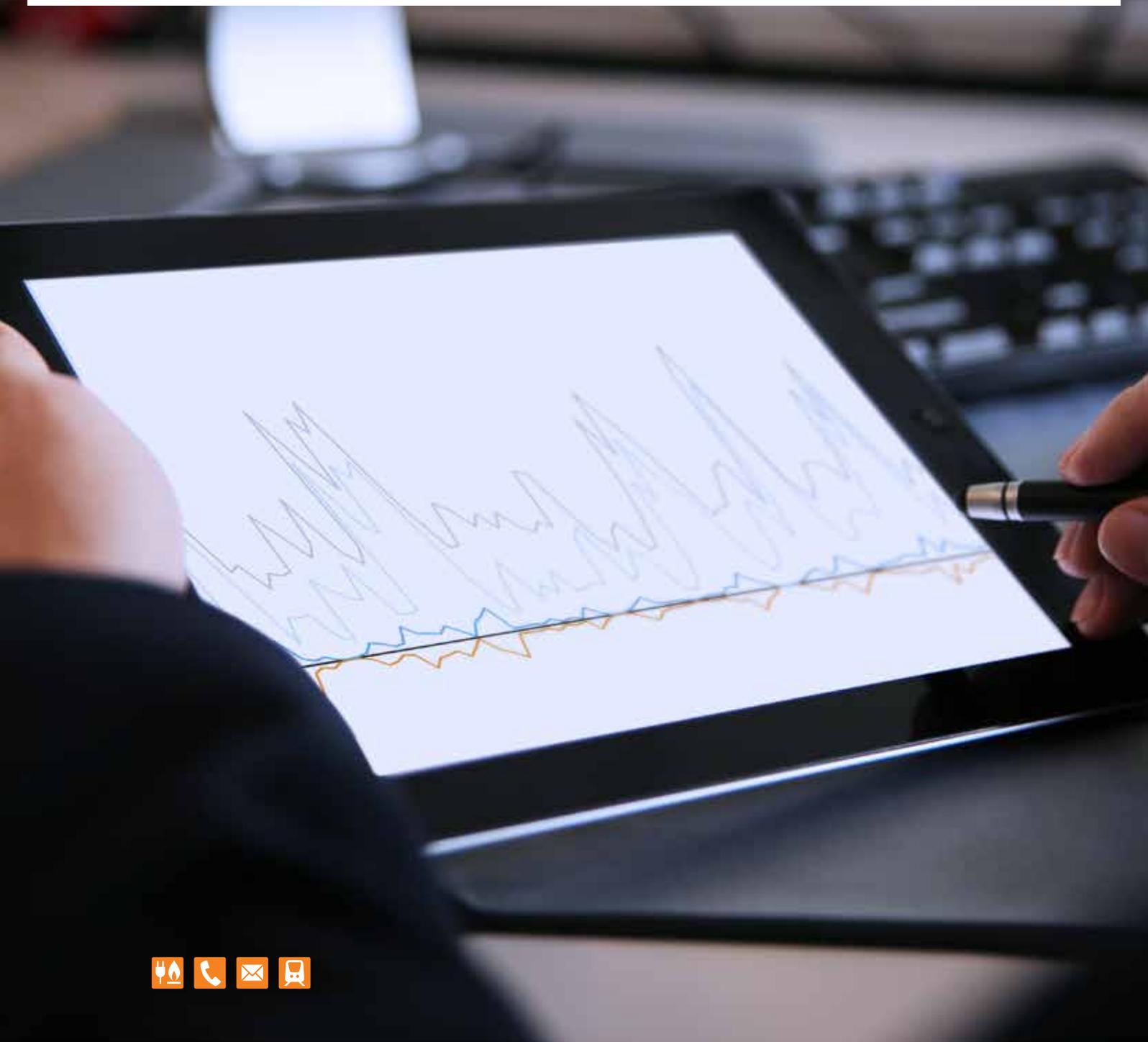




Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Zweites bis Drittes Quartal 2017



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Zweites und drittes Quartal 2017

Stand: 01.03.2018

**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.....	4
2	Zusammenfassung.....	6
2.1	Redispatch	6
2.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	6
2.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	7
2.4	Anpassungsmaßnahmen	7
3	Zweites Quartal 2017	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 Netzreservekraftwerke	18
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	18
3.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017 nach Bundesländern	18
3.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2017	20
3.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017	22
3.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2017 ...	27
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	29
4	Drittes Quartal 2017.....	31
4.1	Redispatch	31
4.1.1	Gesamtentwicklung	31
4.1.2	Strombedingter Redispatch.....	34
4.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	37
4.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	38
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	38
4.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017 nach Bundesländern	38
4.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2017	40
4.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017	42
4.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2017	47
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	49
5	Hintergrund.....	51
5.1	Redispatch	52
5.2	Netzreservekraftwerke	53
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	53
5.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	53
	Verzeichnisse.....	55
	Impressum.....	57

1 Vorwort

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Netzstabilisierende Maßnahmen haben in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen, da die Betreiber von Stromnetzen durch den Wandel der Erzeugungslandschaft zunehmend vor Herausforderungen gestellt werden. Dieser Wandel ist insbesondere geprägt durch den Ausbau von Windenergieanlagen und deren regionaler Verteilung sowie Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führt dies zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Im ersten Quartal 2017 hatte eine Kumulation von Umständen zu einer außergewöhnlich starken Belastung der Stromnetze geführt, so dass die Redispatchmengen und der Einsatz von Netzreserverkraftwerken und die damit verbundenen Kosten deutlich gestiegen waren. Im zweiten und dritten Quartal 2017 sind diese Mengen wieder zurückgegangen, der Redispatchbedarf lag aber weit über dem der Sommerquartale 2016.

Auffällig ist die hohe Menge an Einspeisemanagementmaßnahmen im zweiten Quartal 2017, die deutlich über den Einspeisereduzierungen des zweiten Quartals 2016 liegt.

Im dritten Quartal 2017 sind die Einspeisemanagementmaßnahmen wieder gesunken.

Neben generellen Entwicklungen wie der Veränderung von Erneuerbaren und Nicht-Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten spielen regelmäßig 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 Quartalen zwei und drei des Jahres 2017 erneut bestätigt, mit Ausnahme der Einspeisemanagementmaßnahmen im zweiten Quartal, die aufgrund der verhältnismäßig häufig auftretenden Einspeisespitzen von Windenergieanlagen vielfach angefordert wurden. In diesem Bericht werden die Quartale zwei und drei 2017 mit dem Vorjahr 2016 verglichen, das ein verhältnismäßig windarmes Jahr war. Die Werte aus 2017 liegen in der Tendenz auf dem hohen Niveau des Jahres 2015.

Auffällig ist die im dritten Quartal 2017 erstmalig deutlich gesunkene Redispatch-Belastung auf dem Netzelement Remptendorf-Redwitz. Der sich abzeichnende Trend seit Beginn des Jahres 2017 nach der Teilinbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ setzt sich somit auf diesem Netzelement fort, so dass beim verantwortlichen Netzbetreiber 50Hertz für das Jahr 2017 mit sinkenden Redispatchkosten zu rechnen ist. Die „Thüringer Strombrücke“ ist darüber hinaus am 14. September 2017 vollständig in Betrieb gegangen, über mögliche weitere entlastende Wirkungen kann ab Q4 2017 berichtet werden.

Das erste Quartal 2017 war, wie bereits angesprochen, durch eine außergewöhnliche Wetter- und Netzsituation gekennzeichnet. Ein Rückschluss vom ersten Quartal auf die Entwicklung des vierten Quartals und damit auf das Gesamtjahr ist somit nicht möglich. Die insgesamt in den ersten drei Quartalen 2017 erhöhten Mengen (erstmalig hat im Jahr 2017 auch der Übertragungsnetzbetreiber Amprion Einspeisemanagementmaßnahmen angefordert und dementsprechend Kosten dafür angegeben) und die damit verbundenen Entschädigungsansprüche lassen die Prognose zu, dass die Gesamtkosten für das Jahr 2017 eher in der Größenordnung des Niveaus von 2015 als auf dem von 2016 liegen werden.

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

Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.

Netzreservekraftwerke: 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.

Die oben genannten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen werden von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet. Angesichts der drastischen Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Die Bundesnetzagentur hatte sich daher entschlossen, ihre Erkenntnisse quartalsweise zu veröffentlichen.

Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung und Abrechnung 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 der Bundesnetzagentur unter dem folgenden Link zu finden: <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>.

Abweichungen der in diesem Bericht ausgewerteten Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu Redispatchzahlen z. B. zu denen auf den Seiten SMARD und netztransparenz.de ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Definitionen, einer unterschiedlichen Meldesystematik der Netzbetreiber und der Aktualität der in diesem Bericht ausgewerteten Meldungen der Netzbetreiber.

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

2 Zusammenfassung

2.1 Redispatch¹

Die Einspeisereduzierungen und -erhöhungen beliefen sich im zweiten Quartal 2017 auf jeweils 1.273 GWh (in Summe 2.546 GWh). Die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 3.328 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 68,1 Mio. Euro.

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 stiegen die geschätzten Kosten um etwa 45,8 Mio. Euro (Q2 2016: 22,3 Mio. Euro). Die Dauer hat sich um 291 Stunden erhöht (Q2 2016: 3.037 Stunden), die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen ist um 607 GWh gestiegen (Q2 2016: 1.939 GWh).

Die Einspeisereduzierungen und -erhöhungen beliefen sich im dritten Quartal 2017 auf jeweils 1.013 GWh (in Summe 2.026 GWh). Die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 2.859 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 57,7 Mio. Euro.

Im Vergleich zum dritten Quartal 2016 stiegen die geschätzten Kosten im dritten Quartal 2017 um etwa 30,7 Mio. Euro (Q3 2016: 27,0 Mio. Euro). Die Dauer hat sich um 580 Stunden erhöht (Q3 2016: 2.279 Stunden), die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen ist um 574 GWh gestiegen (Q3 2016: 1.452 GWh).

2.2 Einsatz Netzreservekraftwerke²

Auf Basis der initialen Abrufe der ÜNB zum Einsatz von Netzreserve wurden im zweiten Quartal 2017 insgesamt an 12 Tagen (davon 5 Tage nur Testfahrten) Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 396 MW und einer Gesamtarbeit von rund 58 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 5,1 Mio. Euro.

Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem ähnlichen Niveau wie im zweiten Quartal 2016 (Q2 2016: 17 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 88 GWh reduziert (Q2 2016: 146 GWh).

Im dritten Quartal 2017 wurden auf Basis der initialen Abrufe der ÜNB an 9 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 322 MW und einer Gesamtarbeit von rund 67 GWh getätigt. Dabei handelte es sich ausschließlich um Testfahrten und Probestarts. Die Abrufkosten wurden von den ÜNB auf 3,2 Mio. Euro geschätzt.

Die Einsatztage für Testfahrten und Probestarts sind damit gegenüber dem dritten Quartal 2016 gestiegen (Q3 2016: 1 Tag), die Gesamtarbeit um 65 GWh gestiegen.

¹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

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

2.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im zweiten Quartal 2017 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 1.363 GWh auf hohem Niveau. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das zweite Quartal 2017 belaufen sich auf rund 146 Mio. Euro.

Bei dem Vergleich der Werte mit dem zweiten Quartal 2016 ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 829 GWh (Q2 2016: 534 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 92 Mio. Euro (Q2 2016: 54 Mio. Euro).

Im dritten Quartal 2017 liegt die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 434 GWh auf einem niedrigeren Niveau. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das dritte Quartal 2017 belaufen sich auf rund 46 Mio. Euro.

Bei dem Vergleich der Werte mit dem dritten Quartal 2016 ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 117 GWh (Q3 2016: 551 GWh) sowie eine Minderung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 10 Mio. Euro (Q3 2016: 56 Mio. Euro).

2.4 Anpassungsmaßnahmen

Im zweiten Quartal 2017 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 7,3 GWh über drei Bundesländer verteilt. Da dieser Verteilernetzbetreiber auch Abregelungen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG vorgenommen hat, sind in den 7,3 GWh nicht nur Mengen enthalten, die entschädigungslos abregelt wurden. In der Gesamtjahresbetrachtung 2017 wird eine Differenzierung dieser Mengen erfolgen. Gleiches gilt für die Anpassungsmaßnahmen im dritten Quartal.

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 5,1 GWh erhöht und damit mehr als verdreifacht (Q2 2016: 2,2 GWh).

Im dritten Quartal 2017 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 7,8 GWh über vier Bundesländer verteilt.

Im Vergleich zum dritten Quartal 2016 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 7,2 GWh erhöht (Q3 2016: 0,6 GWh).

Die Gründe für die vorgenommenen Anpassungsmaßnahmen werden von der Bundesnetzagentur untersucht.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den für das zweite und dritte Quartal 2017 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 im Jahr 2017			
	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	§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG 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 § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen (ÜNB): Q1 2017: 5.548 GWh Q2 2017: 2.546 GWh Q3 2017: 2.026 GWh	Ausfallarbeit ² (ÜNB und VNB): Q1 2017: 1.412 GWh Q2 2017: 1.363 GWh Q3 2017: 434 GWh	Anpassungsmaßnahmen ² (ÜNB und VNB): Q1 2017: 14,2 GWh Q2 2017: 7,3 GWh Q3 2017: 7,8 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ^{1,2} : Q1 2017: 176,1 Mio. Euro⁴ Q2 2017: 68,1 Mio. Euro Q3 2017: 57,7 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ^{2,3} von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2017: 141,9 Mio. Euro Q2 2017: 146,3 Mio. Euro Q3 2017: 45,8 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG
<p>¹ Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.</p> <p>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.</p> <p>³ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.</p> <p>⁴ Wert gegenüber Quartalsbericht Erstes Quartal 2017 korrigiert.</p>			
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur			

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2017

Der vorläufige Jahresvergleich von Kosten und Mengen aller Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen einschließlich der Netzreservekraftwerke für die Jahre 2015 bis einschließlich drittes Quartal 2017 geht aus der nächsten Tabelle 2 hervor. Abgebildet ist der der Bundesnetzagentur aktuell vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 22. Februar 2018. Sofern in der Tabelle bei den Kosten Gesamtjahreszahlen ohne die Aufschlüsselung auf einzelne Quartale abgebildet sind, ist die Gesamtjahreszahl zeitlich aktueller als die vorherige Summierung der einzelnen Quartale.

Die dargestellten Daten zu Redispatch-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen resultieren aus der Quartalsberichterstattung an die - bzw. dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur. Es handelt sich bei den Quartalswerten kostenseitig um Schätzungen der Netzbetreiber auf der Grundlage von Ist-Werten für Maßnahmen, die im jeweiligen Zeitraum angefallen sind. Der jährliche Monitoringwert ist ein, aufgrund des größeren zeitlichen Versatzes der Meldung, gegenüber den einzelnen Quartalsmeldungen der Netzbetreiber präziserer Kostenwert. Die Werte für die Vorhaltung und den Einsatz von Netzreservekraftwerken stammen aus den Meldungen an die Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve³ und den Meldungen der ÜNB über die initialen Anforderungen der Netzreservekraftwerke. Ausgenommen hiervon sind die Abrufkosten von Netzreservekraftwerken für das Jahr 2016, die aus dem Monitoring stammen sowie die Abrufkosten für die drei Quartale 2017, die sich aus der Quartalsberichterstattung an die Bundesnetzagentur ergeben.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2016 und 2017 teilweise noch vorläufig und somit nicht abschließend sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen.

³ Vgl.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html;jsessionid=CD6CA3EDDD355D943F1E49C17BB153A9#doc266870bodyText1

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2017 (einschl. Netzreservekraftwerke)

	Redispatch		Netzreservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Strom-einspeisung/-abnahme
	Gesamtmenge (Erhöhungen + Reduzierungen) in GWh	Kosten ¹ in Mio. Euro	Menge ² (Erhöhungen) in GWh	Kosten ³ Abruf in Mio. Euro	Leistung ⁴ in MW	Vorhaltekosten ⁵ in Mio. Euro	Menge (Reduzierungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungsansprüche ⁶ in Mio. Euro	Menge in GWh
2015	15.436	411,9	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478,0	26,5
Quartal 1	3.329		95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811		53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336		–				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961		403				2.036	201,8	6,6
2016	11.475	220,0	1.209	102,9	8.383	177,4	3.743	373,0	14,4
Quartal 1	3.895		695				1.524	149,1	6,6
Quartal 2	1.939		146				534	54,4	2,2
Quartal 3	1.452		2				551	56,0	0,6
Quartal 4	4.189		365				1.134	113,2	5
2017					11.425	210,7			
Quartal 1	5.548	176,1	1.462	119,1			1.412	141,9	14,2
Quartal 2	2.546	68,1	58	5,1			1.363	146,3	7,3
Quartal 3	2.026	57,7	67	3,2			434	45,8	7,8
Quartal 4									

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 2017: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Jahre 2015, 2016: Zahl gemäß Monitoringmeldung.

² 2. und 3. Quartal 2017: Meldung der ÜNB über initialen Abruf der Reservekraftwerke. Bis erstes Quartal 2017: Tatsächlicher Abruf gemäß Meldung für den Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019.

³ Quartale 2017: Vorläufige Kostenschätzung für Abruf der Netzreserve (Abschätzung der Arbeitskosten; ohne Vorhaltekosten) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur. Jahr 2016: Zahl gemäß Monitoringmeldung. Jahr 2015: Zahl gemäß Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019.

⁴ Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12.

⁵ Vorhaltekosten gemäß Meldung an die Bundesnetzagentur.

⁶ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017

3 Zweites Quartal 2017

3.1 Redispatch⁴

3.1.1 Gesamtentwicklung

Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste im Zeitraum zwischen dem 1. April und dem 30. Juni 2017 ein Volumen von ca. 1.273 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich ebenfalls auf insgesamt ca. 1.273 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im zweiten Quartal 2017 rund 2.546 GWh.

Für das zweite Quartal wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von rund 3.328 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 und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 90 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen in dem Quartal auf rund 68,1 Mio. Euro taxiert. Im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 ist die Dauer um ca. 291 Stunden (Q2 2016: 3.037 Stunden) und die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 607 GWh gestiegen (Q2 2016: 1.939 GWh). Die geschätzten Kosten stiegen ebenfalls deutlich um etwa 45,8 Mio. Euro (Q2 2016: 22,3 Mio. Euro). Während in der Regelzone von 50Hertz die Menge der Maßnahmen deutlich abgenommen hat, kam es in den Regelzonen von TenneT, TransnetBW und Amprion zu einer Zunahme dieser Einsätze.

Nachfolgende Tabelle 3 fasst die Angaben zum Redispatch im zweiten Quartal 2017 zusammen. Abbildung 1 stellt die Redispatchmaßnahmen im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

⁴ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2017				
Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh¹	Gesamtmenge (Einspeise- reduzierungen und Einspeise- erhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro²
Regelzone TenneT	2.156	845	1.690	39,8
Regelzone 50Hertz	373	222	445	19,4
Regelzone TransnetBW	692	167	334	5,9
Regelzone Amprion	108	38	77	3,0
Gesamt	3.328	1.273	2.546	68,1

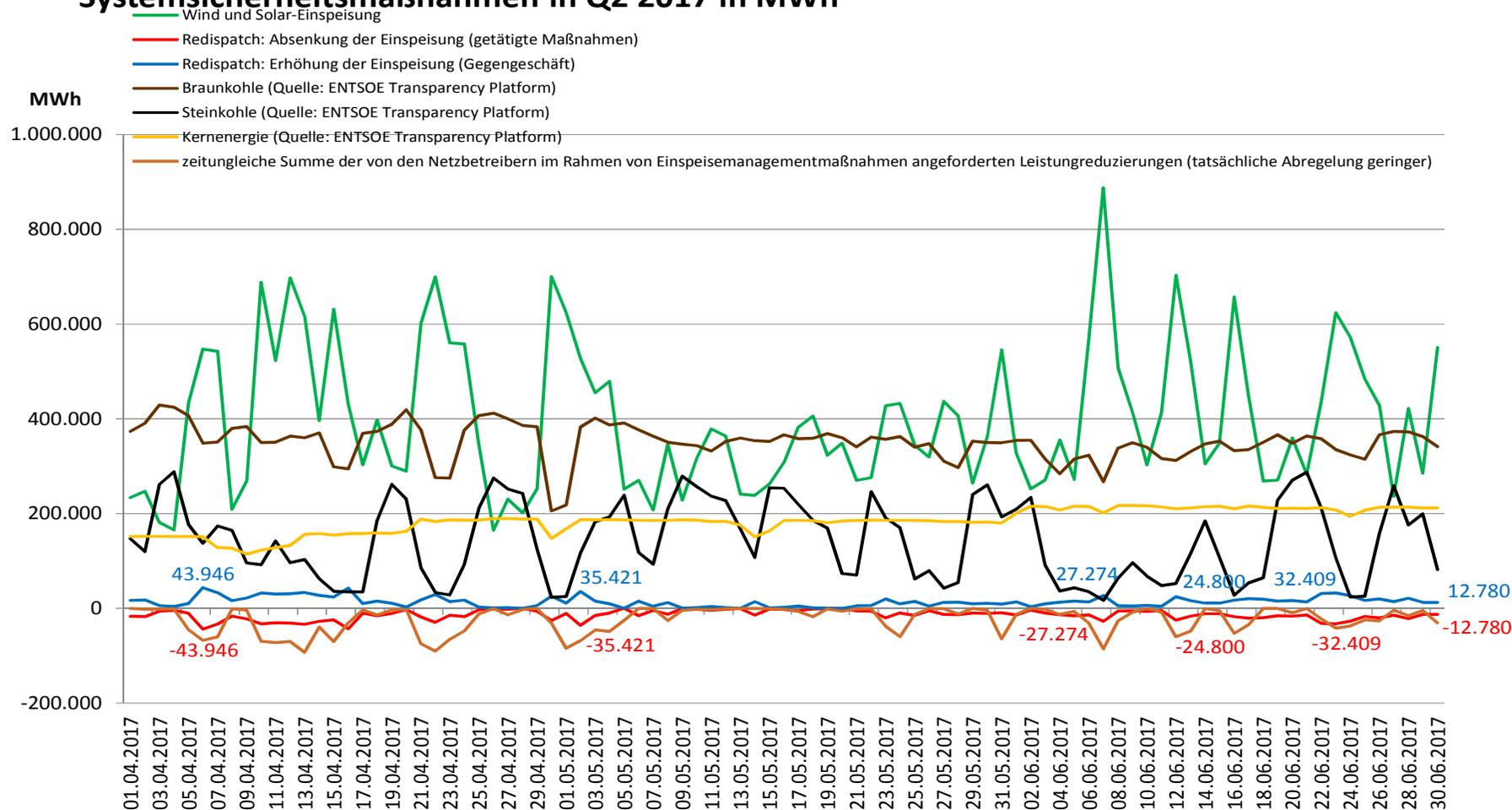
¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2017

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in Q2 2017 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: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im zweiten Quartal 2017

3.1.2 Strombedingter Redispatch

In weit überwiegender Zahl mussten im zweiten Quartal 2017 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 1.863 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 921 GWh veranlasst. Davon entfielen 1.710 Stunden (92 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug (Tabelle 4).

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 ist die Dauer um 122 Stunden (Q2 2016: 1.741 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 126 GWh gestiegen (Q2 2016: 795 GWh).

Wie Tabelle 4 zeigt, war das Netzelement Remptendorf-Redwitz auch im zweiten Quartal 2017 das am stärksten belastete Netzelement. Die Teilinbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ wirkte sich aber erneut entlastend auf dieses Netzelement aus, so ist die Menge der Einspeisereduzierung auf der Leitung Remptendorf-Redwitz im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 um 104 GWh zurückgegangen (Q2 2016: 337 GWh).

Die „Thüringer Strombrücke“ ist im September 2017 vollständig in Betrieb gegangen. Mögliche weitere Entlastungen für das Netzelement Remptendorf-Redwitz können erst ab Q4 2017 beobachtet werden.

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 153 Stunden für die Entlastung weiterer Netzelementen ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte in Abbildung 2 ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der obigen Tabelle 4 ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	257	233	233
2	Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	250	181	181
3	Altbach	TransnetBW	228	17	17
4	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter APG (AT))	TenneT	214	157	157
5	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/ Amprion	170	59	59
6	Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Godenau)	TenneT	124	21	21
7	Gebiet Bärwalde (Graustein-Bärwalde, Bärwalde-Schmölln)	50Hertz	80	28	28
8	Gebiet Röhrsdorf (Streumen-Röhrsdorf, Röhrsdorf-Hradec (CZ))	50Hertz	75	48	48
9	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	63	29	29
10	Gebiet Vierraden Krajnik (PSE-Netz, PL) (Pasewalk-Vierraden, Vierraden-Neuenhagen, Mikulowa, Mikulowa-Czarna, Hagenwerder-Mikulowa, Mikulowa-Swiebodzice)	50Hertz	54	17	17
11	Gebiet Helmstedt (Wahle-Helmstedt, Hattorf-Helmstedt)	TenneT	31	19	19
12	Großkrotzenburg-Dettingen /Amprion-Zone	TenneT/ Amprion	31	15	15
13	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	27	9	9
14	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	26	14	14
15	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	24	6	6
16	Conneforde-Maade	TenneT	21	8	8
17	Gebiet Borken (Borken-Mecklar, Borken-Giessen)	TenneT	18	7	7
18	Mecklar Eisenach	50Hertz/ TenneT	17	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 2017

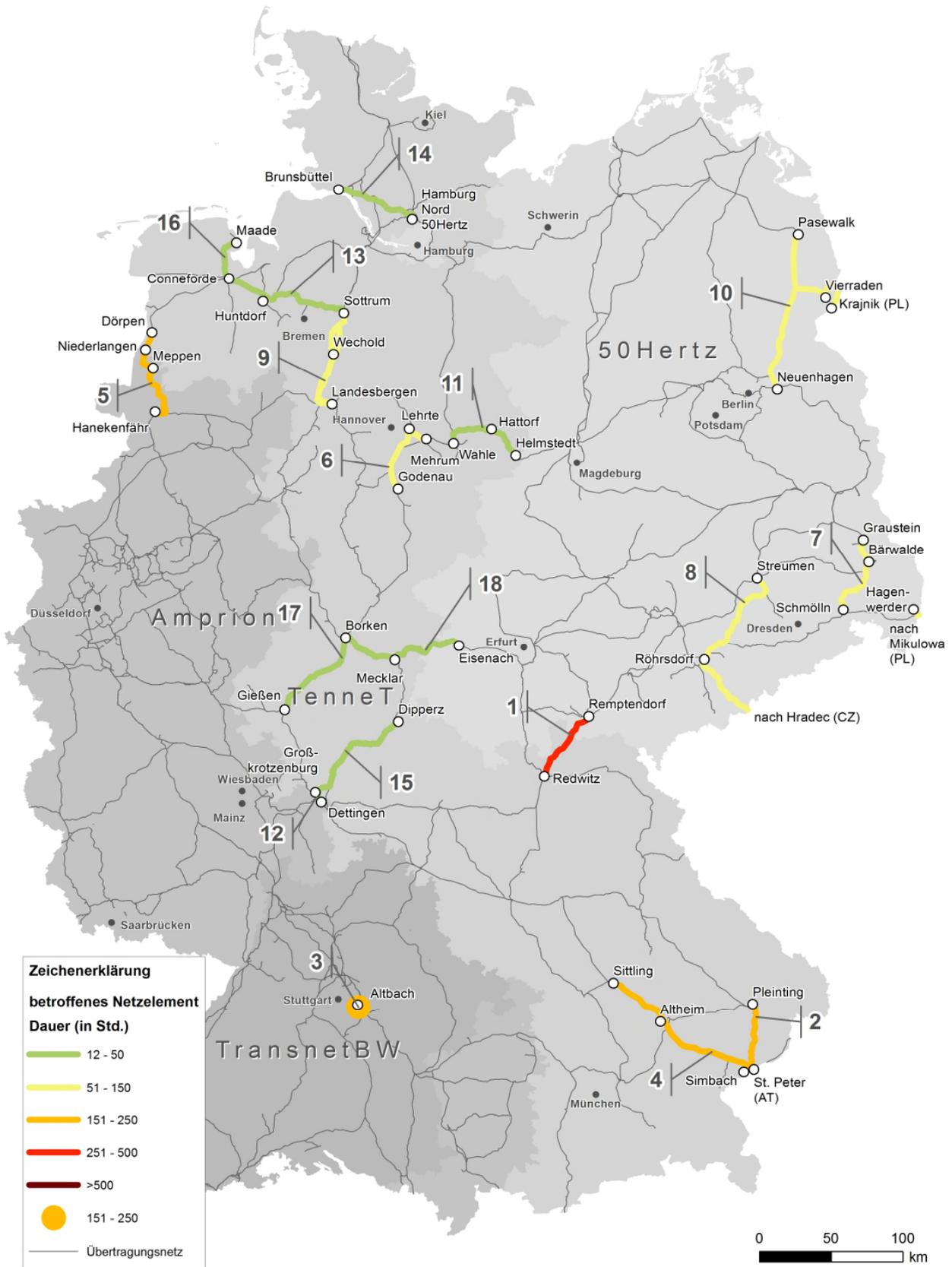


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB

3.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im zweiten Quartal 2017 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt ca. 1.465 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 352 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte ebenfalls in Höhe von ca. 352 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch hat im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 zugenommen. Die Dauer ist im zweiten Quartal 2017 um 160 Stunden (Q2 2016: 1.296 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen um 118 GWh gestiegen (Q2 2016: 234 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁵

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2017¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	865	176
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	445	82
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	415	93
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	5	1
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	128	25
davon Netzgebiet Conneforde	128	25
Regelzone TransnetBW (Gebiet Altbach, Gebiet Daxlanden, Gebiet Grossgartach)	464	150
Regelzone 50Hertz	8	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 5: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2017

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt eine niedrigere Last 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.

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

3.2 Einsatz Netzreservekraftwerke

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2017 an 12 Tagen (davon 5 Tage nur Testfahrten) Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 396 MW und einer Gesamtarbeit von rund 58 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 1,8 Mio. Euro.

Gegenüber dem zweiten Quartal 2016 bewegten sich die Einsatztage auf einem ähnlichen Niveau (Q2 2016: 17 Tage), die geleistete Arbeit hat sich im Vergleich um etwa 88 GWh reduziert (Q2 2016: 146 GWh).

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im zweiten Quartal 2017

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
April	9	424	48.918
Mai	3	313	9.370
Juni			
Gesamt	12	396	58.288

Quelle: Meldungen der ÜNB über die initiale Anforderung der Reservekraftwerke

Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2017

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im zweiten Quartal 2017 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.363 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 146 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit dem zweiten Quartal 2016, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 829 GWh (Q2 2016: 534 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 92 Mio. Euro (Q2 2016: 54 Mio. Euro).

3.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017 nach Bundesländern

Rund 72 Prozent der Ausfallarbeit und der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im zweiten Quartal 2017 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg mit 14 Prozent bzw. jeweils rund 6 Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf fünf weitere Bundesländer. Die Gegenüberstellung mit dem zweiten Quartal 2016 zeigt die deutliche Zunahme abgeregelter Mengen in Niedersachsen. Im zweiten Quartal 2015 und auch im Gesamtjahr 2015 wurden in Niedersachsen bereits ca. 9 Prozent der abgeregelten Mengen verortet, was die Zunahme in Quartal zwei 2017 auf 13,6 Prozent relativiert. Des Weiteren verzeichnete Niedersachsen im Ländervergleich auch die höchste Zubaurate neuer Windenergieanlagen im Jahr 2016 was folglich auch zu erhöhter Windenergie Einspeisung im Jahr 2017 beiträgt.⁶

⁶ Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017 und zweiten Quartal 2016 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Quartal 2 2017				Quartal 2 2016			
Schleswig-Holstein	975,13	71,6%	99.381.659	67,9%	390,03	73,1%	39.145.833	71,9%
Niedersachsen	184,68	13,6%	27.499.413	18,8%	8,88	1,7%	881.257	1,6%
Brandenburg	83,51	6,1%	8.254.788	5,6%	61,55	11,5%	7.379.270	13,6%
Mecklenburg-Vorpommern	81,20	6,0%	7.677.967	5,2%	62,42	11,7%	5.942.136	10,9%
Sachsen-Anhalt	33,39	2,5%	2.854.476	2,0%	5,14	1,0%	491.055	0,9%
Bayern	3,28	0,2%	497.659	0,3%	2,30	0,4%	270.740	0,5%
Nordrhein-Westfalen	0,77	0,1%	69.595	0,0%	0,09	0,0%	9.207	0,0%
Baden-Württemberg	0,59	0,0%	52.366	0,0%	0,33	0,1%	35.374	0,1%
Sachsen	0,17	0,0%	17.520	0,0%	0,13	0,0%	17.209	0,0%
Thüringen	-	-	-	0,0%	0,93	0,2%	155.000	0,3%
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	2,04	0,4%	107.809	0,2%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.362,72	100%	146.305.443	100%	533,84	100%	54.434.890	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016

Der hohe Anteil von Abregelungen in den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern heißt nicht zwingend, dass in diesen Ländern der Netzausbau unzureichend vorangetrieben würde. Die für die Maßnahmen ursächlichen Netzengpässe müssen nicht in den Gebieten liegen, in denen die Abregelungen erforderlich werden. Der hohe Umfang der Maßnahmen in den norddeutschen Bundesländern spiegelt daher neben den Engpässen auch das in diesen Ländern vorhandene Erzeugungs- und Abregelungspotential wieder.

Auf Grund des gesetzlichen Einspeisevorrangs darf zur Behebung von Netzengpässen erst nach Ausschöpfung der Redispatch-Möglichkeiten auf das Einspeisemanagement zurückgegriffen werden.

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2017

Mit rund 85 Prozent der Ausfallarbeit und rund 72 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 rund neun Prozent der Ausfallarbeit fallen im zweiten Quartal 2017 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund sechzehn Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum zweiten Quartal 2016 hat sich der Energieträger Wind auf See (offshore) vom vierten auf den zweiten Rang in der Menge der Abregelung verschoben. Diese Entwicklung hatte sich bereits in der Gesamtjahresbetrachtung 2016 gezeigt und ist mit dem Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2015 und 2016 zu begründen. Die Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle dargestellt.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2017 und zweiten Quartal 2016

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte	
			Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung			Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Quartal 2 2017					Quartal 2 2016			
Wind (onshore)	1.162,75	85,3%	104.843.116	71,7%	481,78	90,2%	43.800.673	80,5%
Wind (offshore)	120,25	8,8%	23.210.200	15,9%	1,29	0,2%	160.640	0,3%
Solar	68,70	5,0%	16.375.989	11,2%	46,61	8,7%	9.989.892	18,4%
Biomasse einschl. Biogas	10,56	0,8%	1.844.230	1,3%	3,94	0,7%	470.420	0,9%
KWK-Strom	0,39	0,0%	25.995	0,0%	0,10	0,0%	6.671	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,06	0,0%	4.712	0,0%	0,01	0,0%	1.067	0,0%
Laufwasser	0,01	0,0%	1.201	0,0%	0,10	0,0%	4.825	0,0%
Gesamt	1.362,72	100%	146.305.443	100%	533,84	100%	54.434.186	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016

3.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017

Bei 91 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei 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. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten tragen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet.

Dies kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach ist der weit überwiegende Teil der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen.

Für das zweite Quartal 2017 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	125,31	1.237,41
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	9,2%	90,8%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	23.684.693	122.620.751
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	16,2%	83,8%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	n.V.	n.V.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.V.	n.V.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017

Die hohe Zahl der im Verteilernetz abgeregelteten erneuerbaren Erzeugung darf nicht mit der Wertung verwechselt werden, die Ursache der Abregelung liege überwiegend im Verteilernetz. Hier spiegelt sich vielmehr die schlichte Tatsache wider, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Übertragungsnetze Abregelungen im Verteilernetz erfordern.

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016 dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2017 und zweiten Quartal 2016

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Quartal 2 2017	Prozentuale Verteilung			Quartal 2 2016	Prozentuale Verteilung
Niedersachsen	99,88	79,7%	19.320.800	81,6%	-	-	-	-
Schleswig-Holstein	20,89	16,7%	3.935.100	16,6%	1,38	6,5%	270.500	12,5%
Brandenburg	4,54	3,6%	428.793	1,8%	18,95	89,0%	1.791.066	83,0%
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	0,96	4,5%	97.440	4,5%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	125,31	100%	23.684.693	100%	21,30	100%	2.159.006	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2017 und zweiten Quartal 2016

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Quartal 2 2017	Prozentuale Verteilung			Quartal 2 2016	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	954,24	77,1%	95.446.559	77,8%	388,65	75,8%	38.875.333	74,4%
Niedersachsen	84,80	6,9%	8.178.613	6,7%	8,88	1,7%	881.257	1,7%
Mecklenburg-Vorpommern	81,20	6,6%	7.677.967	6,3%	61,46	12,0%	5.844.696	11,2%
Brandenburg	78,97	6,4%	7.825.995	6,4%	42,60	8,3%	5.588.204	10,7%
Sachsen-Anhalt	33,39	2,7%	2.854.476	2,3%	5,14	1,0%	491.055	0,9%
Bayern	3,28	0,3%	497.659	0,4%	2,30	0,4%	270.740	0,5%
Nordrhein-Westfalen	0,77	0,1%	69.595	0,1%	0,09	0,0%	9.207	0,0%
Baden-Württemberg	0,59	0,0%	52.366	0,0%	0,33	0,1%	35.374	0,1%
Sachsen	0,17	0,0%	17.520	0,0%	0,13	0,0%	17.209	0,0%
Thüringen	-	0,0%	-	0,0%	0,93	0,2%	155.000	0,3%
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	2,04	0,4%	107.809	0,2%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.237,41	100%	122.620.751	100%	512,54	100%	52.275.885	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016

Parallel zu den Klarstellungen zu Tabelle 7 und Tabelle 9 gilt auch hier: Der hohe Umfang der Einspeisemanagementmaßnahmen in den norddeutschen Verteilnetzen bedeutet nicht, dass in den norddeutschen Verteilnetzen auch die wesentlichen Netzengpässe lägen. Sie zeigt nur, in welchen Netzen das größte Abregelungspotential ist, vereinfacht gesagt, die meisten EE-Anlagen stehen.

3.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2017

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten 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 2016). Auf die Regelzone von TenneT entfallen danach ca. 45 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,5 Prozent, auf Amprion ca. 19,2 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 7,31 Prozent⁷.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abgeregelt werden, ist nicht damit gleichzusetzen, dass Amprion kein Einspeisemanagement anfordert und damit Kosten für Einspeisemanagement geltend machen kann. Bei erhöhter Windeinspeisung führt insbesondere die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen TenneT und Amprion zu von Amprion angeforderten EinsMan-Maßnahmen und der Abregelung von Anlagen in Norddeutschland.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Entschädigungszahlungen beziehen sich auf die Ausfallarbeit in der Regelzone und sind nicht die Entschädigungszahlungen, die von dem jeweils ausgewiesenen ÜNB zu tragen sind bzw. abgerechnet werden können.

⁷Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2017 und zweiten Quartal 2016

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2017				Quartal 2 2016			
TenneT	1.167,45	85,7%	127.712.444	87,3%	402,11	75,3%	40.362.221	74,1%
50Hertz	194,27	14,3%	18.497.522	12,6%	129,13	24,2%	13.898.889	25,5%
TransnetBW	0,74	0,1%	66.221	0,0%	0,43	0,1%	53.591	0,1%
Amprion	0,26	0,0%	29.257	0,0%	2,17	0,4%	120.190	0,2%
Gesamt	1.362,72	100,0%	146.305.443	100,0%	533,84	100,0%	54.434.890	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016

Die Entschädigungszahlungen in Tabelle 12 zeigen nicht die von den jeweiligen ÜNB zu tragenden, sondern die in der jeweiligen Regelzone auszahlenden Entschädigungen.

Es kann ohne weiteres vorkommen, dass beispielsweise Zahlungen an Anlagenbetreiber in einer Regelzone von einem anderen Netzbetreiber zu tragen sind. Tabelle 12 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen kongruent mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Im zweiten Quartal 2017 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 7,3 GWh verteilt über vier Bundesländer. Im Vergleich mit dem zweiten Quartal 2016 ist hier für 2017 eine Erhöhung um rund 5,1 GWh festzustellen. Da dieser Verteilernetzbetreiber auch Abregelungen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG vorgenommen hat, sind in den 7,3 GWh nicht nur Mengen enthalten, die entschädigungslos abgeregelt wurden. In der Gesamtjahresbetrachtung 2017 wird eine Differenzierung dieser Mengen erfolgen.

Die Verteilung der abgeregelt Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2017

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Erdgas	4,34	59,2%
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	2,99	40,8%
Gesamt	7,33	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im zweiten Quartal 2017

In der nachfolgenden Abbildung ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen.

**Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2017
und zweiten Quartal 2016**

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	Quartal 2 2017	Quartal 2 2016
Sachsen-Anhalt	5,17	70,6%	0,16	7,3%
Brandenburg	2,05	28,0%	-	0,0%
Sachsen	0,10	1,4%	0,54	24,5%
Thüringen	-	0,0%	0,01	0,5%
Hessen	-	0,0%	0,20	8,8%
Bayern	-	0,0%	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	0,0%	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%	-	0,0%
Mecklenburg-Vorpommern	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%
Schleswig-Holstein	-	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	7,33	100%	2,21¹	100%

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

**Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2017 gegen-
über dem zweiten Quartal 2016**

4 Drittes Quartal 2017

4.1 Redispatch⁸

4.1.1 Gesamtentwicklung

Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste im Zeitraum zwischen dem 1. Juli und dem 30. September 2017 ein Volumen von ca. 1.013 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich ebenfalls auf ca. 1.013 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im dritten Quartal 2017 rund 2.026 GWh.

Für das dritte Quartal wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von rund 2.859 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 und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 91 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen in dem Quartal auf rund 57,7 Mio. Euro taxiert. Im Vergleich zum dritten Quartal 2016 ist die Dauer um 580 Stunden (Q3 2016: 2.279 Stunden), die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 574 GWh gestiegen (Q3 2016: 1.452 GWh). Die geschätzten Kosten stiegen ebenfalls deutlich um etwa 30,7 Mio. Euro (Q3 2016: 27,0 Mio. Euro). Dabei kam es in den Regelzonen aller vier ÜNB zu einer Zunahme dieser Einsätze.

Nachfolgende Tabelle 15 fasst die Angaben zum Redispatch im dritten Quartal 2017 zusammen. Abbildung 3 stellt die Redispatchmaßnahmen im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

⁸ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2017

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	2.284	646	1.292	35,8
Regelzone 50Hertz	354	320	639	16,7
Regelzone TransnetBW	112	12	25	1,2
Regelzone Amprion	110	35	70	3,9
Gesamt	2.859	1.013	2.026	57,7

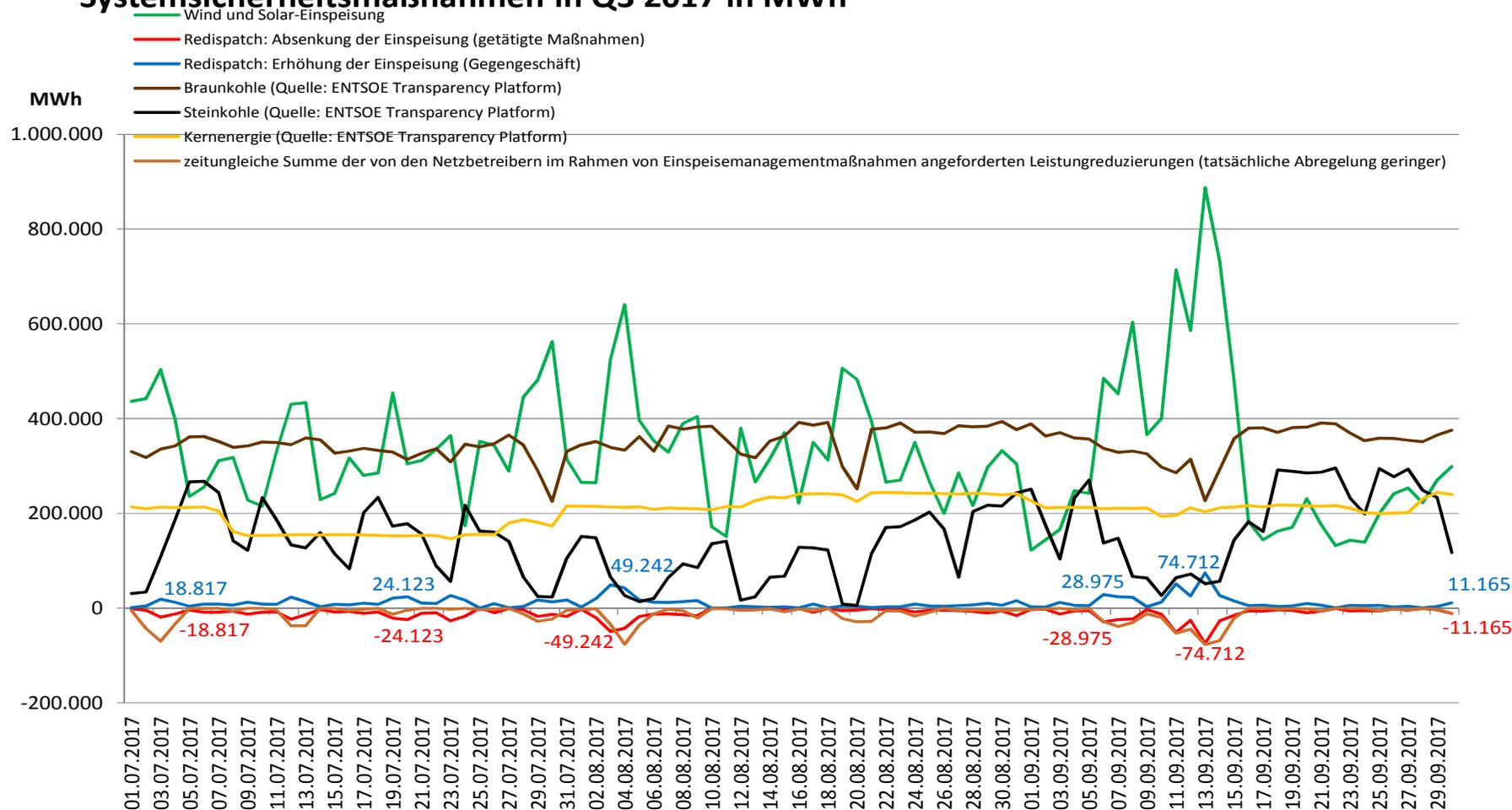
¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2017

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in Q3 2017 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: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im dritten Quartal 2017

4.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im dritten Quartal 2017 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 1.777 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 822 GWh veranlasst. Davon entfielen 1.262 Stunden (77 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug (Tabelle 4).

Im Vergleich zum dritten Quartal 2016, in dem der Redispatchbedarf gering war, ist die Dauer deutlich um 793 Stunden (Q3 2016: 984 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 306 GWh gestiegen (Q3 2016: 516 GWh).

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Gebiet Bärwalde (Graustein-Bärwalde, Bärwalde-Schmölln)	50Hertz	202	230	230
2	Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	172	118	118
3	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter)	TenneT	161	113	113
4	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/ Amprion	112	39	39
5	Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Godenau, Lehrte-Erzhausen-Hardegsen-Göttingen, Lehrte-Wahle)	TenneT	105	19	19
6	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	96	39	39
7	Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	93	54	54
8	Großkrotzenburg Transformator	TenneT	68	8	8
9	Gebiet Mehrum-Hallendorf (Mehrum - Gleidingen - Hallendorf, Mehrum - Hallendorf)	TenneT	67	12	12
10	Großkrotzenburg-Dettingen /Amprion-Zone	TenneT/ Amprion	54	18	18
11	Röhrsdorf-Hradec (CZ)	50Hertz	46	40	40
12	Donau Ost/West (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen, Vöhringen-Dellmensingen)	Amprion/ TransnetBW	36	9	9
13	Sottrum - Blockland	TenneT	27	4	4
14	Borken-Waldeck-Twistetal	TenneT	23	7	7

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2017

Tabelle 16 zeigt, dass die am stärksten belasteten Netzelemente im dritten Quartal 2017 im Gebiet Bärwalde in der Regelzone von 50Hertz und in der TenneT-Regelzone im Gebiet Pleinting- bzw. Altheim-Sankt Peter (AT) an der Grenze zu Österreich lagen.

Auffällig ist die deutlich gesunkene Belastung auf dem Netzelement Remptendorf-Redwitz. Der sich abzeichnende Trend der ersten beiden Quartale 2017 nach der Teilinbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ setzt sich auf diesem Netzelement auch diesmal fort, die Menge der Einspeisereduzierung ist im Vergleich zum dritten Quartal 2016 um 283 GWh zurückgegangen (Q3 2016: 337 GWh). Die „Thüringer Strombrücke“ ist darüber hinaus am 14. September 2017 vollständig in Betrieb gegangen, über mögliche weitere entlastende Wirkungen kann ab Q4 2017 berichtet werden.

Von den ÜNB wurden weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 515 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 in Abbildung 4 ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der obigen Tabelle 16 ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

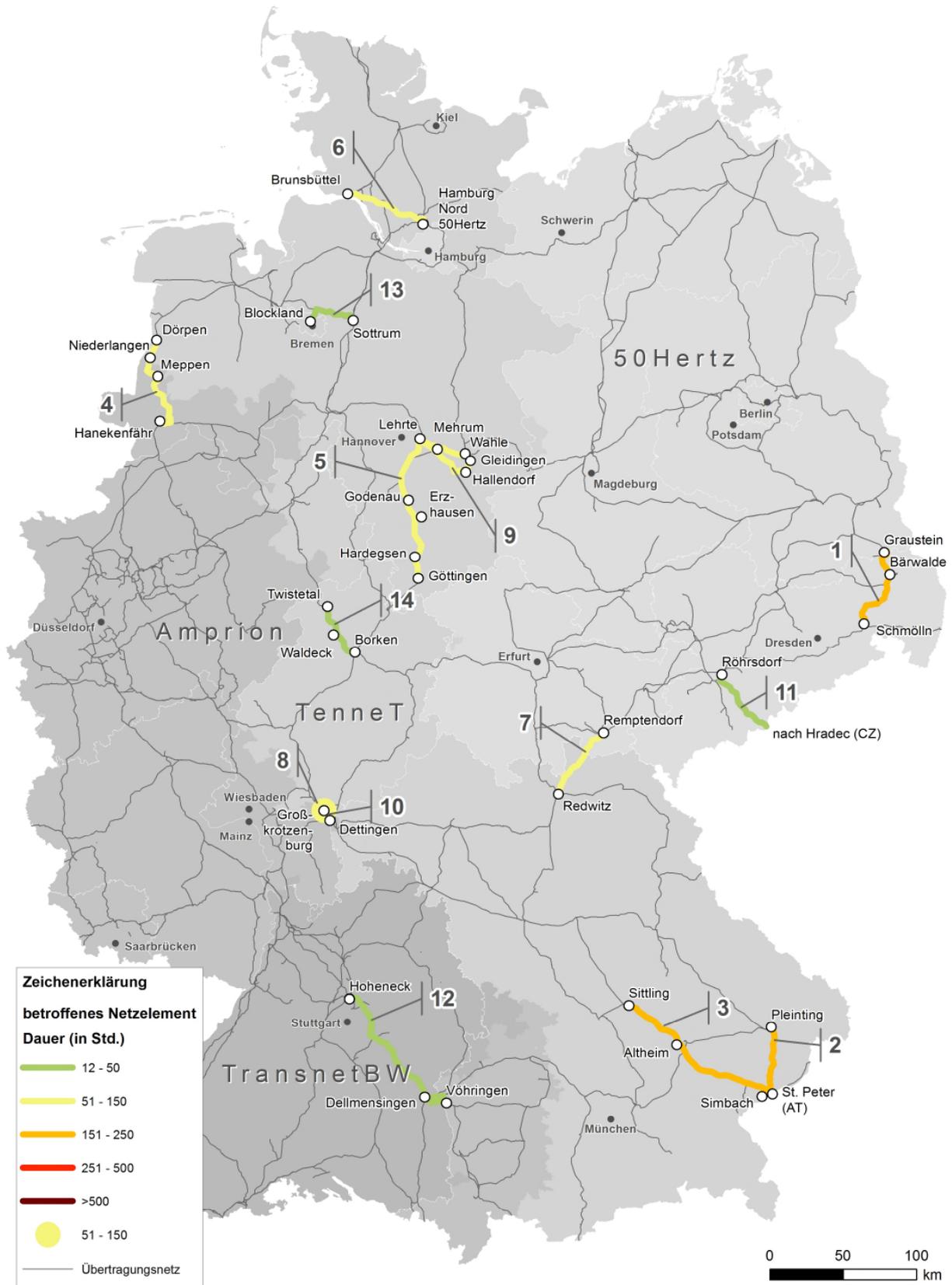


Abbildung 4: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB

4.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im dritten Quartal 2017 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 1.082 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 191 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte ebenfalls in Höhe von ca. 191 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum dritten Quartal 2016 auf einem ähnlichen Niveau. Die Dauer ist im ersten Quartal 2017 um 212 Stunden (Q3 2016: 1.294 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen ist um 19 GWh gesunken (Q3 2016: 210 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁹

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2017¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	818	165
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	370	68
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	434	97
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	14	<1
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	170	18
davon Netzgebiet Oberbayern	170	18
Regelzone TransnetBW (Gebiet Altbach, Gebiet Daxlanden, Gebiet Grossgartach)	94	8

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 17: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2017

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt eine niedrigere Last 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.

⁹ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

4.2 Einsatz Netzreservekraftwerke

Insgesamt wurden im dritten Quartal 2017 an 9 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 322 MW und einer Gesamtarbeit von rund 67 GWh getätigt. Dabei handelte es sich ausschließlich um Testfahrten und Probestarts. Die Abrufkosten wurden von den ÜNB auf 3,2 Mio. Euro geschätzt.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im dritten Quartal 2017

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Juli	4	398	15.275
August	9	263	44.986
September	1	545	6.268
Gesamt	14	322	66.529

Quelle: Meldungen der ÜNB über die initiale Anforderung der Reservekraftwerke

Tabelle 18: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2017

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im dritten Quartal 2017 wurden durch die ÜNB und VNB rund 434 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 46 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit dem dritten Quartal 2016, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 117 GWh (Q3 2016: 551 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 10 Mio. Euro (Q3 2016: 56 Mio. Euro).

4.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017 nach Bundesländern

Rund 57 Prozent der Ausfallarbeit und der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im dritten Quartal 2017 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen und Brandenburg mit fünfzehn bzw. 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 dritten Quartal 2017 und dritten Quartal 2016 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		
			Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro			Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
Quartal 3 2017					Quartal 3 2016				
Schleswig-Holstein	245,98	56,7%	26.792.521	58,5%	439,89	79,8%	44.094.178	78,8%	
Niedersachsen	63,61	14,7%	7.529.620	16,5%	19,33	3,5%	1.881.627	3,4%	
Brandenburg	49,76	11,5%	5.415.850	11,8%	38,86	7,1%	4.751.253	8,5%	
Sachsen-Anhalt	34,90	8,0%	2.011.540	4,4%	6,77	1,2%	591.581	1,1%	
Mecklenburg-Vorpommern	16,66	3,8%	1.667.826	3,6%	37,13	6,7%	3.650.572	6,5%	
Rheinland-Pfalz	9,63	2,2%	861.284	1,9%	7,14	1,3%	786.852	1,4%	
Thüringen	7,36	1,7%	918.156	2,0%	0,26	0,0%	24.000	0,0%	
Nordrhein-Westfalen	4,69	1,1%	433.855	0,9%	0,27	0,0%	59.859	0,1%	
Sachsen	0,73	0,2%	66.592	0,1%	0,61	0,1%	61.881	0,1%	
Baden-Württemberg	0,52	0,1%	45.114	0,1%	0,56	0,1%	53.704	0,1%	
Bayern	0,15	0,0%	28.606	0,1%	0,31	0,1%	19.601	0,0%	
Hessen	0,01	0,0%	675	0,0%	-	-	-	-	
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-	
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	434,01	100%	45.771.639	100%	551,12	100%	55.975.109	100%	

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016

Wie im zweiten Quartal gilt es auch für das dritte Quartal auf Folgendes hinzuweisen: Der hohe Anteil von Abregelungen in Ländern wie Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt heißt nicht zwingend, dass in diesen Ländern der Netzausbau unzureichend vorangetrieben würde. Die für die Maßnahmen ursächlichen Netzengpässe müssen nicht in den Gebieten liegen, in denen die Abregelungen erforderlich werden. Der hohe Umfang der Maßnahmen in den norddeutschen Bundesländern spiegelt neben den Engpässen auch das in diesen Ländern vorhandene Erzeugungs- und Abregelungspotential wieder.

Die Rangverschiebung von Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern kann daher sowohl mit unterschiedlichen Fortschritten beim Netzausbau als auch mit unterschiedlichem Zubau an Erneuerbaren Energien erklärt werden. In Bezug auf Niedersachsen ist auf folgendes hinzuweisen: Mit 63,61 GWh zeigt sich auch im dritten Quartal 2017 eine Zunahme abgeregelter Mengen in Niedersachsen im Vergleich zum dritten Quartal 2016 (Q3 2016: 19,33 GWh). Im dritten Quartal 2015 wurden in Niedersachsen aber bereits 56,74 GWh abgeregelt, was die Zunahme in 2017 relativiert. Des Weiteren verzeichnete Niedersachsen im Ländervergleich die höchste Zubaurate neuer Windenergieanlagen im Jahr 2016 was folglich auch zu erhöhter Windenergie Einspeisung im Jahr 2017 beiträgt.¹⁰ Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahmen dürfte mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit das Netzelement Dörpen West-nach Hanekenfähr (380kv Leitung), das Niedersachsen (TenneT) mit Nordrhein-Westfalen (Amprion) verbindet, gewesen sein.

4.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2017

Mit rund 77 Prozent der Ausfallarbeit und rund 67 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 rund vierzehn Prozent der Ausfallarbeit fallen im dritten Quartal 2017 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 21 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum dritten Quartal 2016 hat sich der Energieträger Wind auf See (offshore) vom vierten auf den zweiten Rang in der Menge der Abregelung verschoben. Diese Entwicklung hatte sich bereits in der Gesamtjahresbetrachtung 2016 und den ersten Quartalen 2017 gezeigt und ist mit dem starken Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2015 und 2016 zu begründen.

Die Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle dargestellt.

¹⁰ Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2017 und dritten Quartal 2016

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Quartal 3 2017	Quartal 3 2016			Quartal 3 2017	Quartal 3 2016
Wind (onshore)	336,05	77,4%	30.745.977	67,2%	497,90	90,3%	44.830.064	80,1%
Wind (offshore)	62,35	14,4%	9.677.377	21,1%	0,89	0,2%	177.400	0,3%
Solar	20,60	4,7%	4.631.769	10,1%	48,01	8,7%	10.517.680	18,8%
Biomasse einschl. Biogas	14,64	3,4%	689.666	1,5%	3,99	0,7%	424.918	0,8%
KWK-Strom	0,20	0,0%	11.253	0,0%	0,23	0,0%	16.381	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,09	0,0%	6.557	0,0%	0,03	0,0%	2.452	0,0%
Laufwasser	0,09	0,0%	9.041	0,0%	0,06	0,0%	6.215	0,0%
Gesamt	434,01	100%	45.771.639	100%	551,12	100%	55.975.109	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016

4.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017

Bei 85 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei 15 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. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet.

Dies kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach ist der weit überwiegende Teil der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Es ist zu vermuten, dass sich diese Verteilung im dritten Quartal 2017 ähnlich darstellt. Für das dritte Quartal 2017 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	67,03	366,98
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	15,4%	84,6%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	10.150.057	35.621.582
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	22,2%	77,8%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	n.V.	n.V.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.V.	n.V.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017

Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelter erneuerbarer Erzeugung darf auch hier nicht zu dem Rückschluss führen, dass die Ursache der Abregelung überwiegend im Verteilernetz zu sehen ist. Hier zeigt sich wiederum nur, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Übertragungsnetze Abregelungen im Verteilernetz erfordern.

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016 dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2017 und dritten Quartal 2016

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Quartal 3 2017	Prozentuale Verteilung			Quartal 3 2016	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	44,96	67,1%	6.673.900	65,8%	1,05	72,4%	193.400,00	82,7%
Niedersachsen	17,39	25,9%	3.003.477	29,6%	-	-	-	-
Brandenburg	4,68	7,0%	472.680	4,7%	0,40	27,6%	40.400,00	17,3%
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	67,03	100%	10.150.057	100%	1,45	100%	233.800	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2017 und dritten Quartal 2016

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung		
Quartal 3 2017					Quartal 3 2016				
Schleswig-Holstein	201,02	54,8%	20.118.621	56,5%	438,84	79,8%	43.900.778	78,8%	
Niedersachsen	46,22	12,6%	4.526.143	12,7%	19,33	3,5%	1.881.627	3,4%	
Brandenburg	45,08	12,3%	4.943.170	13,9%	38,46	7,0%	4.710.853	8,5%	
Sachsen-Anhalt	34,90	9,5%	2.011.540	5,6%	6,77	1,2%	591.581	1,1%	
Mecklenburg-Vorpommern	16,66	4,5%	1.667.826	4,7%	37,13	6,8%	3.650.572	6,5%	
Rheinland-Pfalz	9,63	2,6%	861.284	2,4%	7,14	1,3%	786.852	1,4%	
Thüringen	7,36	2,0%	918.156	2,6%	0,26	0,0%	24.000	0,0%	
Nordrhein-Westfalen	4,69	1,3%	433.855	1,2%	0,27	0,0%	59.859	0,1%	
Sachsen	0,73	0,2%	66.592	0,2%	0,61	0,1%	61.881	0,1%	
Baden-Württemberg	0,52	0,1%	45.114	0,1%	0,56	0,1%	53.704	0,1%	
Bayern	0,15	0,0%	28.606	0,1%	0,31	0,1%	19.601	0,0%	
Hessen	0,01	0,0%	675	0,0%	-	-	-	-	
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-	
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	366,98	100%	35.621.582	100%	549,67	100%	55.741.309	100%	

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016

Parallel zu den Klarstellungen zu Tabelle 7 und Tabelle 9 gilt auch hier: Der hohe Umfang der Einspeisemanagementmaßnahmen in den norddeutschen Verteilnetzen bedeutet nicht, dass in den norddeutschen Verteilnetzen auch die wesentlichen Netzengpässe lägen. Sie zeigt nur, in welchen Netzen das größte Abregelungspotential besteht.

4.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2017

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2017 gegenüber dem 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 2016). Auf die Regelzone von TenneT entfallen danach ca. 45 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,5 Prozent, auf Amprion ca. 19,2 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 7,31 Prozent¹¹.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abgeregelt werden, ist nicht damit gleichzusetzen, dass Amprion keine EinsMan-Maßnahmen anfordert und Kosten für diese geltend machen kann. Bei erhöhter Windeinspeisung führt insbesondere die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen TenneT und Amprion zu von Amprion angeforderten EinsMan-Maßnahmen.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Entschädigungszahlungen beziehen sich auf die Ausfallarbeit in der Regelzone und sind nicht die Entschädigungszahlungen, die von dem jeweils ausgewiesenen ÜNB zu tragen sind bzw. abgerechnet werden können.

¹¹Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2017 und dritten Quartal 2016

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2017				Quartal 3 2016			
TenneT	314,78	72,5%	34.754.371	75,9%	460,51	83,6%	46.068.749	82,3%
50Hertz	107,20	24,7%	9.903.512	21,6%	82,58	15,0%	9.000.937	16,1%
Amprion	11,51	2,7%	1.068.642	2,3%	7,41	1,3%	846.711	1,5%
TransnetBW	0,52	0,1%	45.114	0,1%	0,61	0,1%	58.711	0,1%
Gesamt	434,01	100%	45.771.639	100%	551,12	100%	55.975.109	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016

Die Entschädigungszahlungen in Tabelle 24 zeigen nicht die von den jeweiligen ÜNB zu tragenden, sondern die in der jeweiligen Regelzone auszahlenden Entschädigungen.

Es kann ohne weiteres vorkommen, dass beispielsweise Zahlungen an Anlagenbetreiber in einer Regelzone von einem anderen Netzbetreiber zu tragen sind.

Tabelle 24 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen kongruent mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Im dritten Quartal 2017 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 7,8 GWh verteilt über vier Bundesländer. Im Vergleich mit dem dritten Quartal 2016 ist hier für 2017 eine deutliche Erhöhung um rund 7,2 GWh festzustellen. Da einer der Verteilernetzbetreiber auch Abregelungen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG vorgenommen hat, sind in den 7,8 GWh nicht nur Mengen enthalten, die entschädigungslos abgeregelt wurden. In der Gesamtjahresbetrachtung 2017 wird eine Differenzierung dieser Mengen erfolgen.

Die Verteilung der abgeregelteten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im dritten Quartal 2017

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Erdgas	5,39	69,1%
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	2,41	30,9%
Gesamt	7,80	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2017

In der nachfolgenden Abbildung ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2017 und dritten Quartal 2016

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 3 2017		Quartal 3 2016	
Sachsen-Anhalt	6,07	78,0%	0,24	40,0%
Brandenburg	1,56	20,1%	0,14	23,8%
Sachsen	0,07	1,0%	0,22	36,2%
Thüringen	0,07	0,9%	-	0,0%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Bayern	-	0,0%	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	0,0%	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%	-	0,0%
Mecklenburg-Vorpommern	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%
Schleswig-Holstein	-	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	7,78	100%	0,60	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2017 gegenüber dem 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 § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG 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. Der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen hat deshalb 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 bis 2015 praktizierte 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. 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. Tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG.
3. 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 geschätzten 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.¹² 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 (präventiv) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativ). 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 Volllast 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.

¹² 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 Netzreservekraftwerke

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

Hierfür greifen die ÜNB auf Netzreservekraftwerke 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 (§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 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 auszus zahlen. 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: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im zweiten Quartal 2017	13
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB.....	16
Abbildung 3: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im dritten Quartal 2017	33
Abbildung 4: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2017.....	8
Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017	10
Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2017.....	12
Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2017.....	15
Tabelle 5: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2017	17
Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2017.....	18
Tabelle 7: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016.....	19
Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016.....	21
Tabelle 9: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2017	22
Tabelle 10: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016	25
Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016	26
Tabelle 12: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016.....	28
Tabelle 13: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im zweiten Quartal 2017	29
Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2017 gegenüber dem zweiten Quartal 2016	30
Tabelle 15: Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2017	32
Tabelle 16: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2017.....	34

Tabelle 17: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2017	37
Tabelle 18: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2017	38
Tabelle 19: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016	39
Tabelle 20: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016.....	41
Tabelle 21: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2017	42
Tabelle 22: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016	44
Tabelle 23: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016.....	46
Tabelle 24: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2017 gegenüber dem dritten Quartal 2016.....	48
Tabelle 25: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2017	49
Tabelle 26: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2017 gegenüber dem 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

22. Februar 2018

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)