



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Zweites und Drittes Quartal 2016



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Zweites und Drittes Quartal 2016

Stand: 14. Februar 2017

**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	7
2.1	Redispatch.....	7
2.2	Einsatz Reservekraftwerke	7
2.3	Einspeisemanagement	7
2.4	Anpassungsmaßnahmen	8
3	Zweites Quartal 2016.....	11
3.1	Redispatch.....	11
3.1.1	Gesamtentwicklung	11
3.1.2	Strombedingter Redispatch.....	14
3.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	17
3.2	Einsatz Reservekraftwerke	18
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG.....	19
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	29
4	Drittes Quartal 2016.....	32
4.1	Redispatch.....	32
4.1.1	Gesamtentwicklung	32
4.1.2	Strombedingter Redispatch.....	34
4.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	39
4.2	Einsatz Reservekraftwerke	40
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG.....	40
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	49
5	Hintergrund.....	51
5.1	Redispatch.....	52
5.2	Reservekraftwerke.....	53
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG.....	53
5.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	53
	Verzeichnisse.....	55
	Impressum.....	59

1 Vorwort

Der Wandel der Erzeugungslandschaft stellt hohe Anforderungen an die Stromnetze. Dieser Wandel war bisher geprägt durch Verzögerungen im Netzausbau, den Ausbau von Wind an Land oberhalb des gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfades, einen starken Ausbau von Windenergie auf See und die Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks. Der Gesetz- und Verordnungsgeber hat auf diese Entwicklungen mit den Gesetzen und Rechtsverordnungen vom Juli 2016 reagiert. Die hier analysierten Entwicklungen vom zweiten und dritten Quartal 2016 können von den gesetzgeberisch eingeleiteten Maßnahmen naturgemäß noch nicht beeinflusst sein. Messbare Auswirkungen sind vor dem ersten Quartal 2017, über das voraussichtlich im Herbst 2017 berichtet werden kann, nicht zu erwarten.

Neben den generellen Entwicklungen spielen Wettereffekte eine große Rolle. In den Wintermonaten (Quartal eins und vier eines Jahres) nimmt grundsätzlich die Windeinspeisung (Schwerpunkt im Norden) zu und die Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie (Schwerpunkt im Süden) geht zurück. In den Sommermonaten (Quartal zwei und drei eines Jahres) verhält es sich zumeist umgekehrt. Erfahrungsgemäß ist zu dieser Zeit der Redispatchbedarf grundsätzlich niedriger als in den beiden Winterquartalen. Diese Tendenz hat sich in den in diesem Bericht untersuchten Sommerquartalen 2016 bestätigt. Dass es vor allem im dritten Quartal 2016 zu einer deutlich geringeren Dauer und Menge von Redispatch und Einspeisemanagement kam, insbesondere im Vergleich zum Vorjahr, lässt sich unter anderem mit einer insgesamt geringeren Erzeugungsmenge aus Wind- und Solarenergieanlagen erklären. Insbesondere traten weniger prägnante Einspeisespitzen auf, welche üblicherweise mit einem vermehrten Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement korrelieren.

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 Erstattung der Kosten
- **Reservekraftwerke:** Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten
- **Einspeisemanagement:** Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung
- **Anpassungsmaßnahmen:** Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen 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 zum Jahr 2015 und dem ersten Quartal 2016 folgt nun wie angekündigt der Bericht für das zweite und dritte Quartal 2016.

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 Redispatch¹

Im zweiten Quartal 2016 betrug die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze 2.058 GWh, die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 3.037 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 22,2 Mio. Euro.

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2015 ist die Dauer moderat um 207 Stunden (Q2 2015: 2.830 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen leicht um 227 GWh angestiegen (Q2 2015: 1.831 GWh). Die geschätzten Kosten sanken um etwa 14 Mio. Euro (Q2 2015: 36 Mio. Euro).

Im dritten Quartal 2016 betrug die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze 1.452 GWh, die Dauer der Redispatchmaßnahmen belief sich auf 2.279 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei ca. 27,7 Mio. Euro.

Im Vergleich zum dritten Quartal 2015 hat sich die Dauer um 1.589 Stunden (Q3 2015: 3.868 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 1.884 GWh (Q3 2015: 3.336 GWh) stark reduziert. Die geschätzten Kosten sanken ebenfalls deutlich um etwa 60,9 Mio. Euro (Q3 2015: 88,6 Mio. Euro).

2.2 Einsatz Reservekraftwerke²

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2016 an 17 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 641 MW und einer Gesamtarbeit von rund 146 GWh getätigt.

Gegenüber dem zweiten Quartal 2015 sind die Einsätze der Reservekraftwerke damit um 15 Tage gestiegen, die geleistete Arbeit hat sich um etwa 93 GWh erhöht.

Im dritten Quartal 2016 wurden Reservekraftwerke nur an einem Tag zum Testbetrieb herangezogen.

2.3 Einspeisemanagement

Die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen liegt im zweiten Quartal 2016 bei rund 534 GWh. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das zweite Quartal 2016 belaufen sich auf rund 54 Mio. Euro.

Vergleicht man die Werte mit dem zweiten Quartal 2015 so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um 203 GWh (Q2 2015: 737 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um 23 Mio. Euro (Q2 2015: 77 Mio. Euro).

Im dritten Quartal 2016 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 551 GWh vergleichbar mit dem zweiten Quartal 2016. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

¹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

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

gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das dritte Quartal 2016 belaufen sich auf rund 56 Mio. Euro.

Bei dem Vergleich der Werte mit dem dritten Quartal 2015 ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um 264 GWh (Q3 2015: 815 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um 27 Mio. Euro (Q3 2015: 83 Mio. Euro).

2.4 Anpassungsmaßnahmen

Im zweiten Quartal 2016 haben zwei Verteilernetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 2,2 GWh über mehrere Bundesländer verteilt.

Im dritten Quartal 2016 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 0,6 GWh über drei Bundesländer verteilt.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den im Jahr 2016 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.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG in den ersten drei Quartalen 2016

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, 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, § 13 a Abs. 1 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 Erhöhungen + Reduzierungen (ÜNB): Q1 2016: 4.560 GWh Q2 2016: 2.058 GWh Q3 2016: 1.452 GWh	Ausfallarbeit ² (ÜNB und VNB): Q1 2016: 1.511 GWh Q2 2016: 534 GWh Q3 2016: 551 GWh	Anpassungsmaßnahmen ² (ÜNB und VNB): Q1 2016: 6,6 GWh Q2 2016: 2,2 GWh Q3 2016: 0,6 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ^{1,2} : Q1 2016: 52,3 Mio. Euro Q2 2016: 22,2 Mio. Euro Q3 2016: 27,7 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ^{2,3} von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2016: 147,7 Mio. Euro Q2 2016: 54,4 Mio. Euro Q3 2016: 56,0 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

¹ Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) 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 2016

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 und 2015

	Redispatch		Reserve- kraftwerke	EinsMan		Anpassungen von Strom- einspeisung/ -abnahme
	Gesamt- menge (Erhöhungen + Reduzierungen) in GWh	Kosten ¹ in Mio. Euro	Menge (Erhöhungen) in GWh	Menge (Reduzie- rungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche ² in Mio. Euro	Menge in GWh
2016	8.071	102,2	841	2.596	258	9
Quartal 1	4.560	52,3	695	1.511	148	7
Quartal 2	2.058	22,2	146	534	54	2
Quartal 3	1.453	27,7	-	551	56	1
Quartal 4	-	-	-	-	-	-
2015	16.000	411,9	551	4.722	478	27
Quartal 1	3.422		95	1.135	117	9
Quartal 2	1.831		53	737	77	5
Quartal 3	3.336		-	815	83	6
Quartal 4	7.411		403	2.036	202	7

Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

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.

¹⁾ Quartale 2016: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Jahr 2015: Zahl gemäß Monitoringmeldung.

²⁾ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 und 2015

3 Zweites Quartal 2016

3.1 Redispatch³

3.1.1 Gesamtentwicklung

Im Zeitraum zwischen dem 1. April und dem 30. Juni 2016 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.037 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 81 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde nahezu täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 1.029 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich ebenfalls auf insgesamt 1.029 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im zweiten Quartal 2016 rund 2.058 GWh. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen auf rund 22,2 Mio. Euro taxiert. Im Vergleich zum zweiten Quartal 2015 ist die Dauer um 207 Stunden (Q2 2015: 2.830 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 227 GWh angestiegen (Q2 2015: 1.831 GWh). Die geschätzten Kosten sanken dagegen um 14 Mio. Euro (Q2 2015: 36 Mio. Euro).

³ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeise- reduzierungen und Einspeise- erhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	1.836	494	990	8,0
Regelzone 50Hertz	1.101	523	1.045	13,4
Regelzone TransnetBW	95	10	19	0,4
Regelzone Amprion	5	2	4	0,4
Gesamt	3.037	1.029	2.058	22,2

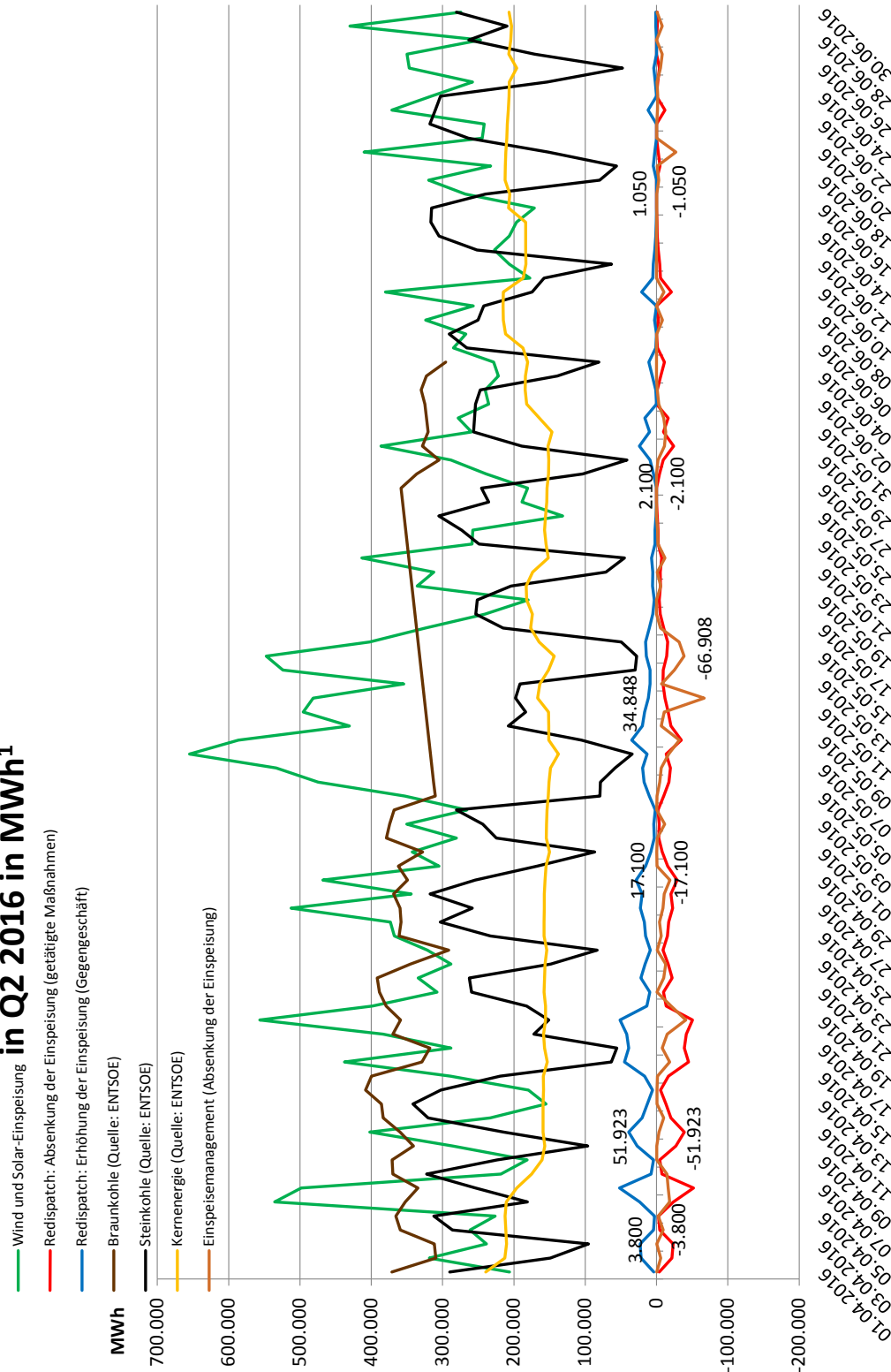
¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Redispatchmaßnahmen in Q2 2016 in MWh¹



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur
¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen.

Abbildung 1: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016 (Hinweis: ENTSO-E-Daten zur Braunkohleeinspeisung für Q2 unvollständig).

3.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im zweiten Quartal 2016 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 1.741 Stunden und einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 795 GWh veranlasst. Davon entfielen 1.643 Stunden (94 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mehr als 12 Stunden betrug (

Tabelle 4).

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2015 ist die Dauer um 303 Stunden (Q2 2015: 1.438 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 156 GWh moderat gestiegen (Q2 2015: 639 GWh).

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Gebiet Vierraden Krajnik (PSE-Netz, PL)(Pasewalk-Vierraden, Vierraden-Neuenhagen, Mikulowa, Mikulowa-Czarna, Hagenwerder-Mikulowa, Mikulowa-Swiebodzice)	50Hertz	619	289	289
2	Gebiet Remptendorf Redwitz	50Hertz/ TenneT	544	337	337
3	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	248	88	88
4	Altbach	TransnetBW	60	6	6
5	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Lehrte-Wahle)	TenneT	55	14	14
6	Dollern-Wilster	TenneT	41	17	17
7	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	28	7	7
8	Gebiet Conneforde (UW Conneforde, Conneforde-Huntorf-Sottrum)	TenneT	18	4	4
9	Gebiet Hamburg (Audorf-Hamburg Nord, Hamburg Nord-50Hertz-Zone)	TenneT	15	4	4
10	Gebiet Simbach-St. Peter (AT) (Altheim)	TenneT	15	8	8

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2016

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 98 Stunden bei Netzelementen ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, 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.

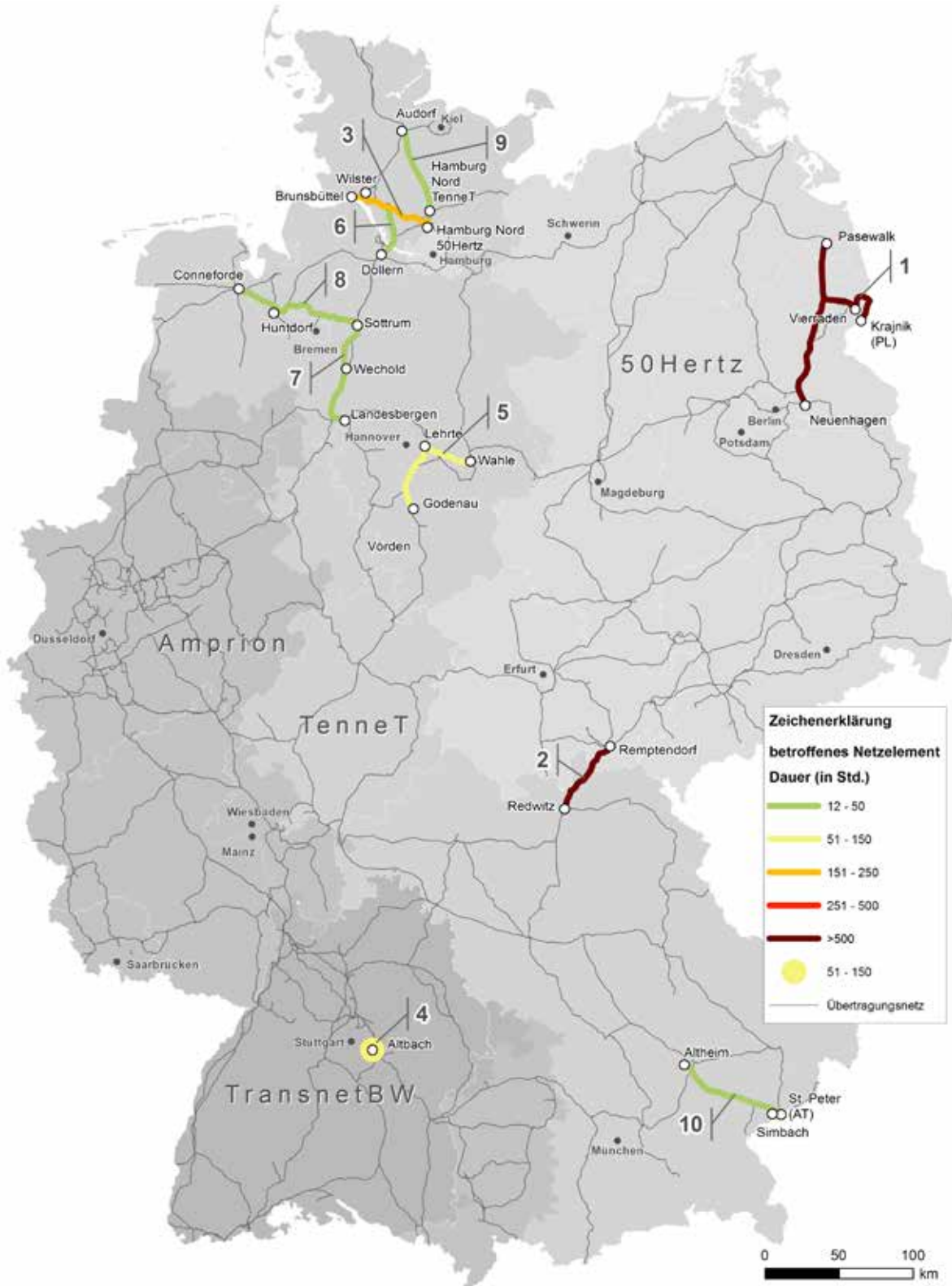


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2016 gemäß Meldungen der ÜNB

3.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im zweiten Quartal 2016 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 1.296 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf knapp 234 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch bewegt sich im Vergleich zum zweiten Quartal 2015 auf einem ähnlichen Niveau, die Dauer ist um 96 Stunden (Q2 2015: 1.392 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen um 41 GWh gesunken (Q2 2015 (275 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁴

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	93	8
davon Netzgebiet Oberbayern	56	6
davon Netzgebiet Nordostbayern	37	2
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	947	176
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	429	84
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Borken-Gießen-Karben)	441	91
Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	77	1
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	137	25
davon Netzgebiet Conneforde	82	13
davon Netzgebiet Landesbergen	55	12
Regelzone TransnetBW: Altbach, Delmensingen, Endersbach, Muehlhausen, Wendlingen	35	4
Regelzone 50Hertz	84	21

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 5: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016

⁴⁾ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

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 geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

3.2 Einsatz Reservekraftwerke

Im Vergleich zum Vorjahresquartal wurden die Reservekraftwerke im 2. Quartal 2016 häufiger eingesetzt. Dies lag unter anderem an einem verbesserten Redispatch-Konzept der ÜNB. Manche Reservekraftwerke wirken deutlich effizienter auf die aktuellen Engpässe als andere 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 April wurde die Netzreserve an insgesamt 12 Tagen eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 719 MW abgerufen. Im Monat Mai kam die Netzreserve an 4 Tagen zum Einsatz, davon an einem Tag nur für den Testbetrieb. Dabei wurden durchschnittlich 420 MW abgerufen. Im Juni erfolgte lediglich an einem Tag ein Abruf der Netzreserve für den Testbetrieb mit 595 MW.

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2016 an 17 Tagen Netzreserveabrufe angefordert, davon, wie oben beschrieben, an zwei Tagen für den Testbetrieb. Dabei wurden durchschnittlich 641 MW abgerufen, die Gesamtarbeit betrug etwa 146 GWh.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im zweiten Quartal 2016

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh-Summe
April	12	719	120.332
Mai ¹	4	420	15.100
Juni ²	1	595	10.945
Gesamt	17	641	146.377

¹) Einer der vier Tage nur für Testbetrieb

²) Nur Testbetrieb

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 6: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im zweiten Quartal 2016

Im zweiten Quartal 2015 wurden Reservekraftwerke lediglich infolge des Orkantiefs Niklas an zwei Tagen im April mobilisiert, um für diese Situation ein ausreichend großes Redispatchpotential zur Verfügung zu haben.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im zweiten Quartal 2015

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
April	2	3.550	53.207
Mai	0		0
Juni	0		0
Gesamt	2		53.207

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 7: Zusammenfassung der Reservereinsätze im zweiten Quartal 2015

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im zweiten Quartal 2016 wurden durch die ÜNB und VNB rund 534 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 rund 54 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit denen des zweiten Quartals 2015, so ergibt sich eine Verringerung der Menge an Ausfallarbeit um 203 GWh (Q2 2015: 737 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um 22 Mio. Euro (Q2 2015: 77 Mio. Euro).

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2016 nach Bundesländern

73 Prozent der Ausfallarbeit und rund 72 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg mit jeweils rund zwölf Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2016 und zweiten Quartal 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Quartal 2 2016			Quartal 2 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	390,03	73,1%	39.145.833	490,83	66,6%	50.680.461	66,2%
Mecklenburg-Vorpommern	62,42	11,7%	5.942.136	47,10	6,4%	4.615.772	6,0%
Brandenburg	61,55	11,5%	7.379.270	107,46	14,6%	11.790.998	15,4%
Niedersachsen	8,88	1,7%	881.257	68,89	9,3%	7.849.722	10,2%
Sachsen-Anhalt	5,14	1,0%	491.055	6,81	0,9%	597.793	0,8%
Bayern	2,30	0,4%	270.740	0,29	0,0%	47.752	0,1%
Rheinland-Pfalz	2,04	0,4%	107.809	8,13	1,1%	329.460	0,4%
Thüringen	0,93	0,2%	155.000	4,51	0,6%	505.705	0,7%
Baden-Württemberg	0,33	0,1%	35.374	0,15	0,0%	17.256	0,0%
Sachsen	0,13	0,0%	17.209	0,93	0,1%	87.967	0,1%
Nordrhein-Westfalen	0,09	0,0%	9.207	1,75	0,2%	70.801	0,1%
Hessen	-	-	-	0,03	0,0%	3.150	0,0%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	533,84	100%	54.434.890	736,88	100%	76.596.837	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2016

Mit gut 90 Prozent der Ausfallarbeit und rund 81 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (onshore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Solare Strahlungsenergie bildet mit fast neun Prozent den am zweithäufigsten abgeregelten Energieträger. Die restliche entstandene Ausfallarbeit verteilt sich, wie in folgender Tabelle dargestellt, auf fünf weitere Energieträger die in der Gesamtmenge jedoch nicht einmal ein Prozent bilden.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2016 und zweiten Quartal 2015

Energieträger	Quartal 2 2016			Quartal 2 2015		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro
Wind (onshore)	481,78	90,2%	43.800.673	588,37	79,8%	49.824.179
Solar	46,61	8,7%	9.989.892	66,69	9,1%	13.383.414
Biomasse einschl. Biogas	3,94	0,7%	470.420	80,17	10,9%	13.233.764
Wind (offshore)	1,29	0,2%	160.640	0,68	0,1%	75.185
KWK-Strom	0,10	0,0%	6.671	0,42	0,1%	26.913
Laufwasser	0,10	0,0%	4.825	0,38	0,1%	39.959
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,01	0,0%	1.067	0,17	0,0%	13.423
Gesamt	533,84	100%	54.434.186	736,88	100%	76.596.837

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2016

Bei 96 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei lediglich vier 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. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten aus dem Jahr 2015 ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach sind im Jahr 2015 ca. 89 Prozent der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Es ist zu vermuten, dass sich diese Verteilung im Jahr 2016 ähnlich darstellt.

Für das zweite Quartal 2016 sind die vorhandenen Daten in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2016

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	21,30	512,54
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	4,0%	96,0%
Geschätzte Entschädigungszahlungen in Euro	2.159.006	52.275.885
Prozentuale Verteilung (Entschädigungszahlungen)	4,0%	96,0%
Verursachung der Maßnahmen	n.v.	n.v.
Prozentuale Verteilung (Maßnahmen)	n.v.	n.v.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2016

Anhand der untenstehenden Tabelle zum Jahr 2015 erkennt man, dass die Netzebene der Verursachung der Maßnahme nicht der Netzebene der Abregelung entspricht.

Die Zuordnung der Verursachung erfolgt anhand der vollständigen Meldungen für das Jahr 2016. Diese wird im kommenden Quartalsbericht 4/2016 und der Gesamtjahresbetrachtung 2016 vorliegen.

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 in GWh	4.195,65	526,65
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	88,8%	11,2%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Netzebenen der Abregelung von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 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 zweiten Quartal 2016 und zweiten Quartal 2015

Bundesland	Quartal 2 2016			Quartal 2 2015		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro
Brandenburg	18,95	89,0%	1.791.066	24,61	97,3%	2.654.182
Schleswig-Holstein	1,38	6,5%	270.500	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	0,96	4,5%	97.440	0,68	2,7%	75.185
Niedersachsen	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-
Gesamt	21,30	100%	2.159.006	25,29	100%	2.729.367
			100%			100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2016 und zweiten Quartal 2015

Bundesland	Quartal 2 2016			Quartal 2 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	388,65	75,8%	38.875.333	490,83	69,0%	50.680.461	68,0%
Mecklenburg-Vorpommern	61,46	12,0%	5.844.696	46,42	6,5%	4.540.587	0,5%
Brandenburg	42,60	8,3%	5.588.204	82,85	11,6%	9.136.816	8,4%
Niedersachsen	8,88	1,7%	881.257	68,89	9,7%	7.849.722	16,4%
Sachsen-Anhalt	5,14	1,0%	491.055	6,81	1,0%	597.793	2,3%
Bayern	2,30	0,4%	270.740	0,29	0,0%	47.752	0,0%
Rheinland-Pfalz	2,04	0,4%	107.809	8,13	1,1%	329.460	0,0%
Thüringen	0,93	0,2%	155.000	4,51	0,6%	505.705	2,4%
Baden-Württemberg	0,33	0,1%	35.374	0,15	0,0%	17.256	0,0%
Sachsen	0,13	0,0%	17.209	0,93	0,1%	87.967	0,6%
Nordrhein-Westfalen	0,09	0,0%	9.207	1,75	0,2%	70.801	1,3%
Hessen	-	-	-	0,03	0,0%	3.150	0,0%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	512,54	100%	52.275.885	711,59	100%	73.867.470	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2016

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2015). Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 71 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen auf einen Anteil von ca. 29 Prozent⁵.

⁵ Vgl.:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung_2015.xlsx?__blob=publicationFile&v=4

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2016 und zweiten Quartal 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2016				Quartal 2 2015			
TenneT	402,11	75,3%	40.362.221	74,1%	552,19	74,9%	57.838.944	75,5%
50Hertz	129,13	24,2%	13.898.889	25,5%	174,64	23,7%	18.339.485	23,9%
Amprion	2,17	0,4%	120.190	0,2%	9,90	1,3%	401.152	0,5%
TransnetBW	0,43	0,1%	53.591	0,1%	0,15	0,0%	17.256	0,0%
Gesamt	533,84	100%	54.434.890	100%	736,88	100%	76.596.837	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im zweiten Quartal 2016 haben zwei Verteilernetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 2,2 GWh verteilt über mehrere Bundesländer.

Von diesen Anpassungen wurden 0,91 GWh über vier Bundesländer hinweg durchgeführt.

Eine Anpassungsmaßnahme von 1,3 GWh erfolgte als Unterstützungsmaßnahme zwischen zwei Übertragungsnetzbetreibern. Die Durchführung ist keinem Bundesland und keinem Energieträger konkret zuzuordnen aufgrund der Meldesystematik des Verfahrens.

Im Vergleich mit dem zweiten Quartal des Jahres 2015 (4,2 GWh) ist in der Gesamtbetrachtung aller Anpassungsmaßnahmen eine Reduktion um rund zwei GWh festzustellen.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2016 und zweiten Quartal 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2016		Quartal 2 2015	
Sachsen	0,54	24,5%	3,17	75,8%
Hessen	0,20	8,8%	-	-
Sachsen-Anhalt	0,16	7,3%	0,20	4,8%
Thüringen	0,01	0,5%	0,06	1,3%
Brandenburg	-	-	0,75	18,0%
Schleswig-Holstein	-	-	-	-
Niedersachsen	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-
Gesamt	2,21¹	100%	4,18	100%

¹ In diesem Wert sind 1,3 GWh enthalten die keinem Bundesland zuzuordnen sind.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen. Auch hier ist zu beachten, dass die Menge von 1,3 GWh keinem Energieträger zugeordnet werden kann.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2016

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	0,69	76,0%
Steinkohle	0,20	21,5%
Erdgas	0,02	2,5%
Gesamt	2,21¹	100%

¹ In diesem Wert sind 1,3 GWh enthalten die keinem Energieträger zuzuordnen sind.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im zweiten Quartal 2016

4 Drittes Quartal 2016

4.1 Redispatch⁶

4.1.1 Gesamtentwicklung

Im Zeitraum zwischen dem 1. Juli 2016 und dem 30. September 2016 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 2.279 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 71 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Die Menge der Einspeiserreduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von ca. 725 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeisererhöhungen beliefen sich auf insgesamt ca. 727 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeiserreduzierungen und Einspeisererhöhungen) im dritten Quartal 2016 rund 1.452 GWh. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen auf rund 27,7 Mio. Euro taxiert. Der Redispatchbedarf bewegte sich im dritten Quartal 2016 auf einem moderaten Niveau. Im Vergleich zum dritten Quartal 2015 ist die Dauer um 1.589 Stunden (Q3 2015: 3.868 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 1.884 GWh deutlich gesunken (Q3 2015: 3.336 GWh). Die geschätzten Kosten sanken ebenfalls deutlich um etwa 60,9 Mio. Euro (Q3 2015: 88,6 Mio. Euro).

⁶ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeise- reduzierungen und Einspeise- erhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	1.749	516	1.033	14,8
Regelzone 50Hertz	271	182	364	11,3
Regelzone TransnetBW	117	8	16	0,5
Regelzone Amprion	142	19	39	1,1
Gesamt	2.279	725	1.452	27,7

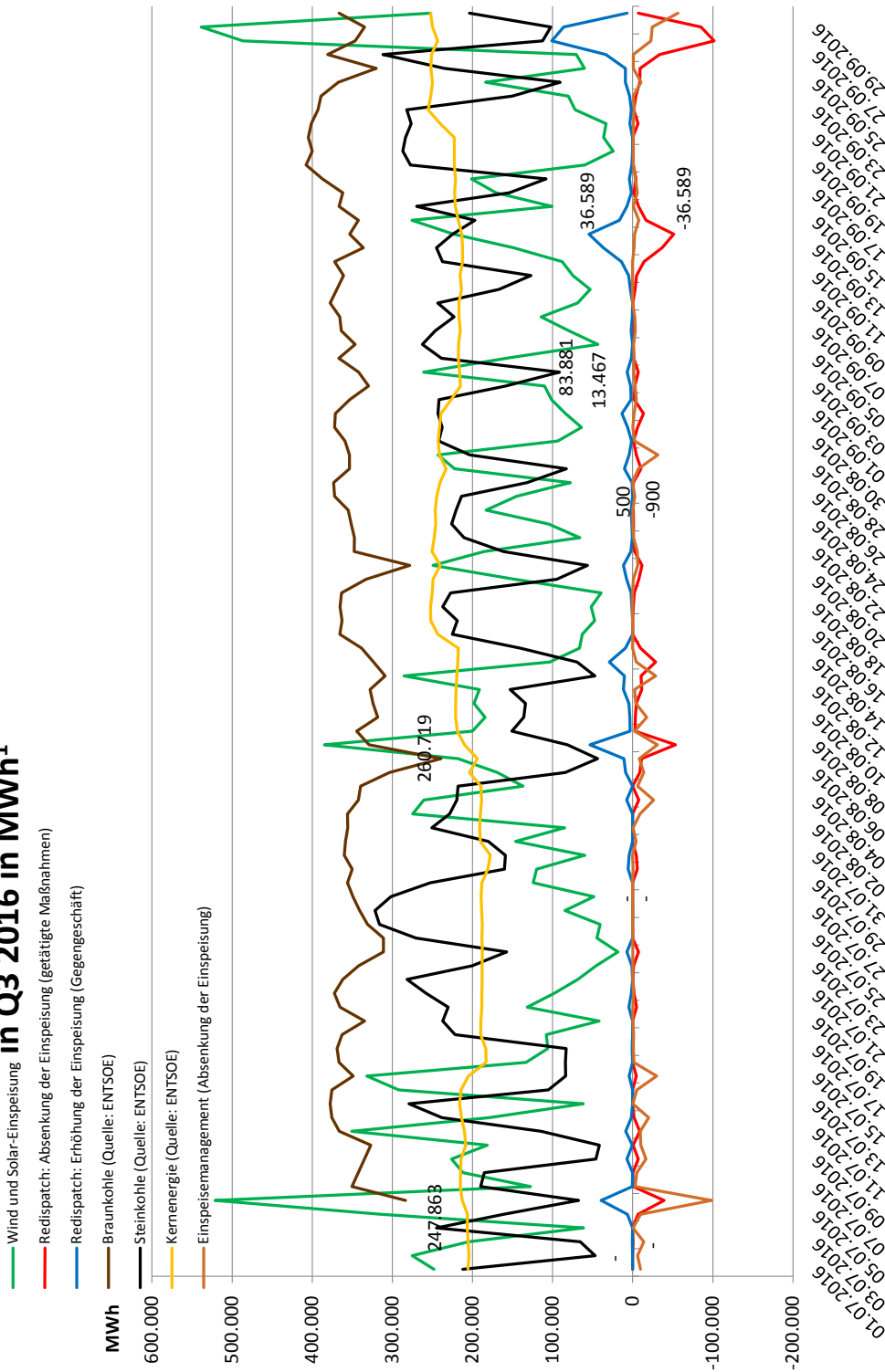
¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Redispatchmaßnahmen in Q3 2016 in MWh¹



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur
¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen.

Abbildung 3: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016

4.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im dritten Quartal 2016 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 984 Stunden und einem

Volumen von Einspeisereduzierungen von 516 GWh veranlasst. Davon entfielen 881 Stunden (90 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mehr als 12 Stunden betrug (Tabelle 18).

Im Vergleich zum dritten Quartal 2016 ist die Dauer um 2.422 Stunden (Q3 2015: 3.228 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 1.004 GWh stark zurückgegangen (Q1 2015: 1.520 GWh).

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Gebiet Remptendorf Redwitz	50Hertz/ TenneT	173	251	251
2	Gebiet Simbach-St. Peter(AT) (Pleinting-St. Peter, Altheim-Simbach-St. Peter, St. Peter-Hausruck, Aschach(AT)-Hausruck(AT))	TenneT	164	81	81
3	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	155	47	47
4	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg-Karben, Dipperz-Großkrotzenburg)	TenneT	69	20	20
5	Gebiet Altbach (Altbach, Altbach-Wendlingen)	TrannetBW	55	2	2
6	Leitung Grafschaft West (Kusenhorst-Haneckenfähr)	Amprion	47	1	1
7	Donau Ost/West (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen)	Amprion	43	9	9
8	Gebiet Borken (Borken-Gießen-Karben, Borken-Waldeck-Twistetal)	TenneT	37	10	10
9	Zolling Transformator	TenneT	32	2	2
10	Leitung Soonwald Ost (Weissenthurm-Waldlaubersheim-Bürstadt)	Amprion	27	1	1
11	Regelzone 50Hertz-Mikolowa (PL)	50Hertz	26	13	13
12	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Lehrte-Wahle, Lehrte-Erzhausen- Hardeggen-Göttingen)	TenneT	23	2	2
13	Bechterdissen-Gütersloh/Amprion	TenneT/ Amprion	15	7	7
14	Röhrsdorf-Hradec(CZ)	50Hertz	15	3	3

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2016

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 103 Stunden bei anderen Netzelementen ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, 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.

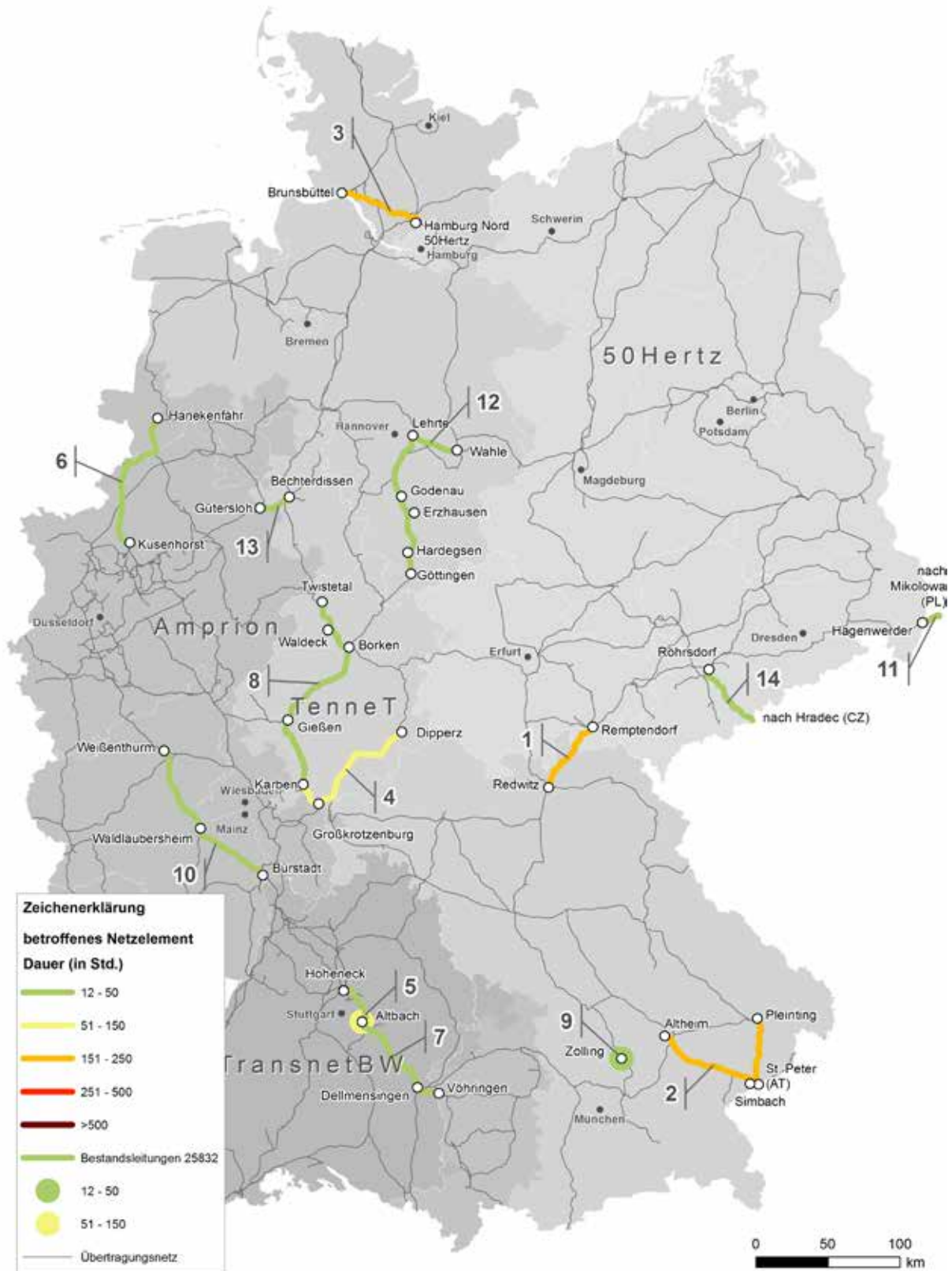


Abbildung 4: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2016 gemäß Meldungen der ÜNB

4.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im dritten Quartal 2016 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 1.294 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf knapp 210 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch bewegt sich im Vergleich zum dritten Quartal 2015 auf einem mengenmäßig ähnlichen Niveau. Auch wenn die Dauer um 654 Stunden gestiegen (Q3 2015: 640 Stunden) ist, so hat sich die Menge der getätigten Maßnahmen lediglich um 63 GWh erhöht (Q3 2015 147 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁷

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	35	3
davon Netzgebiet Oberbayern	35	3
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	942	150
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	279	47
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Borken-Gießen-Karben)	613	103
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	50	<1
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	215	40
davon Netzgebiet Conneforde	181	34
davon Netzgebiet Landesbergen	34	6
Regelzone TransnetBW: Altbach, Buenzwangen, Endersbach, Muehlhausen, Wendlingen	62	6
Regelzone 50Hertz	40	10

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 19: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016

⁷⁾ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

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 geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

4.2 Einsatz Reservekraftwerke

Im dritten Quartal 2016 wurden Reservekraftwerke lediglich an einem Tag im Testbetrieb eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 375MW abgerufen, die Gesamtarbeit betrug 1.500 MWh.

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im dritten Quartal 2016 wurden durch die ÜNB und VNB rund 551 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 rund 56 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit dem dritten Quartal 2015, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um 264 GWh (Q3 2015: 815 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 27 Mio. Euro (Q3 2015: 83 Mio. Euro).

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2016 nach Bundesländern

Fast 80 Prozent der Ausfallarbeit und rund 79 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, mit jeweils rund sieben Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2016 und dritten Quartal 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Quartal 3 2016			Quartal 3 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	439,89	79,8%	44.094.178	484,01	59,4%	48.459.537	58,5%
Brandenburg	38,86	7,1%	4.751.253	149,12	18,3%	16.911.592	20,4%
Mecklenburg-Vorpommern	37,13	6,7%	3.650.572	73,97	9,1%	7.074.349	8,5%
Niedersachsen	19,33	3,5%	1.881.627	56,74	7,0%	5.964.013	7,2%
Rheinland-Pfalz	7,14	1,3%	786.852	3,43	0,4%	138.726	0,2%
Sachsen-Anhalt	6,77	1,2%	591.581	26,94	3,3%	2.460.903	3,0%
Sachsen	0,61	0,1%	61.881	2,62	0,3%	271.393	0,3%
Baden-Württemberg	0,56	0,1%	53.704	0,69	0,1%	65.969	0,1%
Bayern	0,31	0,1%	19.601	1,21	0,1%	254.824	0,3%
Nordrhein-Westfalen	0,27	0,0%	59.859	8,06	1,0%	326.382	0,4%
Thüringen	0,26	0,0%	24.000	5,95	0,7%	622.608	0,8%
Hessen	-	-	-	2,39	0,3%	215.300	0,3%
Hamburg	-	-	-	0,09	0,0%	9.350	0,0%
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	551,12	100%	55.975.109	815,22	100%	82.774.946	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2016

Mit gut 90 Prozent der Ausfallarbeit und rund 80 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (onshore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Weitere neun Prozent der Ausfallarbeit fallen im dritten Quartal 2016 auf den Energieträger Solar, der rund 19 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum Vorjahresquartal ist die Verteilung auf die Energieträger in etwa gleich geblieben. Die restliche Ausfallarbeit verteilt sich, wie in folgender Tabelle dargestellt, auf fünf weitere Energieträger.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2016 und dritten Quartal 2015

Energieträger	Quartal 3 2016				Quartal 3 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	497,90	90,3%	44.830.064	80,1%	733,45	90,0%	65.796.194	79,5%
Solar	48,01	8,7%	10.517.680	18,8%	66,00	8,1%	14.306.633	17,3%
Biomasse einschl. Biogas	3,99	0,7%	424.918	0,8%	11,31	1,4%	2.184.825	2,6%
Wind (offshore)	0,89	0,2%	177.400	0,3%	3,52	0,4%	422.970	0,5%
KWK-Strom	0,23	0,0%	16.381	0,0%	0,34	0,0%	10.916	0,0%
Laufwasser	0,06	0,0%	6.215	0,0%	0,46	0,1%	42.697	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,03	0,0%	2.452	0,0%	0,13	0,0%	10.455	0,0%
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	-	0,0%	-	0,0%	0,00	0,0%	256	0,0%
Gesamt	551,12	100%	55.975.109	100%	815,22	100%	82.774.946	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2016

Bei über 99 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei lediglich 0,3 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. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten aus dem Jahr 2015 ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach sind im Jahr 2015 ca. 89 Prozent der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Es ist zu vermuten, dass sich diese Verteilung im Jahr 2016 ähnlich verhält.

Für das dritte Quartal 2016 sind die vorhandenen Daten in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2016

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	1,45	549,67
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	0,3%	99,7%
Geschätzte Entschädigungszahlungen in Euro	233.800	55.741.309
Prozentuale Verteilung (Entschädigungszahlungen)	0,4%	99,6%
Verursachung der Maßnahmen	n.v.	n.v.
Prozentuale Verteilung (Maßnahmen)	n.v.	n.v.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2016

Anhand der Tabelle 11 auf Seite 24 zu den Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015 kann man sehen, dass die Netzebene der Verursachung der Maßnahme nicht der Netzebene der Abregelung entspricht.

Die Zuordnung der Verursachung erfolgt anhand der vollständigen Meldungen für das Jahr 2016. Diese wird im kommenden Quartalsbericht 4/2016 und der Gesamtjahresbetrachtung 2016 vorliegen.

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 2016 und dritten Quartal 2015**

Bundesland	Quartal 3 2016			Quartal 3 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	0,40	27,6%	40.400	60,01	94,3%	6.480.188	93,7%
Schleswig-Holstein	1,05	72,4%	193.400	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	3,52	5,5%	422.970	6,1%
Hamburg	-	-	-	0,09	0,1%	9.350	0,1%
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-
Niedersachsen	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1,45	100%	233.800	63,61	100%	6.912.507	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2016 und dritten Quartal 2015

Bundesland	Quartal 3 2016			Quartal 3 2015		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro
Schleswig-Holstein	438,84	79,8%	43.900.778	484,01	64,4%	48.459.537
Brandenburg	38,46	7,0%	4.710.853	89,11	11,9%	10.431.404
Mecklenburg-Vorpommern	37,13	6,8%	3.650.572	70,45	9,4%	6.651.380
Niedersachsen	19,33	3,5%	1.881.627	56,74	7,5%	5.964.013
Rheinland-Pfalz	7,14	1,3%	786.852	3,43	0,5%	138.726
Sachsen-Anhalt	6,77	1,2%	591.581	26,94	3,6%	2.460.903
Sachsen	0,61	0,1%	61.881	2,62	0,3%	271.393
Baden-Württemberg	0,56	0,1%	53.704	0,69	0,1%	65.969
Bayern	0,31	0,1%	19.601	1,21	0,2%	254.824
Nordrhein-Westfalen	0,27	0,0%	59.859	8,06	1,1%	326.382
Thüringen	0,26	0,0%	24.000	5,95	0,8%	622.608
Hessen	-	-	-	2,39	0,3%	215.300
Hamburg	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-
Gesamt	549,67	100%	55.741.309	751,60	100%	75.862.439

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2016

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2015). Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 71 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen auf einen Anteil von ca. 29 Prozent⁸.

⁸ Vgl.:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung_2015.xlsx?__blob=publicationFile&v=4

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2016 und dritten Quartal 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro									
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung								
	Quartal 3 2016								Quartal 3 2015							
TenneT	460,51	83,6%	46.068.749	74,1%	534,22	65,5%	53.814.383	65,0%								
50Hertz	82,58	15,0%	9.000.937	25,5%	267,57	32,8%	28.172.191	34,0%								
Amprion	7,41	1,3%	846.711	0,2%	11,54	1,4%	467.579	0,6%								
TransnetBW	0,61	0,1%	58.711	0,1%	1,88	0,2%	320.793	0,4%								
Gesamt	551,12	100%	55.975.109	100%	815,22	100%	82.774.946	100%								

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im dritten Quartal 2016 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 0,6 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem dritten Quartal des Jahres 2015 ist hier eine Reduktion um ca. 5,5 GWh festzustellen (Q3 2015: 6,17 GWh).

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2016 und dritten Quartal 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2016		Quartal 3 2015	
Sachsen-Anhalt	0,24	40,0%	1,68	27,2%
Sachsen	0,22	36,2%	2,50	40,5%
Brandenburg	0,14	23,8%	1,16	18,8%
Nordrhein-Westfalen	-	-	0,53	8,5%
Thüringen	-	-	0,02	0,3%
Bayern	-	-	0,29	4,7%
Hessen	-	-	-	-
Niedersachsen	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-
Schleswig-Holstein	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-
Gesamt	0,60	100%	6,17	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im dritten Quartal 2016

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	0,60	99,7%
Erdgas	0,00	0,3%
Gesamt	0,60	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2016

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, § 13a Abs. 1 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. 7 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 abgeregelter 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 marktbasieren 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.⁹ Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelter 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. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

⁹ 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, Abs. 3 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 zweiten Quartal 2016.....	13
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2016 gemäß Meldungen der ÜNB.....	16
Abbildung 3: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016.....	34
Abbildung 4: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2016 gemäß Meldungen der ÜNB	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2016.....	9
Tabelle 2: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 und 2015.....	10
Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016.....	12
Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2016.....	15
Tabelle 5: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2016	17
Tabelle 6: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im zweiten Quartal 2016.....	18
Tabelle 7: Zusammenfassung der Reservereinsätze im zweiten Quartal 2015.....	19
Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2016 gegenüber 201520	
Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2016 gegenüber 201522	
Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 201623	
Tabelle 11: Netzebenen der Abregelung von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2015.....	24
Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015.....	25
Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015	26
Tabelle 14: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2016 gegenüber 201528	
Tabelle 15: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2016 gegenüber 2015	30
Tabelle 16: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im zweiten Quartal 2016.....	31
Tabelle 17: Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016	33
Tabelle 18: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2016.....	36
Tabelle 19: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2016.....	39

Tabelle 20: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015	41
Tabelle 21: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015	43
Tabelle 22: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2016	44
Tabelle 23: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015	45
Tabelle 24: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015	46
Tabelle 25: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015	48
Tabelle 26: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2016 gegenüber 2015	49
Tabelle 27: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2016.....	50

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. Februar 2017

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)