

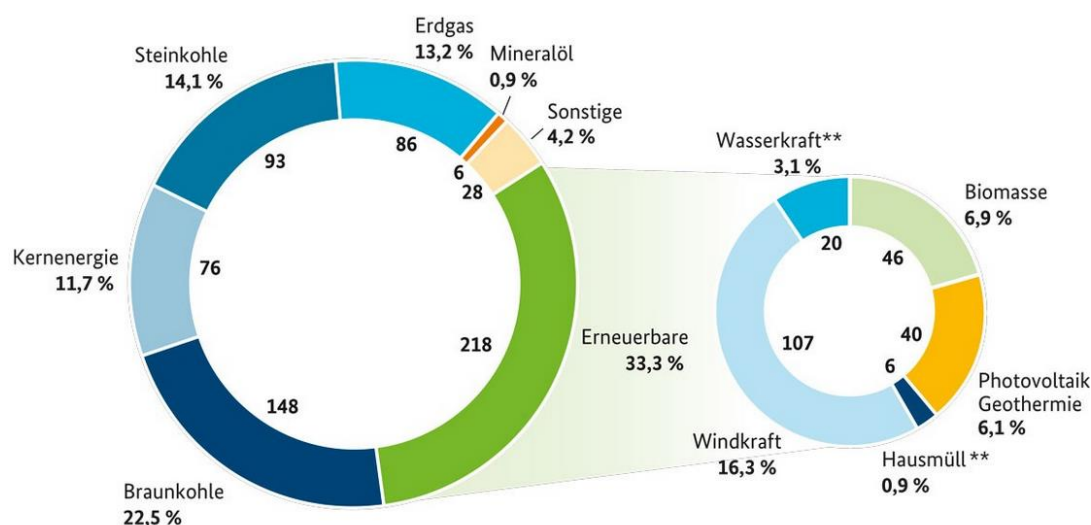


Redispatch und Abregelung – Welche Rolle spielen die Erneuerbaren?

21.06.2018

Die Bundesnetzagentur gab Ende Juni bekannt, dass sich die Kosten, die den Stromkunden im Jahr 2017 durch das Herauf- und Herunterregeln von Kraftwerken oder die Abregelung von Erneuerbaren Energien entstanden auf 1,4 Milliarden Euro beliefen. Diese Zahl stellt einen neuen Höchstwert für Netzsicherheitsmaßnahmen dar. In der öffentlichen Debatte wird dieser Anstieg gerne den Erneuerbaren zugeschoben. Dieses BWE-Hintergrundpapier macht deutlich, dass es vielfältige Gründe für den Anstieg der Kosten gibt.

In Deutschland belief sich die Bruttostromerzeugung im Jahr 2017 auf insgesamt 654.8 TWh. Zu dieser lieferte die Windenergie mit 107 TWh einen wachsenden Beitrag.



Geothermie aufgrund der geringen Menge in Photovoltaik (PV)
*vorläufig, **regenerativer Anteil

Nur 5.518 GWh oder 0.84 Prozent der Bruttostromerzeugung mussten in 2017 im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abregelt werden. Damit dieser Anteil weiter sinken kann, muss der Netzausbau beschleunigt werden und sind die im Koalitionsvertrag im Bund getroffenen Vereinbarungen zur Ertüchtigung des Bestandsnetzes forciert umzusetzen. Diese Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen setzen sich generell aus zwei Blöcken zusammen:

Redispatch

Hier ist das Hoch- und Runterfahren von (konventionellen) Kraftwerken gemeint. Hinzu kommen die Kosten für die seit 2017 in der Sicherheitsreserve befindlichen Kraftwerke. Betroffen waren davon insgesamt 20.439 GWh. In der Summe wurden 837 Millionen Euro aufgewendet. Im klassischen Redispatch liefen dabei im Jahr 2017 Kosten über 396,5 Millionen Euro auf. Es fällt auf, dass von den gesamten 18,5 TWh, die 2017 auf diese Weise bewegt wurden, allein in den ersten drei Monaten des Jahres rund 8,5 TWh zusammenkamen, also etwa 46 Prozent der Jahresmenge. Denn zu Beginn des Jahres 2017 kam es zu einer seltenen Ausnahmesituation. Neben einer europaweiten Kälteperiode, die für hohen Strombedarf im Wärmesektor sorgte, kam es in Frankreich zu "ungeplanten Nichtverfügbarkeiten" von bis zu 12 verschiedenen Atomreaktoren. In der Folge musste vermehrt Strom aus Deutschland importiert werden, weshalb die deutschen Reservekraftwerke hochgefahren werden mussten und Netzeingriff in der Folge stiegen. Dieser Anteil hat seinen Ursprung also nicht in der Zusammensetzung des deutschen Strommix oder im Zubau von Windenergieanlagen.

Zweiter Kostenblock im Redispatch ist die Sicherheitsreserve. Hierfür fielen 2017 zusammen 415 Millionen Euro an. Dies übrigens, obwohl die Bundesregierung erst im Februar dieses Jahres erklärte, dass sie bis dahin noch keinen Gebrauch von Braunkohlekraftwerken gemacht hatte, die als Sicherheitsreserve für die Stromversorgung bereitstehen. Bei den Anlagen handelt es sich um Kraftwerke, die vorläufig stillgelegt sind, bei Bedarf allerdings wieder angeworfen werden können.

Ein Blick auf die Kraftwerkseinsätze zum Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2017 zeigt, dass in Deutschland eher Stromüberschüsse bestehen. 60 Prozent der Maßnahmen entfallen dabei auf Braunkohlekraftwerke. Dabei wurden die Braunkohlekraftwerke ausschließlich herunter und niemals heraufgefahren. In der Mehrzahl der Systemstabilisierungsmaßnahmen kam es zu Einspeisereduzierungen.

Kraftwerkseinsatz zum Redispatch nach Energieträger in 2017 in GWh:

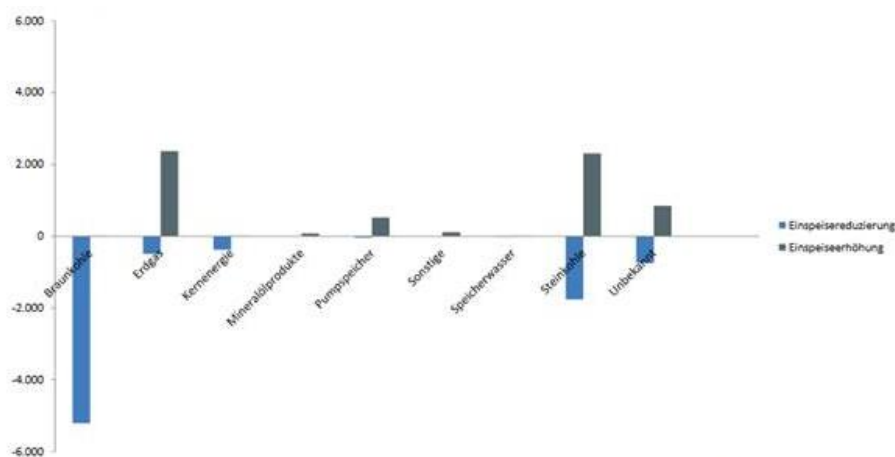


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2017

Quelle: Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Q4 Gesamt 2017, Seite 23.

Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien

Vom Einspeisemanagement waren 2017 insgesamt 5.528 GWh bzw. 0,84 Prozent der Bruttostromerzeugung betroffen. In der Summe wurden 610 Millionen Euro aufgewendet, weil EEG- und KWK-Anlagen wegen Netzengpässen abgeschaltet werden mussten (zum Vergleich: 2016 waren es noch 373 Mio. Euro). Die abgeregelte Strommenge lag 2017 bei insgesamt 5.518 GWh (2016: 3.743 GWh). Windenergie ist überproportional von Abregelung betroffen, weil sich die Anlagen mit einer sehr hohen Wirksamkeit für den jeweiligen Netzengpass direkt durch die Netzbetreiber steuern lassen. Hinzu kommt, dass bei der Regelung von Windenergieanlagen die Entschädigungen am geringsten ausfallen. Daher betrug der Anteil der Windenergieanlagen an Land am Einspeisemanagement knapp 80 Prozent. Zum ersten Mal wurden auch Offshore-Windanlagen in nennenswerten Umfang abgeregelt. Die Windparks auf See stehen für 15 Prozent der abgeregelten Ausfallzeit.

Unter ein Prozent der Bruttostromerzeugung durch Einspeisemanagement abgeregelt

Stattdessen ist der fehlende Netzausbau ursächlich für den Kostenanstieg. In den Zahlen wird der verschleppte Netzausbau und die unzureichende Reduzierung der überschüssigen konventionellen Restlasten deutlich sichtbar. Gerade in Norddeutschland, wo viel Windenergie produziert wird, sind die Netze verstopft. Zudem lassen die wichtigen Netzverbindungen zwischen Norden und Süden weiter auf sich warten. Folglich entfallen rund 58 Prozent der Entschädigungsansprüche im Jahr 2017 auf Schleswig-Holstein, obwohl der Netzausbau innerhalb des Bundeslandes weitgehend abgeschlossen ist.

Ein gutes Beispiel für die entlastende Wirkung des Netzausbaus ist die Leitung Remptendorf-Redwitz. Durch die Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017 sank die zeitliche Überlastung der Leitung auf nur noch 18 Stunden im Vergleich zu 945 Stunden im vierten Quartal des Vorjahres.

Für den BWE steht fest:

Insgesamt zeigt sich, dass entgegen der öffentlichen Wahrnehmung die Erneuerbaren nur für einen überschaubaren Anteil der steigenden Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen verantwortlich sind und lediglich 0,84 Prozent der Bruttostromerzeugung in 2017 im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelt werden mussten. Redispatch ist die Folge eines schleppenden bzw. fehlenden Netzausbaus. Die Kosten die im Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien entstehen, ließen sich leicht vermeiden. Wind an Land kann und muss kurzfristig einen nachhaltig höheren Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten. Dafür ist neben der Aufnahmefähigkeit der entsprechenden Netze - durch unverzügliche Netzoptimierung, flächendeckendes Netzmonitoring sowie Einbringung von Smart-Grid-Konzepten, Netzertüchtigung und beschleunigten Netzausbau – eine verbreiterte Nutzungsmöglichkeit Erneuerbarer Energien vor Ort erforderlich. Auch muss die Nutzungsmöglichkeit von Erneuerbarem Strom in Mobilität, Wärme-/Kältekonzepten (Sektorenkopplung und P2X) und im Rahmen der Direktbelieferung von Industrie und Gewerbe erleichtert werden. Hier ist die Bundesregierung aufgefordert, zügig handeln.

Der BWE legt in diesem Zusammenhang auch eigene Vorschläge vor und fordert dazu auf, dass neue Ausbauziel der Großen Koalition von 65%-Erneuerbare bis 2030 zügig durch höhere Ausbaukorridore erreichbar zu machen.

Eine Übersicht über die Entwicklung der einzelnen Kostenpunkte bieten die untenstehenden Tabellen:



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2017											
		Redispatch			Netzreservierwerke				Einsparung		Anpassungen von Strom-einspeisung/-abnahme
Gesamtmenge (Erhöhungen + Reduzierungen Marktclearingwerke) in GWh ¹		Kostenschätzung Redispatch in Mio. Euro ^{2,3}	Kostenschätzung Countertrading in Mio. Euro ²	Menge (Erhöhungen) in GWh ⁴	Kostenschätzung Abwurf in Mio. Euro ²	Leistung ² in MW	Jährliche Vorhaltekosten in Mio. Euro	Menge (Reduzierungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungsansprüche 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			95				1.135	116,9	8,7	
Quartal 2	1.811			53				737	76,6	4,7	
Quartal 3	3.336			-				815	82,6	6,2	
Quartal 4	6.961			403				2.036	201,8	6,6	
2016	11.475	222,6	12,0	1.209	102,9	8.383	182,8	3.743	372	4,0	
Quartal 1	3.895			695				1.524	149,1	0,7	
Quartal 2	1.939			146				534	54,4	1,6	
Quartal 3	1.452			2				551	56,0	0,05	
Quartal 4	4.189			365				1.134	113,2	1,7	
2017	18.456	396,5	26,6	2.129	182,3	11.430	232,8	5.518	610	34,5	
Quartal 1	8.470	172,1	7,8	1.504	119,1			1.412	141,9	6,0	
Quartal 2	3.192	70,7	0,3	53	5,1			1.364	146,4	2,2	
Quartal 3	2.144	59,3	2,7	56	3,2			435	47,5	2,1	
Quartal 4	4.649	94,5	15,8	515	53,7			2.307	274,1	24,2	

Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelzeilen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.
¹ Mengenangabe inkl. Countertrading- und Remedial-Action-Maßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur.
² Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Zehn-Minuten-inkl. Kosten für Remedial/Arbeits.
³ Werden in der Tabelle nur Jahreswerte ausgewiesen, basieren diese auf jährlichen Monatswerten, die aufgrund des schließlichen Vorzugs präziser sind als die Quartalswerte.
⁴ Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservierwerke in MW, Stand jeweils zum 31.12.
 Quelle: Datenmeldungen an die Bundesnetzagentur.

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


Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2017

	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 Probearbeits und Testfahrten): Q1: 9.890 GWh Q2: 3.249 GWh Q3: 2.156 GWh Q4: 5.144 GWh Gesamt: 20.439 GWh	Ausfälligkeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): Q1 2017: 1.412 GWh Q2 2017: 1.364 GWh Q3 2017: 435 GWh Q4 2017: 2.307 GWh Gesamt: 5.518 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2017: 6,0 GWh Q2 2017: 2,2 GWh Q3 2017: 2,1 GWh Q4 2017: 24,2 GWh Gesamt: 34,5 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: Q1: 303,0 Mio. EUR Q2: 73,5 Mio. EUR Q3: 63,6 Mio. EUR Q4: 164,0 Mio. EUR Vorhaltung Q1 - Q4: 232,8 Mio. EUR Gesamt: 836,9 Mio. EUR	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2017: 141,9 Mio. EUR Q2 2017: 146,4 Mio. EUR Q3 2017: 47,5 Mio. EUR Q4 2017: 274,1 Mio. EUR Gesamt: 609,9 Mio. EUR	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Quelle: Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Q4 Gesamt 2017, Seite 8.

Ansprechpartner

Wolfram Axthelm

Geschäftsführer
 Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
 Neustädtische Kirchstraße 6
 10117 Berlin
 T +49 (0)30 / 212341-127
w.axthelm@wind-energie.de