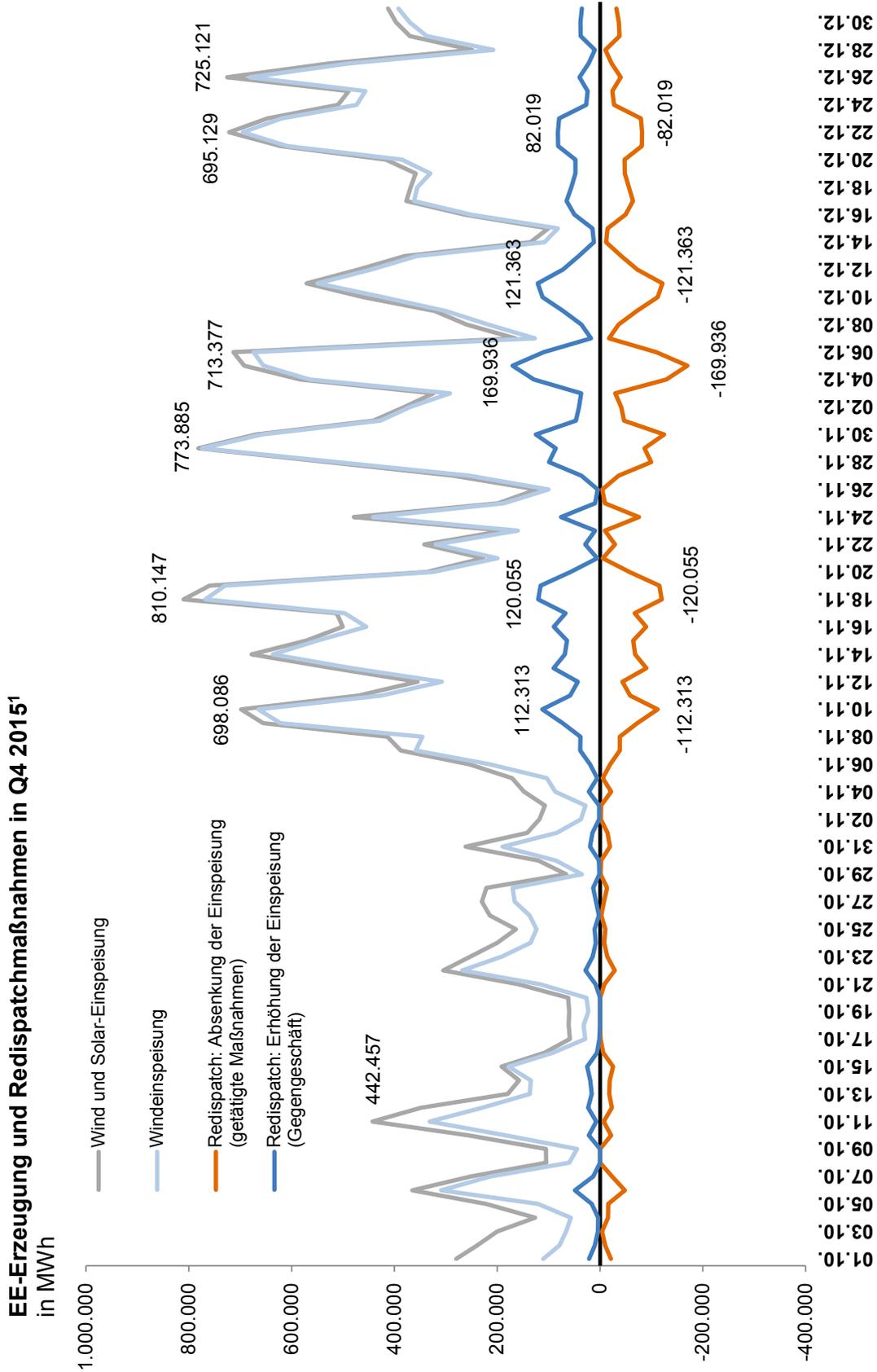
Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015				
Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro²
Regelzone TenneT	3.170	1.732	3.469	82,8
Regelzone 50Hertz	2.929	1.949	3.901	74,0
Regelzone TransnetBW	118	12	24	1,2
Regelzone Amprion	36	10	17	0,8
Gesamt	6.253	3.703	7.411	158,9

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 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Tabelle 14: Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015

Im Verlauf des vierten Quartals 2015 wurden insbesondere in Zeiten hoher Wind-Einspeisungen zwischen dem 07. und 21. November, zwischen dem 28. November und dem 03. Dezember, zwischen dem 04. und 07. Dezember, um den 11. Dezember herum sowie zwischen dem 20. und 28. Dezember in weitreichendem Umfang Redispatchmaßnahmen durchgeführt. In der Spitze wurden dabei zeitweise fast 170 GWh Arbeit an einem Tag eingesenkt und 170 GWh Arbeit erhöht. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der abgesenkten und erhöhten Einspeisung durch Redispatch ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur
¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung Erneuerbarer Energien und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen, die unter 3.1.1 genannt sind.

Abbildung 3: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015

4.1.2 Strombedingter Redispatch

In der überwiegenden Mehrzahl mussten im vierten Quartal 2015 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 6.149 Stunden und einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 3.685 GWh veranlasst. Davon entfielen 6.047 Stunden (98 Prozent) auf folgende Netzelemente.

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

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh) ^[1]
1	Remptendorf - Redwitz	50Hertz/TenneT	1.836	1.931
2	Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT/50Hertz	1.572	615
3	Gebiet Vierraden - Krajnik (PL)	50Hertz	1.073	607
4	Gebiet Conneforde (UW Conneforde, Conneforde-Huntorf, Conneforde-Unterweser)	TenneT	328	119
5	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau/Lehrte-Erzhausen-Göttingen)	TenneT	288	65
6	Dollern-Wilster	TenneT	179	49
7	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg, Großkrotzenburg-Dipperz, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	174	81
8	Gebiet St. Peter (Altheim - Simbach - St. Peter, Pirach-St. Peter, Pleitning-St. Peter (AT))	TenneT	122	50
9	Altbach	TransnetBW	118	12
10	Röhrsdorf-Hradec	50Hertz	102	64
11	Gebiet Hamburg (Hamburg Nord, 50Hertz-Zone)	TenneT/50Hertz	100	13
12	Gebiet Mecklar-Dipperz (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz, Dipperz-Aschaffenburg, Dipperz-Großkrotzenburg)	TenneT	88	37
13	Ovenstädt-Eickum	TenneT	32	8
14	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	23	5
15	Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT	12	3

¹ In den Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatchmaßnahmen anhand der Menge der Einspeisereduzierungen analysiert. Die Menge der Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken wird hier nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachteten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war, um die Überlastung durch Einspeisereduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Abbildung 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2015

Besonders betroffen waren demnach die Leitung Remptendorf-Redwitz, das Gebiet Brunsbüttel (Hamburg Nord) sowie die Leitung Vierraden nach Krajnik in Polen. Auf diese drei Netzelemente entfielen 30 sowie 26 und 18 Prozent aller strombedingten Redispatcheingriffe.

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 102 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.

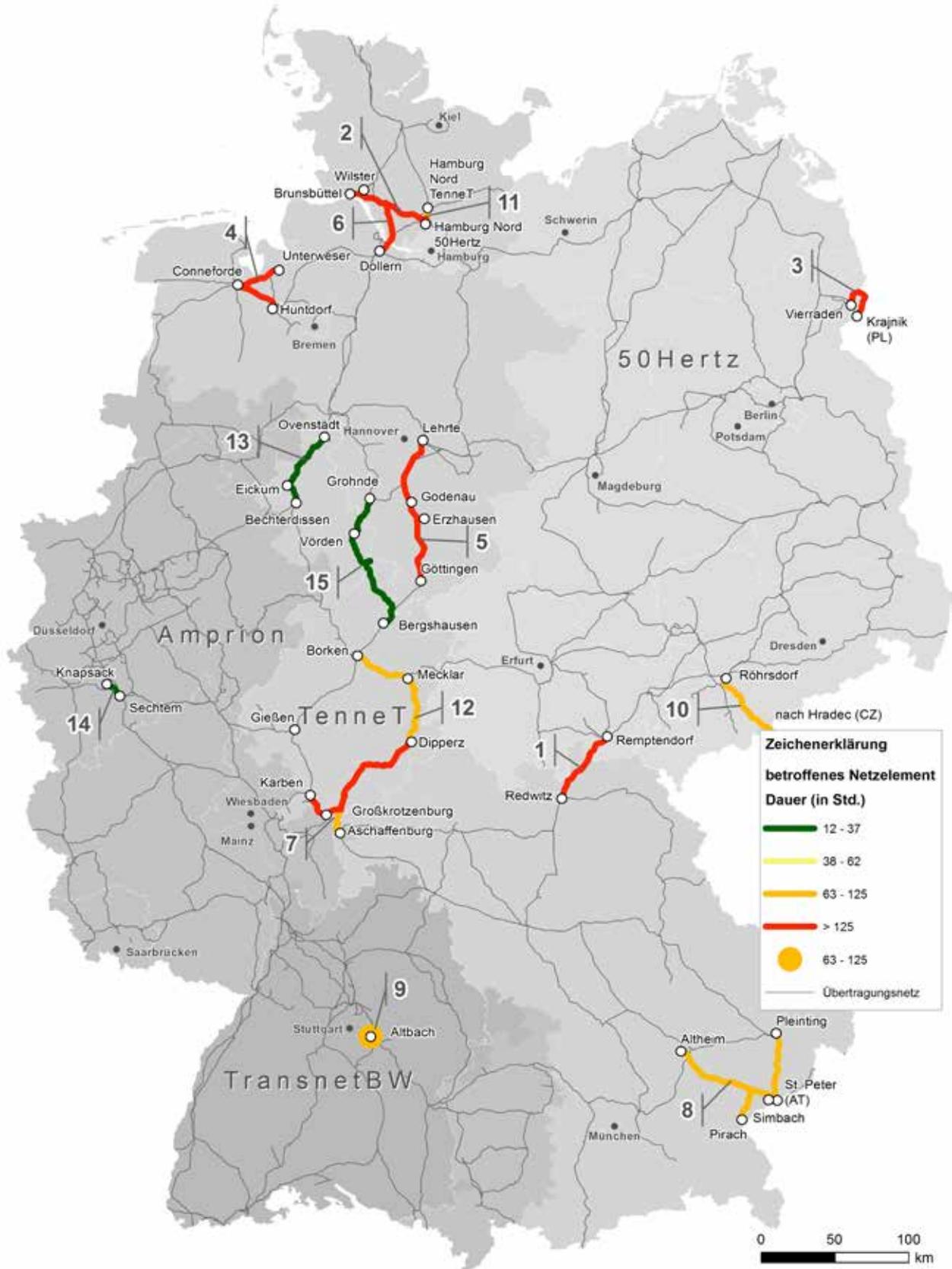


Abbildung 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

4.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im vierten Quartal 2015 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 104 Stunden gemeldet. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch hat im Vergleich zu den beiden Vorquartalen stark abgenommen. Das Volumen der Eingriffe belief sich dabei auf knapp 19 GWh. Besonders betroffen war das Netzgebiet Borken, welches in der Regelzone von TenneT liegt. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁸

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	94	16
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	14	3
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	5	< 0,1
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	75	13
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	5	1
davon Netzgebiet Conneforde	5	1
Regelzone Amprion	5	2

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 15: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015

4.2 Einsatz Reservekraftwerke

Im vierten Quartal 2015 kamen die Reservekraftwerke häufig zum Einsatz. Der häufige Einsatz lag nicht nur, aber auch an einem verbesserten Redispatch-Konzept der ÜNB. Manche Reservekraftwerke wirken deutlich effizienter auf die aktuellen Engpässe, als die normalen Redispatchkraftwerke. Die ÜNB berücksichtigen dies inzwischen bei der Einsatzplanung. Der Einsatz nach Effizienz Gesichtspunkten verringert dabei das insgesamt zu bewegendes Volumen der Maßnahmen, was sich positiv auf die Gesamtkosten auswirken kann. Im Oktober 2015 wurden an drei Tagen inländische Reservekraftwerke mit einer durchschnittlichen Leistung von 190 MW eingesetzt.

Im November wurde die Netzreserve an insgesamt 15 Tagen eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 1.130 MW abgerufen mit dem geringsten Wert von 214 MW und dem höchsten von 2.210 MW. Es wurden vier Sturmtiefs identifiziert, die mit den Tagen der höchsten Abrufe ungefähr zusammenfallen. Allerdings ist ein Sturmtief keine Voraussetzung für den Einsatz der Reservekraftwerke, eine stürmische Wetterlage in Norddeutschland ist bereits ausreichend für den Abruf.

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

Im Monat Dezember kam die Netzreserve an 16 Tagen zum Einsatz. Allerdings wurden durchschnittlich lediglich 850 MW abgerufen, mit dem Minimum von 450 MW und dem höchsten Wert von 2.929 MW. Der Tag mit dem höchsten Abruf im gesamten Winter war der 04. Dezember 2015 mit dem Sturmtief PHILIPP.

Auch während der Weihnachtsfeiertage und vor Silvester kam die Netzreserve zum Einsatz. Dies waren Tage mit vergleichsweise geringer Last im Gegensatz zu den anderen Tagen der Einsätze. Die Last lag zwischen 48 GW und 60 GW über die Feiertage, wobei an den Tagen mit den höchsten Abrufen die durchschnittliche Höchstlast bei 71 GW lag. Dies bedeutet, dass auch eine hohe Last keine zwingende Voraussetzung für den Einsatz der Netzreserve ist.

Insgesamt wurden im vierten Quartal 2015 an 34 Tagen Netzreserveabrufe angefordert. Dabei wurden durchschnittlich 915 MW abgerufen, die Gesamtarbeit betrug etwa 403 GWh.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal 2015

	Tage	Summe angeforderte. Leistung in MW	Einsatz- Durchschnitt in MW	MWh Summe	Einsatzstunden gesamt
Oktober	3	570	190	4.295	23
November	15	16.957	1.130	154.718	1.939
Dezember	16	13.594	850	243.673	5.285
Gesamt	34	31.121	915	402.686	7.247

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 16: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im vierten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB rund 2.036 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Dies übersteigt die Gesamtmenge an Ausfallarbeit des Jahres 2014⁹ um fast 29 Prozent. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 201,8 Mio. Euro.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2015 nach Bundesländern

Rund 68 Prozent der Ausfallarbeit und rund 69 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg und Niedersachsen, die rund 13 bzw. rund sieben Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit ausmachen. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

⁹ 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 vierten Quartal 2015 nach Bundesländern¹

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	1.385,23 ¹	68,1%	139.573.948 ¹	69,2%
Brandenburg	267,21	13,1%	25.840.562	12,8%
Niedersachsen	140,90	6,9%	14.322.784	7,1%
Mecklenburg-Vorpommern	137,64	6,8%	12.615.792	6,3%
Sachsen-Anhalt	67,21	3,3%	6.014.211	3,0%
Thüringen	33,51	1,6%	3.067.597	1,5%
Rheinland-Pfalz	2,10	0,1%	130.914	0,1%
Sachsen	0,94	0,0%	85.745	0,0%
Baden-Württemberg	0,65	0,0%	61.722	0,0%
Bayern	0,16	0,0%	30.769	0,0%
Nordrhein-Westfalen	0,04	0,0%	1.458	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	2.035,56	100,0%	201.745.501	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

¹Die Daten basieren auf quartalsweisen Meldungen der Netzbetreiber und dem Erkenntnisstand der Bundesnetzagentur zum Stichtag 1. April 2016.

Tabelle 17: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2015 nach Bundesländern

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2015

Der mit Abstand am häufigsten abgeregelt Energieträger ist Wind an Land (onshore), auf den knapp 90 Prozent der Ausfallarbeit und rund 80 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüchen entfallen. Der Energieträger Biomasse einschl. Biogas wurde mit 162,1 GWh am zweithäufigsten abgeregelt. Es folgt der Energieträger Solar, der im vierten Quartal mit einer Ausfallarbeit von 43,6 GWh einen Anteil von 2,1 Prozent aufweist. Bei Windanlagen auf See (offshore) wurde im Vergleich zum dritten Quartal 2015 abermals eine Steigerung der Ausfallarbeit (+6,6 GWh) festgestellt.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2015

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungsansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	1.819,05	89,4%	162.070.884	80,3%
Biomasse einschl. Biogas	162,08	8,0%	27.674.995	13,7%
Solar	43,64	2,1%	9.909.707	4,9%
Wind (offshore)	10,10	0,5%	2.038.900	1,0%
KWK-Strom	0,38	0,0%	24.355	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,22	0,0%	17.269	0,0%
Laufwasser	0,09	0,0%	9.391	0,0%
Gesamt	2.035,56	100,0%	201.745.501	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2015

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

Rund 91 Prozent der Abregelungen erfolgten in den Verteilernetzen. Bei lediglich rund neun Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss.

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

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	178,92	1.856,65
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	8,8%	91,2%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	18.783.290	182.962.211
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	9,3%	90,7%
Verursachung der Maßnahmen	n.v.	n.v.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.v.	n.v.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten 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 vierten Quartal 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	155,29	86,8%	15.385.290	81,9%
Schleswig-Holstein	23,63	13,2%	3.398.000	18,1%
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%
Mecklenburg-Vorpommern	-	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	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	178,92	100,0%	18.783.290	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2015

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

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2015¹

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Anteil
Schleswig-Holstein	1.361,61 ¹	73,3%	136.175.948 ¹	74,4%
Niedersachsen	140,90	7,6%	14.322.784	7,8%
Mecklenburg-Vorpommern	137,64	7,4%	12.615.792	6,9%
Brandenburg	111,92	6,0%	10.455.272	5,7%
Sachsen-Anhalt	67,21	3,6%	6.014.211	3,3%
Thüringen	33,51	1,8%	3.067.597	1,7%
Rheinland-Pfalz	2,10	0,1%	130.914	0,1%
Sachsen	0,94	0,1%	85.745	0,0%
Baden-Württemberg	0,65	0,0%	61.722	0,0%
Bayern	0,16	0,0%	30.769	0,0%
Nordrhein-Westfalen	0,04	0,0%	1.458	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	1.856,65	100,0%	182.962.211	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

¹Die Daten basieren auf quartalsweisen Meldungen der Netzbetreiber und dem Erkenntnisstand der Bundesnetzagentur zum Stichtag 1. April 2016.

Tabelle 21: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal

Mit gut 74 Prozent fanden die meisten EinsMan-Maßnahmen in der Regelzone von TenneT statt. Knapp 26 Prozent entfielen auf das Netzgebiet der 50Hertz. Bei Amprion und TransnetBW wurden lediglich die restlichen ca. 0,2 Prozent der EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2014). 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.¹⁰

¹⁰ Vgl.: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
TenneT	1.508,66	74,1%	152.332.428	75,5%
50Hertz	523,60	25,7%	49.177.936	24,4%
Amprion	2,59	0,1%	164.004	0,1%
TransnetBW	0,72	0,0%	71.133	0,0%
Gesamt	2.035,56	100%	201.745.501	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2015

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG**Anpassungen von Stromeinspeisungen**

Im vierten Quartal 2015 haben drei VNB und ein ÜNB Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 6,6 GWh verteilt über fünf Bundesländer. Sachsen-Anhalt ist mit gut 52 Prozent der Anpassungsmenge am stärksten betroffen. Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT statt.

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

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Sachsen-Anhalt	3,43	52,3%
Sachsen	1,86	28,3%
Brandenburg	0,95	14,5%
Thüringen	0,31	4,8%
Bayern	0,01	0,1%
Schleswig-Holstein	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	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	6,56	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2015

Mit 92 Prozent und rund 6 GWh entfällt ein Großteil der abgeregelten Arbeit auf den Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Auf den Energieträger Erdgas entfallen rund 0,5 GWh (8 Prozent) der Ausfallarbeit. Alle anderen Energieträger waren im vierten Quartal 2015 nicht von Abregelungsmaßnahmen betroffen. Detaillierte Daten sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2015

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	6,03	92,0%
Erdgas	0,53	8,0%
Gesamt	6,56	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2015

5 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 oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG (z.B. Redispatch)
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG mit Entschädigung (Einspeisemanagement)
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 2 EnWG ohne Entschädigung (Anpassungsmaßnahmen)

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 (Anpassungsmaßnahmen)

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 von den Netzbetreibern geschätzte voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

5.1 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 marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken.¹¹ 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 z. B. 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.

¹¹ In den Quartalsberichten beziehen sich grundsätzlich alle Tabellen oder Texte zum Thema Redispatch auf Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung oder im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses entsprechend § 13 Abs. 1, 1a EnWG.

5.2 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.

5.3 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.

5.4 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 Jahr 2015	11
Abbildung 2:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB	15
Abbildung 3:	EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015	27
Abbildung 4:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2015	29
Abbildung 5:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB31	

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2015.....	7
Tabelle 2:	Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015.....	10
Tabelle 3:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015.....	13
Tabelle 4:	Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015	16
Tabelle 5:	Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2015	17
Tabelle 6:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015 nach Bundesländern	18
Tabelle 7:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Jahr 2015.....	19
Tabelle 8:	Netzebenen der Abregelung von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015	19
Tabelle 9:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Jahr 2015.....	20
Tabelle 10:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im Jahr 2105.....	21
Tabelle 11:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Jahr 2015.....	22
Tabelle 12:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im Jahr 2015	23
Tabelle 13:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im Jahr 2015.....	24
Tabelle 14:	Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015	26
Tabelle 15:	Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2015.....	32
Tabelle 16:	Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal.....	33
Tabelle 17:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2015 nach Bundesländern.....	34
Tabelle 18:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2015	35

Tabelle 19:	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2015	35
Tabelle 20:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2015.....	36
Tabelle 21:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2015	37
Tabelle 22:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2015	38
Tabelle 23:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2015	39
Tabelle 24:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2015.....	40

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

2. August 2016

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)