



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Erstes Quartal 2018



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Erstes Quartal 2018

Stand: 23.10.2018

**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	Übersicht über durchgeführte Maßnahmen.....	7
3	Erstes Quartal 2018.....	10
3.1	Zusammenfassung für das erste Quartal 2018	10
3.1.1	Redispatch	10
3.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	10
3.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	10
3.1.4	Anpassungsmaßnahmen	11
3.2	Redispatchentwicklung im ersten Quartal 2018.....	11
3.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	14
3.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen	15
3.2.3	Countertrading.....	19
3.2.4	Einsatz Netzreserve	20
3.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	20
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im ersten Quartal 2018.....	25
3.3.1	Einspeisemanagement und Einspeisung Erneuerbarer Energien Anlagen	25
3.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	26
3.3.3	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	28
3.3.4	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	30
3.3.5	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	33
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im ersten Quartal 2018.....	35
4	Hintergrund.....	36
4.1	Redispatch	37
4.2	Netzreservekraftwerke	38
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	39
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	39
	Verzeichnisse.....	40
	Impressum.....	42

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. Allerdings dürfen die hohen Kosten, die durch die kurzfristigen Maßnahmen zur Behebung der Netzengpässe entstehen, nicht zu dem Missverständnis führen, neu installierte EE-Erzeugungsanlagen könnten nicht mehr ins Netz einspeisen. Rund 95 % der gesamten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung kann weiterhin verkauft, produziert und transportiert werden, wie man bereits an dem über die Jahre stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erkennt.

Der Trend aus dem vierten Quartal 2017 setzte sich auch zu Beginn des Jahres 2018 fort. Dabei nahm die Menge der Redispatchmaßnahmen weiter ab, die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) lag hingegen weiter auf einem hohen Niveau. Die gesamten Einspeisereduzierungen durch Redispatchmaßnahmen beliefen sich im ersten Quartal 2018 auf 1.729 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.055 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 625 GWh. Die Redispatchmengen sind u. a. aufgrund technisch bedingter Anfahr- und Abfahrampen nicht immer ganz ausgeglichen. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 3.232 GWh¹ angefordert (Q4 2017: 5.144 GWh). Der Anteil der Abregelungen an der gesamten Einspeisung aus konventionellen Energieträgern belief sich damit im ersten Quartal 2018 auf 1,9 Prozent. Die Abregelung erneuerbarer Energieträger durch Einspeisemanagement-Maßnahmen lag bei 1.971 GWh (Q4 2017: 2.307 GWh) und damit bei rund 3,8 Prozent der gesamten eingespeisten Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern². Dadurch lagen auch die geschätzten Entschädigungskosten für EinsMan-Maßnahmen mit rund 228 Mio. Euro über den Abrufkosten für Markt- und Reservekraftwerke im Rahmen von Redispatchmaßnahmen mit rund 82 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten für das gesamte Jahr 2018 liegen bei ca. 198 Mio. Euro.

Die unterschiedlichen Entwicklungen bei den Maßnahmen lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Zu den generellen Einflussfaktoren zählen die Veränderungen von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, das Engpassmanagement an den Grenzen und Wettereffekte. 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 der Abregelungsbedarf in den beiden Winterquartalen höher als in den Sommerquartalen.

¹ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

² Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesem Wert nicht enthalten. Die Ermittlung der Anteile erfolgt auf Basis der bei ENTSO-E veröffentlichten Daten für die tatsächliche Einspeisung. In den Werten für die Erneuerbare Erzeugung sind auch Anlagen ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG inbegriffen.

Seit dem vierten Quartal 2017 lässt sich ein Rückgang der Redispatchmaßnahmen feststellen, der insbesondere auf den Ausbau des Netzes an der Kuppelleitung zwischen der 50 Hertz und der TenneT Regelzone zurückzuführen ist (sogenannte Thüringer Strombrücke), zum anderen aber auch auf der effizienteren Redispatcheinsatzplanung durch die vier Übertragungsnetzbetreiber beruht. Außerdem wurde durch die Stromknoten-Verstärkung am Umspannwerk Brunsbüttel die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg erhöht, was zu einer weiteren Reduktion der Maßnahmen durch dieses vorher stark belastete Netzelement führte.

Zeitgleich stieg das Niveau der EinsMan-Maßnahmen im Laufe des Jahres 2017 weiter an und bleibt auch im ersten Quartal 2018 auf hohem Niveau. Die Zunahme dieser Maßnahmen ist insbesondere auf die weitere Inbetriebnahme von Offshore-Windparks im Jahr 2017 zurückzuführen, die zu einer Überlastung der Leitungen im Emsland führt. Da zur Entlastung dieser Leitungsabschnitte nur wenige konventionelle Kraftwerke zum Redispatch zur Verfügung stehen, müssen die Offshore-Windparks bei hohem Windaufkommen ganz oder teilweise abgeregelt werden.

Auch an dieser Stelle der Hinweis, dass aus dem Befund hoher und teurer Abregelungsmaßnahmen nicht geschlossen werden darf, die Erneuerbaren Anlagen würden nicht oder kaum genutzt. Bei den derzeitigen Abregelungsquoten werden weiterhin 90 bis 95 % der Produktionskapazitäten der Windenergieanlagen genutzt und erhöhen kontinuierlich den erneuerbaren-Anteil an der Stromproduktion. Bezogen auf die einzelne Anlage kann dies je nach Wetter- und Netzsituation natürlich deutlich anders sein.

In diesem Bericht wird für den Vorjahresvergleich zum Teil ein Vergleich zum vierten Quartal 2017 ergänzt, da im ersten Quartal 2017 verschiedene Umstände zu einem außergewöhnlich hohen Redispatchbedarf geführt hatten. Es ist deshalb nur bedingt für den Vorjahresvergleich geeignet.

Betrachtet werden verschiedene Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems:

Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten sowie Countertrading-Maßnahmen über Börsengeschäfte.

Netzreservekraftwerke: Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve unter Erstattung der Kosten.

Einspeisemanagement: Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzverträglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z.B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen. Diese Kosten oder Erlöse sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur bei den EinsMan-Entschädigungen zu berücksichtigen und zum Teil in den angegebenen geschätzten Entschädigungsansprüchen enthalten. Die Energiemengen für den Ausgleich sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt.

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.

Da zunehmend Maßnahmen der vier ÜNB gemeinsam auf Basis eines Optimierungsmodells angefordert werden, wurde das Meldeverfahren im Jahr 2017 erweitert. Das bisherige Meldeverfahren bildete nur Maßnahmen nach dem sogenannten Anfordererprinzip ab, das Maßnahmen erfasst, die durch einzelne Überlastungen in einer Regelzone getätigt werden („Einzelüberlastungsmaßnahmen“). Das neue Meldeverfahren fragt zusätzlich die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genauer ab und ermöglicht eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten.

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 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

Nachstehende Tabelle 1 fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie die unterschiedlichen Meldungen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das erste Quartal 2018 zusammen.

Tabelle 2 stellt einen vorläufigen Jahresvergleich von Kosten und Mengen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis einschließlich erstes Quartal 2018 auf. Abgebildet ist der aktuell der Bundesnetzagentur vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 31.07.2018.

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 zur Durchführung von Redispatch-, Netzreserve-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen resultieren aus der Quartalsberichterstattung an die - bzw. dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur. Die Redispatchmengen enthalten ab dem Jahr 2017 erstmals Abrufe aus dem 4-ÜNB Prozess.

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, präziserer Kostenwert. Die Werte für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken stammen aus den Meldungen an die Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve³.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2017 und 2018 teilweise noch vorläufig und somit nicht abschließend sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen.

³ Vgl. www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 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, § 13c 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 von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): Q1 2018: 3.232 GWh <u>relevante Vergleichs quartale:</u> Q1 2017: 9.890 GWh Q4 2017: 5.144 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): Q1 2018: 1.971 GWh <u>relevante Vergleichs quartale:</u> Q1 2017: 1.412 GWh Q4 2017: 2.307 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2018: 0,9 GWh <u>relevante Vergleichs quartale:</u> Q1 2017: 6,0 GWh Q4 2017: 24,2 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: Q1 2018: 82,3 Mio. EUR <u>relevante Vergleichs quartale:</u> Q1 2017: 299,2 Mio. EUR Q4 2017: 164,0 Mio. EUR	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2018: 228 Mio. EUR <u>relevante Vergleichs quartale:</u> Q1 2017: 141,9 Mio. EUR Q4 2017: 274,1 Mio. EUR	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

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.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im ersten Quartal 2018

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2018

	Redispatch			Netzreservkraftwerke			EinsMan		Anpassungen von Strom-einspeisung	
	Gesamtmenge Markt-kraftwerke in GWh ¹	Kosten-schätzung Redispatch in Mio. Euro ^{2,3}	Kosten-schätzung Counter-trading in Mio. Euro ³	Menge in GWh ⁴	Kosten-schätzung Abruf in Mio. Euro ³	Leistung ⁵ in MW	Jährliche Vorhalte-kosten in Mio. Euro ⁶	Menge Ausfall-arbeit in GWh ⁷	Schätzung Entschä-digungen in Mio. Euro	Menge in GWh
2015	15.436	411,9	23,5	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478	26,5
Quartal 1	3.329	119,0		95	13,4			1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811	36,0		53	3,4			737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336	88,6		–	0,8			815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961	158,9		403	39,8			2.036	201,8	6,6
2016	11.475	222,6	12,0	1.209	102,9	8.383	182,8	3.743	373	4,0
Quartal 1	3.895	51,8		695	55,6			1.524	149,1	0,7
Quartal 2	1.939	22,3		146	11,8			534	54,4	1,6
Quartal 3	1.452	27,0		2	1,7			551	56,0	0,05
Quartal 4	4.189	117,6		365	33,8			1.134	113,2	1,7
2017	18.456	391,6	29,0	2.129	183,9	11.430	293,3	5.518	610	34,5
Quartal 1	8.470	172,1	7,8	1.504	119,3			1.412	141,9	6,0
Quartal 2	3.192	70,7	0,3	53	5,6			1.364	146,4	2,2
Quartal 3	2.144	59,3	2,7	56	3,7			435	47,5	2,1
Quartal 4	4.649	94,5	15,8	515	53,7			2.307	274,1	24,2
2018						6.598	197,7			
Quartal 1	2.784	76,5	5,8	625	58,1			1.971	227,6	0,9
Quartal 2										
Quartal 3										
Quartal 4										

1 Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertrading- und Remedial Action-Maßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur.

2 Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen inkl. Kosten für Remedial Actions.

3 Die Gesamtjahreskosten können von der Summe der einzelnen Quartalswerten abweichen, da Aktualisierungen auf jährlicher Basis erfolgen. Wird die quartalsweise Aufschlüsselung nicht angezeigt, liegen die Werte abfragebedingt nur auf jährlicher Basis im Monitoring vor.

4 Abrufe der Netzreservkraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservkraftwerken wird nur erhöht.

5 Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservkraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Der Wert für 2018 ist vorläufig.

6 Gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Der Wert für 2018 ist vorläufig.

7 Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden.

Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis zum ersten Quartal 2018

3 Erstes Quartal 2018

3.1 Zusammenfassung für das erste Quartal 2018

3.1.1 Redispatch⁴

Seit der Gesamtjahresbetrachtung 2017 werden auch Redispatch-Einsätze mit abgebildet, die sich aus den frühzeitigen, modellbasierten Prozessen der vier ÜNB ergeben. Dieser Bericht unterteilt die Redispatchmengen deshalb in Einzelüberlastungsmaßnahmen und „4-ÜNB Vorab-Maßnahmen“. Bei beiden Maßnahmentypen werden sowohl Markt- als auch Reservekraftwerke abgerufen.

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im ersten Quartal 2018 auf 1.729 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.055 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 625 GWh⁵. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 76,5 Mio. Euro zzgl. rund 5,8 Mio. Euro für Countertrading Maßnahmen. Die Kosten im ersten Quartal 2018 liegen damit weit unter den Kosten im ersten Quartal 2017 (Q1 2017: 172,1 Mio. Euro) und sanken auch im Vergleich zum vierten Quartal 2017 weiter (Q4 2017: 94,5 Mio. Euro).

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 3.232 GWh⁶ angefordert. Davon wurden 1.725 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 1.507 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen.

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen lag die Dauer der Belastungen mit 2.089 Stunden auf sehr niedrigem Niveau (Q1 2017: 4.342 Stunden; Q4 2017: 3.756 Stunden). Die Dauer der Überlastung lässt sich nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen darstellen.

3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke⁷

Insgesamt wurden im ersten Quartal 2018 an 57 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 625 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 58,1 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem niedrigeren Niveau als im ersten Quartal 2017 (Q1 2017: 64 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 879 GWh verringert (Q1 2017: 1.504 GWh).

3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im ersten Quartal 2018 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 1.971 GWh auf dem bislang höchsten Niveau in einem ersten Quartal, liegt aber unter dem Höchstwert des vierten Quartals 2017 (Q4 2017: 2.307 GWh). Vergleicht man diesen Wert mit dem ersten Quartal 2017, ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 559 GWh (Q1 2017: 1.412 GWh)

⁴ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

⁵ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

⁶ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

⁷ Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das erste Quartal 2018 auf rund 228 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum ersten Quartal 2017 um rund 85,7 Mio. Euro gestiegen (Q1 2017: 141,9 Mio. Euro).

3.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im ersten Quartal 2018 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in den Bundesländern Sachsen-Anhalt und Brandenburg zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in geringem Umfang von rund 0,93 GWh.

Im Vergleich zum ersten Quartal 2017 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 5,07 GWh verringert (Q1 2017: 6,0 GWh)⁸. Die per definitionem entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

3.2 Redispatchentwicklung im ersten Quartal 2018

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im ersten Quartal 2018 auf 1.729 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.055 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 625 GWh⁹. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 3.232 GWh¹⁰ angefordert.

Im Vergleich zum ersten Quartal 2017 ist die Menge der Anforderungen demnach stark zurückgegangen. Allerdings war das erste Quartal 2017 durch eine Ausnahmesituation von Anfang Januar bis Anfang Februar gekennzeichnet. Die starke Belastung der Stromnetze in diesem Zeitraum kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden. Dazu beigetragen hatten unter anderem eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland mit hohen Flüssen vor allem in Richtung Süd-Westen, eine europaweite Kälteperiode, einhergehend mit einer hohen Last und eine geringe Erzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen bei gleichzeitigen Nichtverfügbarkeiten insbesondere von nuklearen Kraftwerken.

Seit dem vierten Quartal 2017 lässt sich ein Rückgang der Redispatchmaßnahmen feststellen, der sich im ersten Quartal 2018 weiter fortsetzt. Dies ist insbesondere auf den Ausbau des Netzes an der Kuppelleitung zwischen der 50 Hertz und der TenneT Regelzone in Thüringen zurückzuführen (sogenannte Thüringer Strombrücke), zum anderen beruht der Rückgang aber auch auf der effizienteren Redispatcheinsatzplanung durch die vier Übertragungsnetzbetreiber. Zudem wurde durch die Stromknoten-Verstärkung am Umspannwerk Brunsbüttel die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg erhöht, was zu einer weiteren Reduktion der Maßnahmen durch dieses vorher stark belastete Netzelement führte.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im ersten Quartal 2018 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 76,5 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unten 3.2.3]) und damit weit unter den Kosten für das erste Quartal 2017 (Q1 2017: 172,1 Mio. Euro). Auch im Vergleich zum vierten Quartal 2017 sanken die Kosten weiter (Q4 2017: 94,5 Mio. Euro).

⁸ Die Menge der Anpassungsmaßnahmen für das Jahr 2016 wurde angepasst, weil ein Verteilernetzbetreiber eine Korrekturmeldung vorgenommen hat.

⁹ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

¹⁰ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

Die Verteilung dieser Kosten auf die vier ÜNB ist in Tabelle 3 dargestellt.

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im ersten Quartal 2018

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	61,0
Regelzone 50Hertz	9,2
Regelzone TransnetBW	0,2
Regelzone Amprion	6,1
Gesamt	76,5

Tabelle 3 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im ersten Quartal 2018

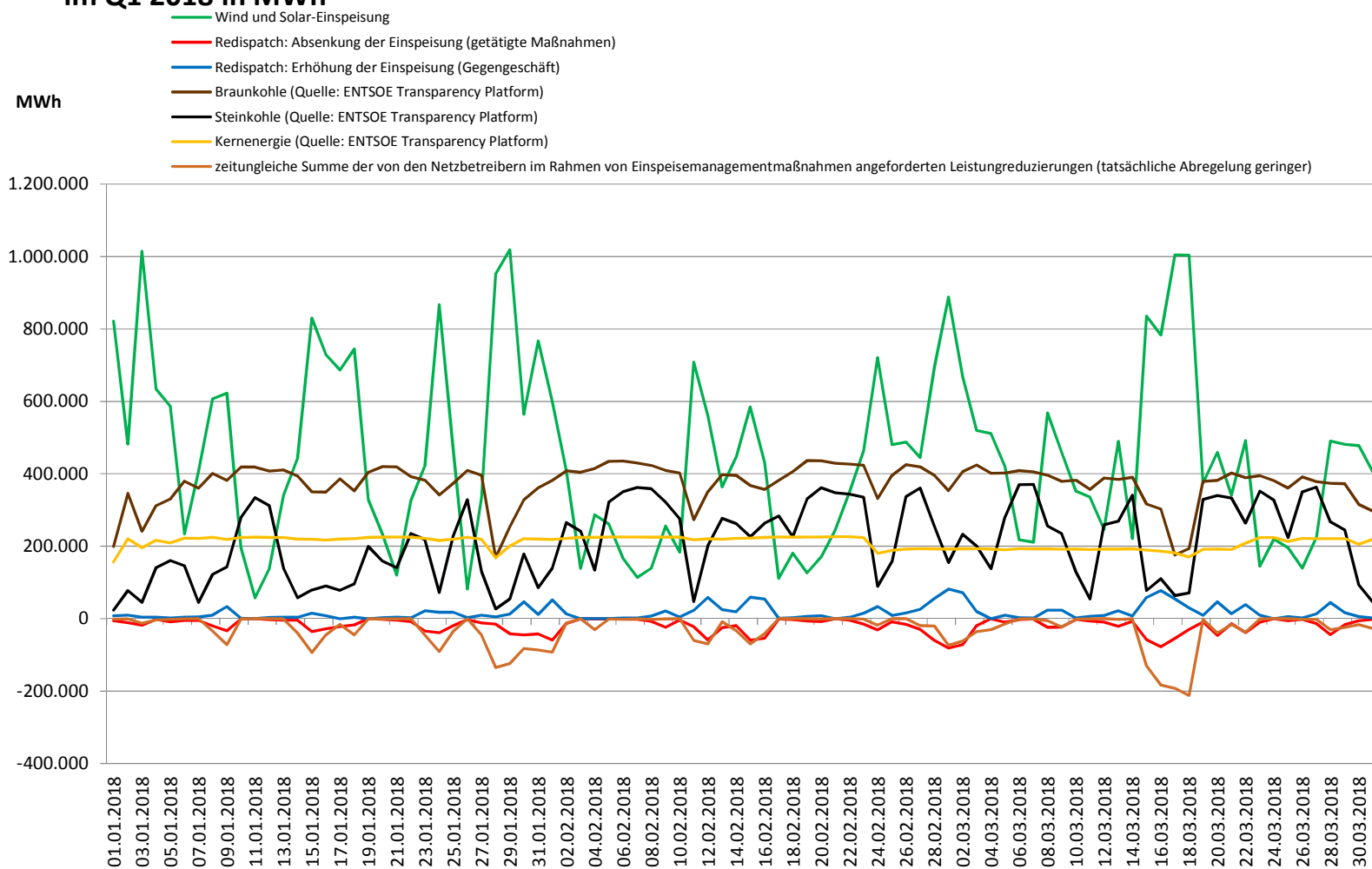
Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen die in einer Regelzone auftreten und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

Da diese 4-ÜNB-Maßnahmen in 2017 stark an Bedeutung gewonnen hatten, wurde von der Bundesnetzagentur in Absprache mit den ÜNB ein neues Meldeverfahren etabliert, welches die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt und eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten ermöglicht.

Im ersten Quartal 2018 wurden rund 53 Prozent der Redispatchmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone durchgeführt. Auf die 4-ÜNB Maßnahmen entfielen die restlichen 47 Prozent der Maßnahmen.

Abbildung 1 stellt die Redispatchmaßnahmen aller Maßnahmenarten im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q1 2018 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 ersten Quartal 2018

3.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig, um Netzreservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultieren sowohl Anforderungen von Netzreservekraftwerken als auch die Einsatzplanung für Marktkraftwerke, die nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden. Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 868 GWh abgeregelt und 639 GWh heraufgefahren (in Summe 1.507 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 47 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatchmaßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB Prozess gemeldet.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Eine Indikation besonders überlasteter Netzelemente bieten die Dauer und Auslastungsfaktoren der Leitungen aus den Modellergebnissen. Tabelle 4 zeigt dabei diejenigen Netzelemente oder Netzgebiete, die im zweiten Berechnungslauf der Modellierung für das erste Quartal 2018 in der Dauer der Auslastung Werte größer als 100 Stunden aufzeigten.

Dabei zeigt sich zum Teil eine Übereinstimmung der Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen auslösen, mit den unter 3.2.2 dargestellten Netzelementen.

Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), erstes Quartal 2018

Betroffenes Netzelement	Regelzone
Landesbergen-Sottrum	TenneT
Sottrum-Huntorf-Conneforde-Unterweser gelb/rot	TenneT
Sottrum-Dollern	TenneT
Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion
Dipperz-Mecklar	TenneT
Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT
Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT
Grohnde-Würgassen	TenneT
Bergshausen-Borken	TenneT
Irsching Transformator	TenneT
Bärwalde-Schmölln	50Hertz
Gebiet Ovenstädt (Landesbergen-Ovenstädt, Eickum-Ovenstädt, Bechterdissen-Ovenstädt)	TenneT
Knapsack_Sechtem-Walberberg	Amprion
Etzenricht-Mechlenreuth-Redwitz	50Hertz

Tabelle 4 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), 1. Quartal 2018

3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Überlastungen in einer ÜNB Regelzone (bei Kuppelleitungen auch regelzonenübergreifend) umfasste im ersten Quartal 2018 ein Volumen von ca. 861 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 864 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im ersten Quartal 2018 rund 1.725 GWh.

Für das erste Quartal 2018 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 2.089 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 74 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle fasst die Angaben zum Redispatch durch Überlastungen in einer Regelzone im ersten Quartal 2018 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im ersten Quartal 2018

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	1.859	777	1.554
Regelzone 50Hertz	44	15	31
Regelzone TransnetBW	18	0	4
Regelzone Amprion	169	68	137
Gesamt	2.089	861	1.725

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.

Tabelle 5: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im ersten Quartal 2018

3.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im ersten Quartal 2018 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 1.757 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 799 GWh veranlasst.

Für diese Maßnahmen ist im Vergleich zum ersten Quartal 2017 die Dauer deutlich um 2.382 Stunden (Q1 2017: 4.139 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierungen durch strombedingten Redispatch um 1.937 GWh gesunken (Q1 2017: 2.736 GWh).

Tabelle 6 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die am stärksten belasteten Netzelemente im ersten Quartal 2018 die Leitungen im Gebiet Landesbergen waren. Die Belastung dieser Netzelemente hat im Vergleich zum Vorjahr stark zugenommen (Einspeisereduzierungen: Q1 2018: 205 GWh; Q4 2017: 74 GWh; Q1 2017: 33 GWh).

Weiterhin hoch waren die Überlastungen im Gebiet Dörpen. Die dortigen Leitungen von Dörpen nach Hanekenfähr, welche insbesondere Offshore-Strom von Windparks aus der Nordsee transportieren, waren die im ersten Quartal 2018 am zweithäufigsten betroffenen Netzelemente. Im Vergleich zum vierten Quartal 2017 ist die Abregelungsmenge durch Redispatchmaßnahmen, die aufgrund dieser Leitungen durchgeführt wurden, jedoch gesunken (Einspeisereduzierungen: Q1 2018: 128 GWh; Q4 2017: 291 GWh).

Die Nummerierung der in Tabelle 6 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 2), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2018

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	342	205	205
2	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/ Ampri on	309	128	128
3	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	136	63	63
4	Borken-Gießen-Karben	TenneT	104	46	46
5	Lehrte - Godenau	Tennet	91	15	15
6	Gebiet Smbach-St. Peter(AT) (Altheim)	TenneT	88	75	75
7	Dollern-Wilster	TenneT	73	42	42
8	Irsching-Zolling (Zolling Transformator, Irsching Transformator)	TenneT	56	9	9
9	Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz/ TenneT	35	17	17
10	Gebiet Altheim-Sttling	TenneT	32	9	9
11	Brunsbüttel-Büttel	TenneT	31	14	14
12	Sottrum-Dollern	TenneT	24	9	9
13	Gebiet Mikulowa (PSE-Netz, PL)(Mikulowa, Mikulowa-Czarna, Hagenwerder-Mikulowa, Mikulowa-Swiebodzice)	50Hertz	23	6	6
14	Ingolstadt - Raitersaich	TenneT	12	10	10

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2018

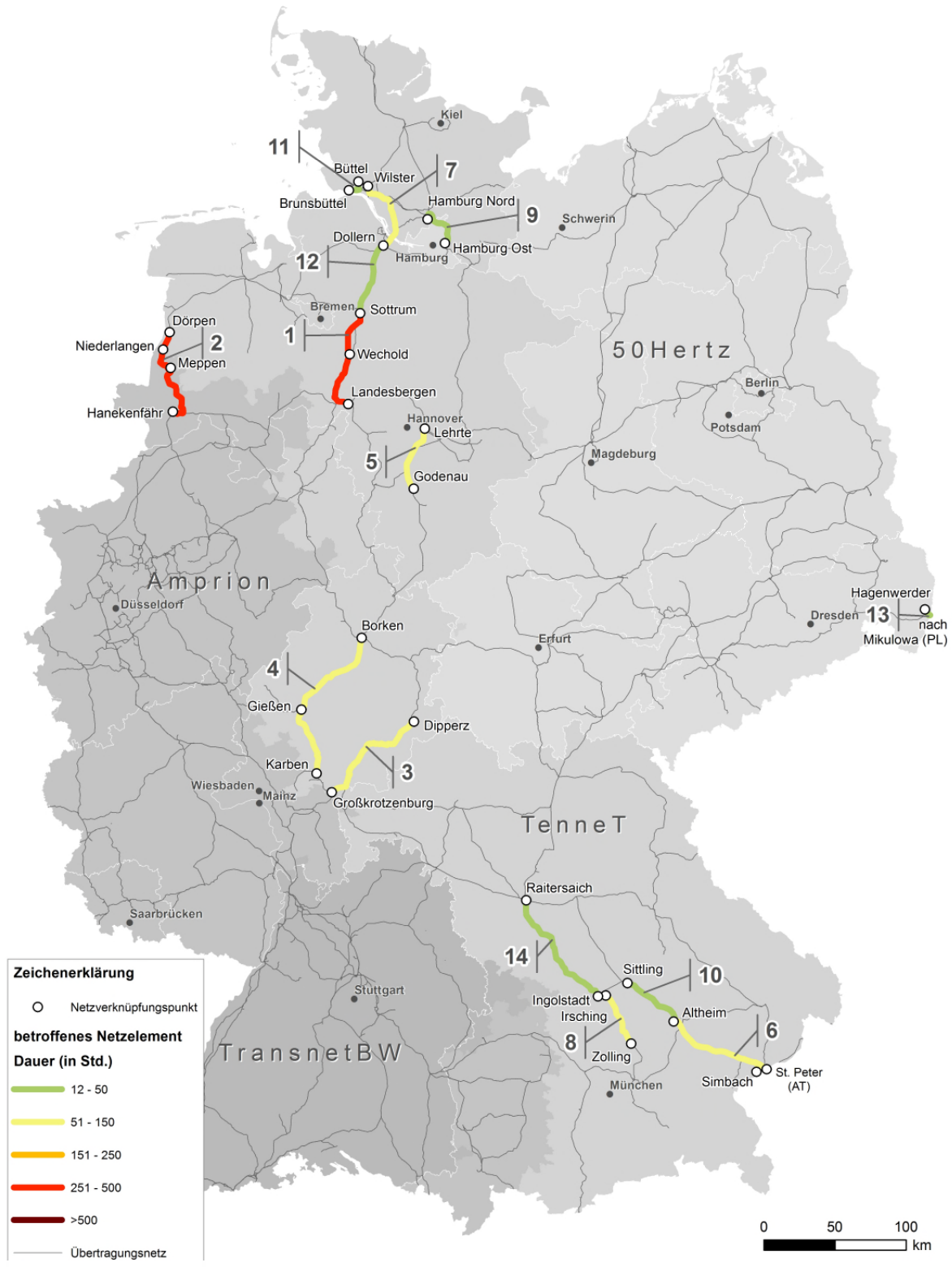


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

3.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im ersten Quartal 2018 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen nach dem Anfordererprinzip von insgesamt etwa 322 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 61 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 63 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum ersten Quartal 2017 auf einem ähnlichen Niveau. Die Dauer ist im Vergleich zum ersten Quartal 2017 um 119 Stunden (Q1 2017: 203 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen (ohne Gegengeschäft) ist um 18 GWh gestiegen (Q1 2017: 43 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 7 zu entnehmen.¹¹

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.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2018¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	314	61
davon Ovenstädt-Becherdissen-Borken	235	43
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	79	18
Regelzone TransnetBW	8	2
davon Gebiet Altbach-Wendlingen	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 7: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2018

3.2.3 Countertrading

Anders als beim herkömmlichen Redispatch, bei dem spezifische Kraftwerke abgeregelt bzw. hochgefahren werden, verfolgen Countertrading-Maßnahmen das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten.

¹¹ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

Countertrading-Maßnahmen machten im ersten Quartal 2018 rund 341 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 26,6 Mio. Euro.

3.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im ersten Quartal 2018 an 57 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 625 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 58,1 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten für das Gesamtjahr 2018 belaufen sich auf 197,7 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem niedrigeren Niveau als im ersten Quartal 2017 (Q1 2017: 64 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 879 GWh verringert (Q1 2017: 1.504 GWh).

Tabelle 8 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2018. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztage. Dieser Durchschnittswert war im März 2018 mit 660 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 1.665 MW im Januar 2018.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2018

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Januar	16	570	1.665	174.133
Februar	16	547	1.134	155.387
März	25	660	1.379	295.214
Gesamt	57			624.734

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2018

3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im ersten Quartal 2018 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 2.880 GWh (1.440 GWh Einspeisereduzierungen und 1.440 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung – und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen auch Marktkraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet. Netzreservekraftwerke im Ausland sind wiederum in der Betrachtung enthalten, da diese direkt vom deutschen ÜNB angewiesen werden.

Wie Abbildung 3 zeigt, werden zum Redispatch Kraftwerke mit unterschiedlichen Energieträgern herangezogen. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei 50 Prozent der abgesenkten Mengen im ersten Quartal 2018. Bei den Einspeiserhöhungen spielen Braunkohlekraftwerke keine Rolle. Hier werden

insbesondere Erdgaskraftwerke eingesetzt, die mit 49 Prozent am meisten für Einspeiserhöhungen herangezogen wurden. Ein Teil der Redispatcharbeit wird auch an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst. Bei Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern betrieben werden, kann nur ein Hauptenergieträger gemäß der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur ausgewertet werden. In diesem Fall wird die Redispatchmenge dem Hauptenergieträger zugeordnet.

Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im ersten Quartal 2018 (inkl. ausländische Reservekraftwerke) in GWh

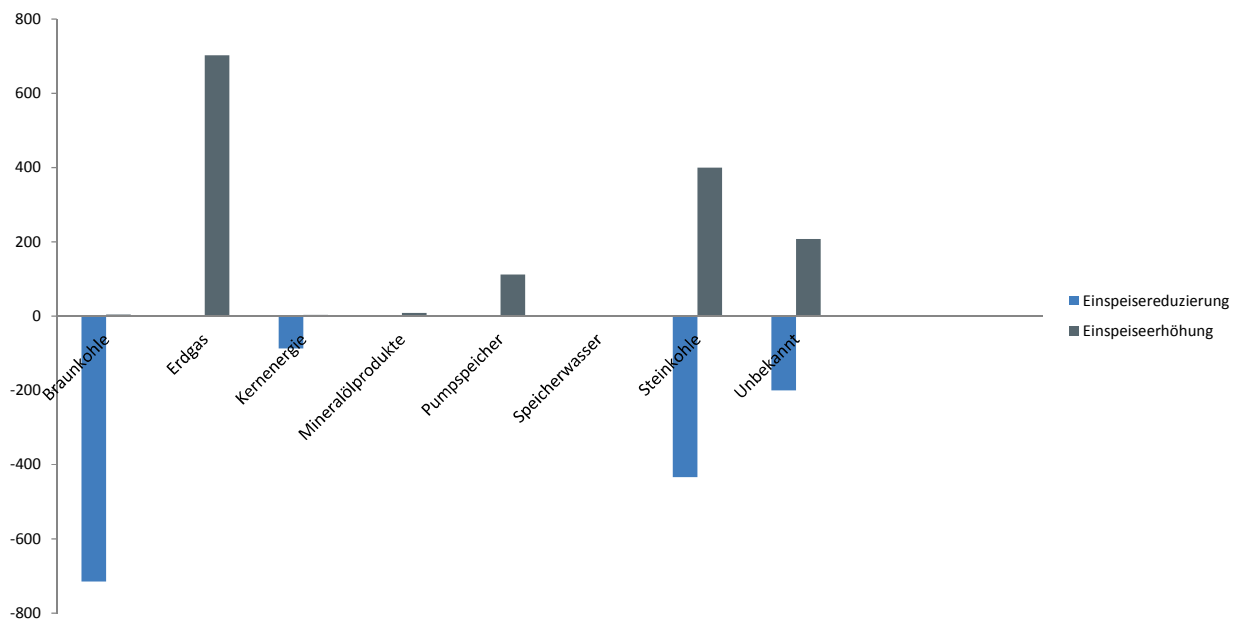
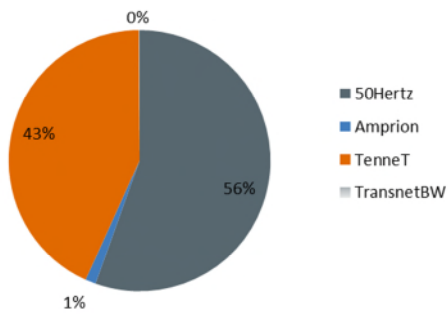


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Ersten Quartal 2018

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 4 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im ersten Quartal 2018 wurden 55 Prozent der reduzierten Mengen von 50Hertz angewiesen, gefolgt von TenneT (43 Prozent). Von Amprion und TransnetBW wurden fast ausschließlich Einspeiserhöhungen angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem Anteil von 72 Prozent auf die TenneT-Regelzone. In der TransnetBW Regelzone wurden immerhin noch 18 Prozent der Einspeiserhöhungen vorgenommen.

Einspeisereduzierung im ersten Quartal 2018



Einspeiserhöhung im ersten Quartal 2018

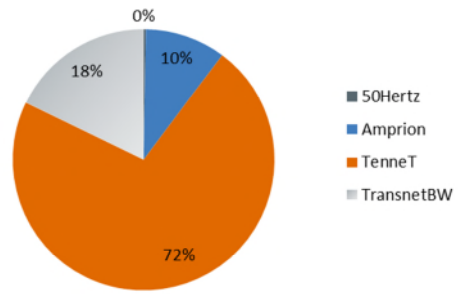


Abbildung 4 Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im ersten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

Die Karten in den Abbildungen 5 und 6 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere in den südlichen Bundesländern Kraftwerke heraufgefahren wurden, um Netzengpässe zu beheben, während in den weiteren Bundesländern vor allem Leistungsreduzierungen vorgenommen wurden. Dabei werden keine ausländischen Netzreserve- und Marktkraftwerke mit aufgeführt.

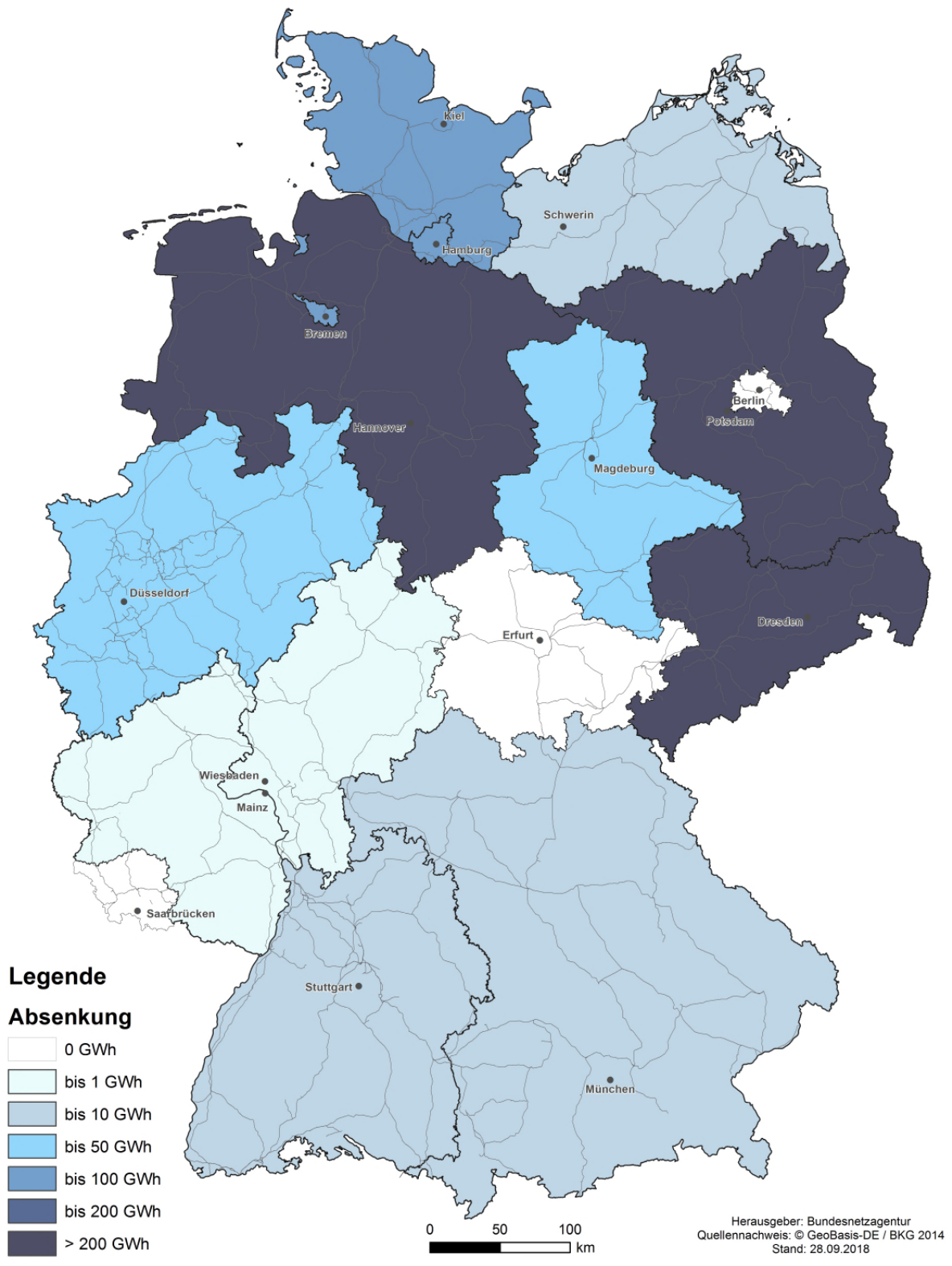


Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2018

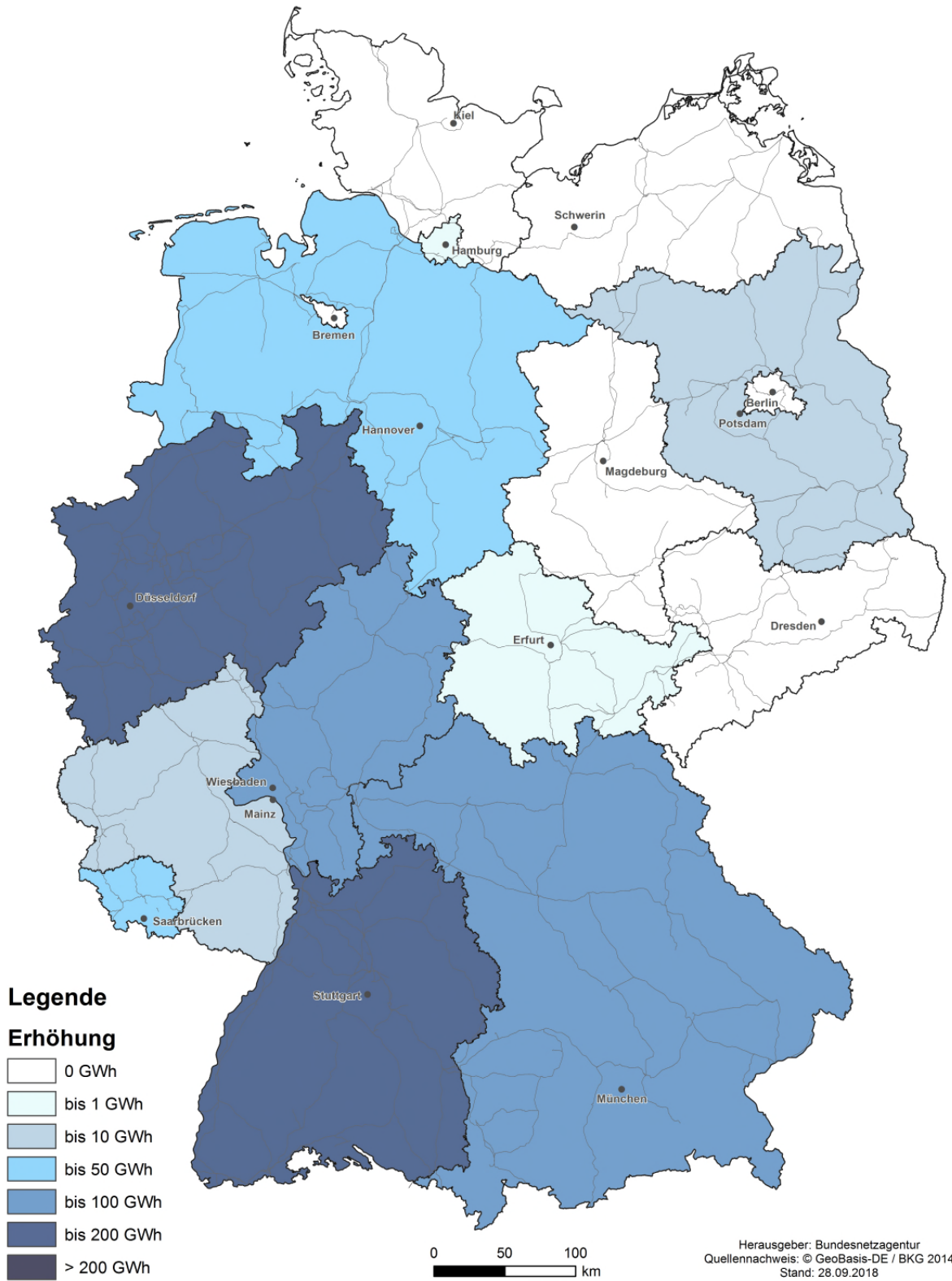


Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anforderung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2018

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im ersten Quartal 2018

Im ersten Quartal 2018 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.971 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem ersten Quartal 2017, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 559 GWh (Q1 2017: 1.412 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das erste Quartal 2018 auf rund 228 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum ersten Quartal 2017 um rund 86 Mio. Euro gestiegen (Q1 2017: 142 Mio. Euro).

Die Zunahme der EinsMan-Maßnahmen und der geschätzten Entschädigungsansprüche ist insbesondere auf die weitere Inbetriebnahme von Offshore-Windparks im Jahr 2017 zurückzuführen, die zu einer Überlastung der Leitungen im Emsland führt. Da zur Entlastung dieser Leitungsabschnitte nur wenige konventionelle Kraftwerke zum Redispatch zur Verfügung stehen, müssen zusätzlich die Offshore-Windparks bei hohem Windaufkommen abgeregelt werden. Die Entschädigungsansprüche für die Abregelungen von Offshore-Windparks liegen dabei über denen anderer Energieträger, was einen weiteren Anstieg der geschätzten Entschädigungsansprüche für EinsMan-Maßnahmen insgesamt zur Folge hat.

3.3.1 Einspeisemanagement und Einspeisung Erneuerbarer Energien Anlagen

Die Höhe der Abregelungen durch Einspeisemanagementmaßnahmen ist von vielen Faktoren abhängig, ein ausschlaggebender Punkt ist aber die Höhe der eingespeisten Erzeugung aus Windenergieanlagen. Diese ist wiederum insbesondere abhängig von der Windgeschwindigkeit. Abbildung 7 zeigt, dass sich in Gesamtdeutschland und auch im nördlichen Deutschland, wo ein Großteil der Windenergieanlagen an Land installiert ist, im Monatsmittel die Windgeschwindigkeit im Januar 2018 auf dem hohen Niveau des 4. Quartals 2017 bewegte, im Februar abfiel und März wieder leicht anstieg. Abbildung 1 auf Seite 12 zeigt entsprechend, dass insbesondere im Januar viele Einspeisespitzen aus Erneuerbaren Energien Anlagen zu verzeichnen waren, die zu einer entsprechend hohen Anzahl an Einspeisemanagementmaßnahmen geführt haben.

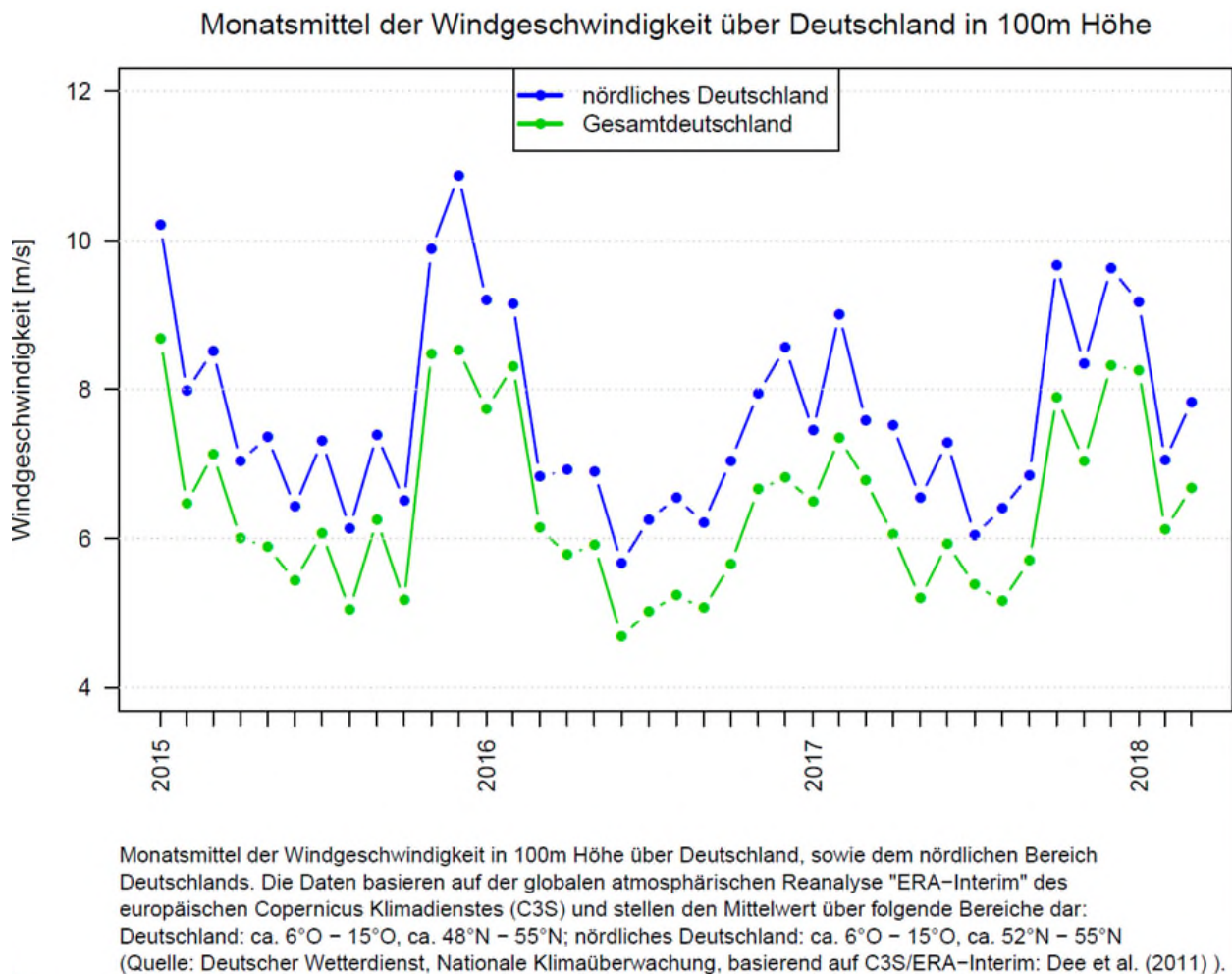


Abbildung 7 Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten über Deutschland in 100m Höhe

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 52 Prozent der Ausfallarbeit und rund 48 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im ersten Quartal 2018 auf Schleswig-Holstein. Es folgt Niedersachsen mit rund 29 Prozent. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

Dabei ist auf Folgendes hinzuweisen: Der hohe Anteil von Abregelungen in Ländern wie Schleswig-Holstein und Niedersachsen 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 das in diesen Ländern vorhandene Erzeugungs- und Abregelungspotential wider.

Bei der Betrachtung der prozentualen Verteilung der Bundesländer sind immer auch die absoluten Veränderungen der Ausfallarbeit zu beachten. In Niedersachsen zeigt sich dabei eine deutliche Zunahme der abgeregelten Mengen auf 571,34 GWh (Q1 2017: 168,75 GWh). Ursächlich für die Zunahme der EinsMan-Maßnahmen ist vor allem die Überlastung des Netzelements Dörpen West-nach Hanekenfähr (380kV-Leitung), das Niedersachsen (TenneT) mit Nordrhein-Westfalen (Amprion) verbindet.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2018 und ersten Quartal 2017 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 1 2018					Quartal 1 2017			
Schleswig-Holstein	1.016,36	51,6%	108.366.843	47,6%	896,38	63,5%	90.851.665	64,0%
Niedersachsen	571,34	29,0%	87.802.083	38,6%	168,75	11,9%	19.658.927	13,9%
Brandenburg	131,34	6,7%	12.124.436	5,3%	139,28	9,9%	13.057.958	9,2%
Nordrhein-Westfalen	121,68	6,2%	7.731.234	3,4%	4,04	0,3%	278.178	0,2%
Sachsen-Anhalt	66,35	3,4%	5.649.362	2,5%	91,46	6,5%	8.098.285	5,7%
Mecklenburg-Vorpommern	52,74	2,7%	4.883.436	2,1%	82,00	5,8%	7.581.839	5,3%
Hamburg	8,25	0,4%	833.225	0,4%	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	2,06	0,1%	175.215	0,1%	1,17	0,1%	101.961	0,1%
Bayern	0,50	0,0%	63.364	0,0%	0,02	0,0%	2.140	0,0%
Sachsen	0,25	0,0%	22.206	0,0%	0,99	0,1%	91.950	0,1%
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	0,0%	-	0,0%
Thüringen	-	-	-	-	28,10	2,0%	2.186.154	1,5%
Hessen	-	-	-	-	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	-	-	-	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	-	-	-	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	-	-	-	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	1.970,87	100%	227.651.403	100%	1.412,21	100%	141.909.056	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017

3.3.3 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit rund 73 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 55 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im ersten Quartal 2018 bei rund 5,1 Prozent.¹²

Weitere rund 26 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im ersten Quartal 2018 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 42 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem ersten Quartal 2017, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um 478 GWh (Q1 2017: 50 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 86 Mio. Euro (Q1 2017: 10 Mio. Euro). Somit ist die Zunahme der EinsMan-Maßnahmen insbesondere auf den Energieträger Wind auf See (offshore) zurückzuführen. Diese Entwicklung hatte sich bereits in den Gesamtjahresbetrachtungen 2016 und 2017 gezeigt und ist mit dem starken Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2016 und 2017 zu begründen. Im Verhältnis zur Einspeisung¹² von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung in 2018 bei rund 10,1 Prozent.

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

¹² Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesen Werten nicht enthalten. Die Ermittlung der Anteile erfolgt auf Basis der bei ENTSO-E veröffentlichten Daten für die tatsächliche Einspeisung.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2018 und ersten Quartal 2017

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Anteil an der gesamten Ausfallarbeit	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Anteil an der gesamten Entschädigungs- ansprüchen	Quartal 1 2018		Quartal 1 2017	
					Ausfallarbeit in GWh	Anteil an der gesamten Ausfallarbeit	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Anteil an der gesamten Entschädigungs- ansprüchen
Wind (onshore)	1.431,34	72,6%	124.873.759	54,9%	1.306,22	92,5%	119.542.233	84,2%
Wind (offshore)	507,63	25,8%	96.233.219	42,3%	49,69	3,5%	9.561.700	6,7%
Biomasse einschl. Biogas	16,63	0,8%	2.905.647	1,3%	11,47	0,8%	2.192.988	1,5%
Solar	13,89	0,7%	3.539.207	1,6%	41,15	2,9%	10.486.235	7,4%
KWK-Strom	1,05	0,1%	73.270	0,0%	0,92	0,1%	93.644	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,31	0,0%	23.318	0,0%	0,14	0,0%	10.452	0,0%
Energieträger unbekannt	0,02	0,0%	1.907	0,0%	-	-	-	-
Laufwasser	0,01	0,0%	1.075	0,0%	2,55	0,2%	16.633	0,0%
Gesamt	1.970,87	100%	227.651.403	100%	1.409,60	100%	141.887.251	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017

3.3.4 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im ersten Quartal 2018 wurden rund 73 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei rund 27 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese Verteilung 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 in seiner Erlösobergrenze geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet. Letztlich tragen also diejenigen Letztverbraucher im Netzgebiet des verursachenden Netzbetreibers die Kosten. Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelten erneuerbaren Erzeugung darf deshalb 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.

Diese Unterscheidung zwischen Abregelungs- und Verursachungsebene 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 aus dem Jahr 2017 ergibt sich eine Zuordnung der abgeregelten Mengen zur verursachenden Netzebene. Danach sind rund 89 Prozent der Ausfallarbeit auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Für das erste Quartal 2018 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

In den Tabellen 12 und 13 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2018

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	529,07	1.441,80
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	26,8%	73,2%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	98.398.887	129.252.517
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	43,2%	56,8%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	1.796,47	174,40
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	91,2%	8,8%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2018

**Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz
im ersten Quartal 2018 und ersten Quartal 2017**

Bundesland	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 1 2018				Quartal 1 2017			
Niedersachsen	334,99	63,3%	64.468.948	65,5%	36,36	0,43	6.996.400,00	0,54
Schleswig-Holstein	172,62	32,6%	31.764.272	32,3%	16,52	0,20	2.857.865,00	0,22
Brandenburg	13,19	2,5%	1.332.443	1,4%	31,31	0,37	3.068.725,18	0,24
Hamburg	8,25	1,6%	833.225	0,8%	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	0,02	0,02	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	529,07	102%	98.398.887	100%	84,19	100%	12.922.990	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2018 und dem ersten Quartal 2017

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2018 und ersten Quartal 2017

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 1 2018				Quartal 1 2017			
Schleswig-Holstein	843,74	58,5%	76.602.571	59,3%	879,86	66,3%	87.993.800	68,2%
Niedersachsen	236,35	16,4%	23.333.135	18,1%	132,40	10,0%	12.662.527	9,8%
Nordrhein-Westfalen	121,68	8,4%	7.731.234	6,0%	4,04	0,3%	278.178	0,2%
Brandenburg	118,15	8,2%	10.791.994	8,3%	107,97	8,1%	9.989.233	7,7%
Sachsen-Anhalt	66,35	4,6%	5.649.362	4,4%	91,46	6,9%	8.098.285	6,3%
Mecklenburg-Vorpommern	52,72	3,7%	4.883.436	3,8%	82,00	6,2%	7.581.839	5,9%
Baden-Württemberg	2,06	0,1%	175.215	0,1%	1,17	0,1%	101.961	0,1%
Bayern	0,50	0,0%	63.364	0,0%	0,02	0,0%	2.140	0,0%
Sachsen	0,25	0,0%	22.206	0,0%	0,99	0,1%	91.950	0,1%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Thüringen	-	0,0%	-	0,0%	28,10	2,1%	2.186.154	1,7%
Hessen	-	-	-	-	-	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	1.441,80	100%	129.252.517	100%	1.328,02	100%	128.986.066	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017

Auch hier gilt, dass der hohe Umfang der EinsMan-Maßnahmen in den norddeutschen Verteilnetzen nicht bedeutet, dass hier auch die wesentlichen Netzengpässe lägen. Sie zeigt nur, in welchen Netzen das größte Abregelungspotential besteht.

3.3.5 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 14 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien. In 2017 entfielen auf die Regelzone von TenneT ca. 46,2 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,6 Prozent, auf Amprion ca. 18,4 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 6,8 Prozent¹³. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2018 nicht maßgeblich verändert hat.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abregelt 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 EinsMan-Maßnahmen, die von Amprion mit angefordert werden.

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.

Tabelle 14 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen übereinstimmend mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

¹³Vgl.: <https://Netztransparenz > EEG > Jahresabrechnungen>

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2018 und ersten Quartal 2017

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 1 2018				Quartal 1 2017			
TenneT	1.688,95	85,7%	201.665.170	88,6%	1.072,89	76,0%	111.263.221	78,4%
50Hertz	260,11	13,2%	23.633.555	10,4%	332,45	23,5%	30.257.710	21,3%
Amprion	19,75	1,0%	2.177.463	1,0%	5,70	0,4%	286.163	0,2%
TransnetBW	2,06	0,1%	175.215	0,1%	1,17	0,1%	101.961	0,1%
Gesamt	1.970,87	100%	227.651.403	100%	1.412,21	100%	141.909.056	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im ersten Quartal 2018

Im ersten Quartal 2018 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 0,93 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem ersten Quartal 2017 ist hier für das erste Quartal 2018 eine deutliche Reduzierung um rund 5,7 GWh festzustellen.

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

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im ersten Quartal 2018

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	0,93	100,0%
Erdgas	-	0,0%
Gesamt	0,93	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2018

In der nachfolgenden Tabelle 16 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im ersten Quartal 2018 wurden nur in Brandenburg und Sachsen-Anhalt Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2018 und ersten Quartal 2017

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Quartal 1 2018	Prozentuale Verteilung	Quartal 1 2017	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	0,90	96,7%	2,46	41,0%
Sachsen-Anhalt	0,03	3,3%	3,24	54,0%
Sachsen	-	0,0%	-	0,0%
Thüringen	-	0,0%	0,30	5,1%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	0,93	100%	6,01	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017

4 Hintergrund

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung 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 und monatliche 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 und monatliche 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).

Für die oben unter den Nummern 2 und 3 genannten Meldungen sind betroffene Netzbetreiber verpflichtet, die Anforderung von Anpassungen mit Umfang und Zeitpunkt in ihrem Netzgebiet an die Bundesnetzagentur ad-hoc, also täglich, 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 geschätzten voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

4.1 Redispatch

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

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

Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten.

Grundsätzlich bezeichnet Redispatch 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.¹⁴ 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.

Countertrading-Maßnahmen, die auch Bestandteil des Redispatch sind, haben das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

¹⁴ 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.

Die operativen Prozesse der ÜNB unterscheiden Maßnahmen gemäß Anforderprinzip (Einzelüberlastungsmaßnahmen) und Maßnahmen nach gemeinsamer Anforderung aller ÜNB (4-ÜNB Vorabmaßnahmen). Die Maßnahmen gemäß Anforderprinzip entsprechen den bislang in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur dargestellten Maßnahmen. Der Anforderer ist diesem Fall derjenige ÜNB, in dessen Regelzone das auslösende, also das verursachende Netzelement für die Redispatchmaßnahme liegt. Diese Maßnahmen werden auf Basis des Marktergebnisses initiiert und unter den betroffenen ÜNB auch regelzonenübergreifend abgestimmt. Entscheidend für diesen Maßnahmentyp ist, dass die erforderlichen Redispatchmaßnahmen einem oder bei Kuppelleitungen zwei ÜNB zugeordnet werden können.

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die im Vorfeld des Marktergebnisses für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig um Reservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Optimierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann.

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.

4.2 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 bei Bedarf auch aus 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 bei Bedarf aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Die ausländischen Kraftwerke in der Netzreserve werden mittels Ausschreibungen ermittelt und durch die ÜNB für das Winterhalbjahr 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. Für den kommenden Winter 2018/19 wurde keine Netzreserve im Ausland kontrahiert.

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§ 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 auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

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

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

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

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

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im ersten Quartal 2018.....	13
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB.....	18
Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Ersten Quartal 2018	21
Abbildung 4 Angewiesene Einspeiserreduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im ersten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.....	22
Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2018	23
Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anforderung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2018.....	24
Abbildung 7 Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten über Deutschland in 100m Höhe	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im ersten Quartal 2018.....	8
Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis zum ersten Quartal 2018	9
Tabelle 3 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertrading-kosten) im ersten Quartal 2018	12
Tabelle 4 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), 1. Quartal 2018	14
Tabelle 5: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im ersten Quartal 2018	15
Tabelle 6: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2018	17
Tabelle 7: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2018	19
Tabelle 8: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2018.....	20
Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017	27
Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017	29
Tabelle 11: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2018	30
Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2018 und dem ersten Quartal 2017.....	31
Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017	32

Tabelle 14: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017	34
Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2018	35
Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017.....	35

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

23.10.2018

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)