

MARKTBEOBACHTUNG,  
MONITORING  
ELEKTRIZITÄT/GAS

# Bericht

---

Netzengpassmanagement  
Gesamtjahr 2022



Bundesnetzagentur

## 2 Inhaltsverzeichnis

3 Kernaussagen zum Gesamtjahr 2022

6 Erläuterungen und Defintionen

### Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

8 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

9 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017-2022

### Bericht für das Gesamtjahr 2022

10 Redispatchentwicklung

10 Tabelle 3: Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG

11 Tabelle 4: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen

12 Überlastete Netzelemente

12 Tabelle 5: Überlastete Netzelemente der ÜNB

13 Karte zu 5: Dauer der am stärksten betroffenen Netzelementen

14 Einsatz Netzreserve

14 Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreservereinsätze

15 Kraftwerkseinsätze Redispatch

15 Tabelle 7: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach  
Energieträgern

16 Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern

17 Karte zu 8: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen

# Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022

## Kernaussagen Gesamtjahr 2022

Netzengpassmanagementmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Diese haben u. A. durch den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernden Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement geändert. Die Regelungen zum Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wurden aufgehoben und in den Redispatch einbezogen. Diese Umstellung auf Redispatch 2.0 hat eine Veränderung des Meldeverfahrens und demzufolge der Auswertesystematik zur

Folge. Erstmals in diesem Gesamtjahres-Bericht sind die Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbare Energien und die damit verbundenen Kosten Bestandteile der Redispatch-Mengen und -Kosten.

### **Maßnahmenvolumen**

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) liegt im Gesamtjahr 2022 bei rund 32.772 GWh.

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen um rund 19 Prozent gestiegen (Gesamtjahr 2021: 27.523 GWh). Ursächlich für das weiterhin hohe Volumen war eine Überlagerung mehrerer Effekte:

- Im ersten Quartal 2022 kam es zu zwei langen Niedrigwasserperioden. In dieser Zeit konnten aufgrund der niedrigen Pegelstände des Rheins

die Kohletransportschiffe nur mit reduzierten Transportkapazitäten Kohle befördern. Dies führte zu einer eingeschränkten Betriebsbereitschaft von mehreren Kraftwerken in Süd-Deutschland. Durch die Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken im Süden gab es eine generell höhere Nord-Süd-Auslastung der Transportleitungen und dadurch einen zusätzlichen Bedarf an Redispatch.

- Niedrige Kernkraftwerksverfügbarkeiten in Frankreich hatte hohen Stromexporte nach Frankreich zur Folge und führte zur Verschärfung der Ost-West-Lastflüsse.
- Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen C am 31.12.2021 führte zu einer starken Auslastung der Transportleitung im Süden Württembergs / Bayerns in Ost-West-Richtung und hatte vermehrten Redispatcheinsatz in der TransnetBW Regelzone zur Folge.
- Mehrere Sturmtiefs im Februar 2022 sowie ein hohes Windaufkommen im April führten zu einer hohen Windeinspeisung und trugen zum Anstieg der Netzauslastung bei.
- Gegenüber dem Jahr 2020 ist der im Zuge der Umsetzung des Redispatch 2.0 von einigen Netzbetreibern durchgeführte bilanzielle Ausgleich von abgeregelten EE-Anlagen. Dieser führte im Vergleich zum Vorjahr zu einem Anstieg der Mengen für das Hochfahren von

Kraftwerken, die als positiver Redispatch ausgewiesen werden. Es handelt sich hierbei jedoch um einen gewollten Effekt: Denn energie-wirtschaftlich betrachtet geht es nicht um neue, sondern lediglich um erstmals sichtbare Strommengen. Im vorherigen System des Einspeisemanagements mussten sich die Bilanzkreisverantwortlichen für EE- und KWK-Strom selbst um Ersatzmengen für den abgeregelten EE- und KWK-Strom kümmern. Diese waren nicht als Redispatch-Mengen sichtbar. Im Zielmodell des Redispatch 2.0 kümmert sich hingegen der Netzbetreiber um einen gezielten bilanziellen Ausgleich, auch zugunsten abgeregelter EE- und KWK-Anlagen. Diese Umstellung steigert die volkswirtschaftliche Gesamteffizienz und senkt die Kosten für den finanziellen Ausgleich von EE- und KWK-Anlagen, führt jedoch zugleich zu einem Anstieg der sichtbar ausgewiesenen Redispatch-Mengen.

### **Kosten**

Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen liegen im Gesamtjahr 2022 bei rund 4,2 Mrd. Euro und sind weit über Vorjahresniveau (Gesamtjahr 2021: 2,3 Mrd. Euro). Die Gesamtkosten setzen sich wie folgt zusammen:

- Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Anlagen belaufen sich im Gesamtjahr 2022 auf rund 1,9 Mrd. Euro (Gesamtjahr 2021: 594,5 Mio. Euro). Der Anstieg der Kosten um

gut 221 Prozent ist dabei einerseits auf den mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen sowie andererseits hauptsächlich auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen.

- Die Redispatchkosten aufgrund der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbare Energien betragen rund 0,9 Mrd. Euro (Gesamtjahr 2021: 0,8 Mrd. Euro). Ursächlich für den Anstieg der Kosten ist die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung. Beim negativen Redispatch gegenüber direktvermarkteten EE-Anlagen entgeht den Anlagenbetreibern mit der Umstellung vom Einspeisemanagement auf das Redispatch 2.0 dank des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber im Wesentlichen nur noch die sogenannte „Marktprämie“. Dies senkt generell die Kosten für den finanziellen Ausgleich der Abregelung von EE-Anlagen. Angesichts der hohen Strompreise war diese „Marktprämie“ eine nicht ins Gewicht fallende Größe. Für die Netzbetreiber, die den Redispatch 2.0 noch nicht vollumfänglich umgesetzt haben, wird der bilanzielle Ausgleich im Rahmen der BDEW-Übergangslösung von den Bilanzkreisverantwortlichen selbst beschafft, die dafür eine finanzielle Kompensation (je MWh) vom Netzbetreiber erhalten. Diese macht einen wesentlichen Anteil der oben genannten Kosten aus.
- Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve im Gesamtjahr 2022 belaufen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur auf 0,4 Mrd. Euro (Gesamtjahr 2021: 0,2 Mrd. Euro). Die Einsatzkosten liegen bei rund 0,6 Mrd. Euro (Gesamtjahr

2021: 0,2 Mrd. Euro), so dass sich die Kosten für die Netzreserve auf rund eine Mrd. Euro summieren. Der signifikante Anstieg der Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten ist einerseits auf die ab dem Oktober 2022 kontrahierte gesicherte, ausländische Netzreserve und andererseits auf die Erhöhung der Mindestvorhaltemenge Kohle nach dem „Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz“ zurückzuführen. Zudem führen auch die höheren Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zu den höheren Kosten.

- Die Kosten für Countertrading im Gesamtjahr 2022 betragen rund 0,4 Mrd. Euro (Gesamtjahr 2021: 0,4 Mrd. Euro) und befinden sich damit trotz des Rückgangs der Countertrading-Menge (2022: 5.309 GWh; 2021: 8.550 GWh) auf Vorjahresniveau. Ursächlich für diese Entwicklung ist der Anstieg der Großhandelspreise im Jahr 2022.

Die Bundesnetzagentur dankt den Landesregulierungsbehörden für ihr Einverständnis auch die in deren Zuständigkeit liegenden Netzbetreiber befragen und die Ergebnisse in diesem Bericht veröffentlichen zu können.

## Erläuterungen und Definitionen

### Erläuterungen

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.

Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement geändert. Die §§ 13, 13a, 14 EnWG gelten seit dem 1. Oktober 2021 in einer neuen Fassung (Redispatch 2.0). Die Umstellung für das Redispatch-2.0-Verfahren erfolgt entsprechend angepasst nach den neuen Fristen: ab dem 01.03.2022 zunächst im Testbetrieb und ab dem 01.06.2022 vollumfänglich.

Auf dieser Basis melden die Netzbetreiber der Bundesnetzagentur monatlich Daten zu Netzengpassmanagementmaßnahmen und schätzen auf Basis dieser Maßnahmen die jeweiligen Kosten. Die hier veröffentlichten Kosten stellen keine regulatorisch geprüften Werte dar, sie zeigen aber den Trend der Entwicklung für einzelne Maßnahmenkategorien auf. Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung und Abrechnung der Maßnahmen ergeben sich außerdem fortwährend Aktualisierungen der an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten. Deshalb kann es zu Anpassungen von bereits ausgewerteten Quartalen kommen. Die neusten Stände der der Bundesnetzagentur vorliegenden Werte zu den

Berichtszeiträumen sind immer im aktuellsten Bericht 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](http://netztransparenz.de) ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Definitionen und einer unterschiedlichen Meldesystematik der Netzbetreiber.

### Definitionen

**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. Die Redispatch-Maßnahmen werden in diesem Bericht in 4-ÜNB Maßnahmen (gemeinsame Maßnahmenoptimierung der ÜNB) und Einzelüberlastungsmaßnahmen (in der Regel Maßnahmen aufgrund von Netzüberlastungen in einer Regelzone oder auf Kuppelleitungen) unterschieden.

**Countertrading:** zonenübergreifender Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird.

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

**Einspeisemanagement (EinsMan):** Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen. Die vorrangberechtigte Erzeugung ist seit dem 1.10.2021 nach Maßgabe des § 13 EnWG bei den Auswahlentscheidungen für Redispatch - Maßnahmen nach § 13a EnWG unmittelbar mit zu berücksichtigen.

## Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Gesamtjahr 2022

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
<b>Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt</b>	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: 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
<b>Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber</b>	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
<b>Umfang im Berichtszeitraum</b>	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): In GWh  Q1 2022: 10.687 Q2 2022: 4.495 Q3 2022* 4.310 Q4 2022* 7.557  <b>Gesamt: 27.049</b>	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): In GWh  Q1 2022: 3.285 Q2 2022: 2.133 Q3 2022 892 Q4 2022 1.760  <b>Gesamt: 8.071</b>	Abgeregelter Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): In GWh  Q1 2022: 7,2 Q2 2022: 0,2
<b>Kostenschätzung im Berichtszeitraum</b>	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR  Q1 2022: 1.372 Q2 2022: 716 Q3 2022 911 Q4 2022 1.101  <b>Gesamt**: 4.100</b>	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): in Mio EUR  Q1 2022: 92 Q2 2022: 56	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG
<b>Vorläufige Gesamtkosten 2022</b>	<b>4.248</b>	<b>Mio. EUR</b>	

\*Aufgrund des Wegfalls des Einspeisemanagements ist in der Redispatchmenge auch die Regelungsmenge der Erneuerbaren Energien mitenthalten.

\*\*In der Kostenschätzung ist die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017 bis 2022

	Redispatch (ab Q3 2022 ist EinsMan im Redispatch integriert)			Netzreservkraftwerke				EinsMan (ab Q3 2022 ist Einsman in den Redispatch integriert)		Anpassungen von Stromspeisung
	Menge Marktkraftwerke GWh <sup>1</sup>	Kosten- schätzung Redispatch Mio. Euro <sup>2,3</sup>	Kostenschätzung Countertrading Mio. Euro <sup>3</sup>	Menge GWh <sup>4</sup>	Kosten- schätzung Abruf Mio. Euro <sup>3</sup>	Leistung <sup>5</sup> MW	Jährliche Vorhalte- und abrufabhängige Kosten Mio. Euro <sup>6</sup>	Menge Ausfall- arbeit GWh <sup>7</sup>	Schätzung Entschädigungen Mio. Euro	Menge GWh
<b>2017</b>	<b>18456</b>	<b>391,6</b>	<b>29,0</b>	<b>2.129</b>	<b>183,9</b>	<b>11.430</b>	<b>296,1</b>	<b>5.518</b>	<b>609,9</b>	<b>34,5</b>
Quartal 1	8.470	172,1	7,8	1.504	119,3			1.412	141,9	6
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
<b>2018</b>	<b>14.875</b>	<b>388,2</b>	<b>37,2</b>	<b>904</b>	<b>137,3</b>	<b>6.598</b>	<b>278,5</b>	<b>5.403</b>	<b>635,4</b>	<b>8,3</b>
Quartal 1	2.781	68,2	6,0	625	73,6			1.971	227,7	0,9
Quartal 2	2.100	38,0	4,0	128	20,7			945	102,2	4,1
Quartal 3	2.969	83,6	5,6	120	22,8			723	78,3	1,2
Quartal 4	7.024	198,5	21,6	31	20,2			1.764	227,2	2,1
<b>2019</b>	<b>13.323</b>	<b>227,2</b>	<b>64,2</b>	<b>430</b>	<b>81,6</b>	<b>6.598</b>	<b>196,5</b>	<b>6.482</b>	<b>709,5</b>	<b>9,3</b>
Quartal 1	4.946	101,4	10,9	126	30,8			3.205	360,2	5,1
Quartal 2	2.370	26,8	15,5	141	16,5			875	90,4	1,7
Quartal 3	3.220	48,0	24,4	83	11,9			864	91,5	0,6
Quartal 4	2.787	50,9	13,4	80	22,4			1.539	167,4	1,9
<b>2020</b>	<b>16.561</b>	<b>240,1</b>	<b>134,7</b>	<b>635</b>	<b>100,0</b>	<b>6.596</b>	<b>196,4</b>	<b>6.146</b>	<b>761,2</b>	<b>16</b>
Quartal 1	5.821	84,6	46,2	65	26,5		44,5	2.956	346,2	10,8
Quartal 2	3.842	45,2	25,8	212	22,4		54,3	917	111,1	0,9
Quartal 3	1.982	25,3	12,6	201	25,4		51,1	915	122,8	1,5
Quartal 4	4.916	85,0	50,1	157	25,8		46,5	1.359	181,1	2,9
<b>2021</b>	<b>20.405</b>	<b>589,7</b>	<b>396,7</b>	<b>1.280</b>	<b>249,2</b>	<b>5.670</b>	<b>242,9</b>	<b>5.818</b>	<b>807,1</b>	<b>20,4</b>
Quartal 1	4.357	65,5	55,1	142	24,9		51,0	1.863	238,3	2,9
Quartal 2	4.238	68,3	45,3	164	23,6		57,7	1.542	194,3	3,6
Quartal 3	2.666	54,5	55,2	172	23,8		58,9	928	124,3	5,3
Quartal 4	9.144	401,4	241,1	802	176,9		75,2	1.485	250,2	8,6
	<b>Reduzierung</b>	<b>Erhöhung</b>						<b>Reduzierung von Erneuerbaren</b>		
<b>2022</b>	<b>13.047</b>	<b>11.068</b>	<b>2.689,2</b>	<b>371,1</b>	<b>3.237,9</b>	<b>7.150</b>	<b>389,2</b>	<b>8.071</b>		
Quartal 1	4.716	4.512	926,7	151,9	1.564	223,9	69,3		92	7,2
Quartal 2	1.845	2.010	446,4	56,4	692	143,2	69,9	2.134	56	0,2
Quartal 3	2.456	1.353	574,1	89,7	557	167,8	79,3	892		
Quartal 4	4.030	3.193	742,0	73,1	425	115,4	170,7	1.760		

Durch ganzjährige Aktualisierungen und Rundungen stimmt die Quartalsumme nicht zwangsläufig mit der Jahressumme überein.

1 Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertradingmaßnahmen. Ab dem dritten Quartal 2022 sind in den Mengen der Reduzierung von Marktkraftwerken auch die Reduzierungen der Erneuerbaren Energien enthalten.

2 Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen im entsprechenden Zeitraum.

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

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

5 Stand zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservkraftwerke in MW. Werte für die Jahre 2018 und 2019 enthalten keine ausländische Netzreserve. Diese war bis einschließlich 15.04.2018 mit einer Leistung von 4.821 MW kontrahiert.

6 Gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Die Werte sind vorläufig.

7 Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden. Diese Mengen sind ab dem dritten Quartal 2022 in den Reduzierungen Marktkraftwerke enthalten.

8 In der Kostenschätzung ist die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich in Höhe von 128 Mio. Euro enthalten.

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG im Gesamtjahr 2022 in GWh

<b>Gesamt</b>	<b>31.930</b>
<b>Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung</b>	<b>31.930</b>
davon Absenkung	17.927
davon Absenkung von Erneuerbare Energien	8.071
davon Hochfahren	14.003
davon Marktkraftwerke	11.068
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeits)	2.934
<b>Aufteilung nach Maßnahmenart</b>	<b>31.930</b>
Einzelüberlastungsmaßnahmen	10.798
4-ÜNB Maßnahmen	18.019
nicht zuordnerbar*	3.113
<b>Aufteilung nach Maßnahmengrund</b>	<b>31.930</b>
Spannungsbedingt	937
Strombedingt	27.627
Anforderung aus dem Ausland	65
sonstiges	188
nicht zuordnerbar*	3.113
<b>Aufteilung nach geographischer Komponente</b>	<b>31.930</b>
Nicht Grenzüberschreitend	14.618
Grenzüberschreitend	17.312
davon Countertrading	5.309

\*Hier sind Anregelungen von EE auf VNB-Ebene enthalten, die aufgrund der Umstellung des Meldeverfahrens keiner Maßnahmenart / -grund zuordnerbar sind

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im Gesamtjahr 2022

<b>Netzgebiet</b>	<b>Geschätzte Kosten in Mio. Euro</b>
Regelzone TenneT	1.787,0
Regelzone 50Hertz	714,7
Regelzone TransnetBW	-68,5
Regelzone Amprion	680,1
<b>Gesamt</b>	<b>3.113,4</b>

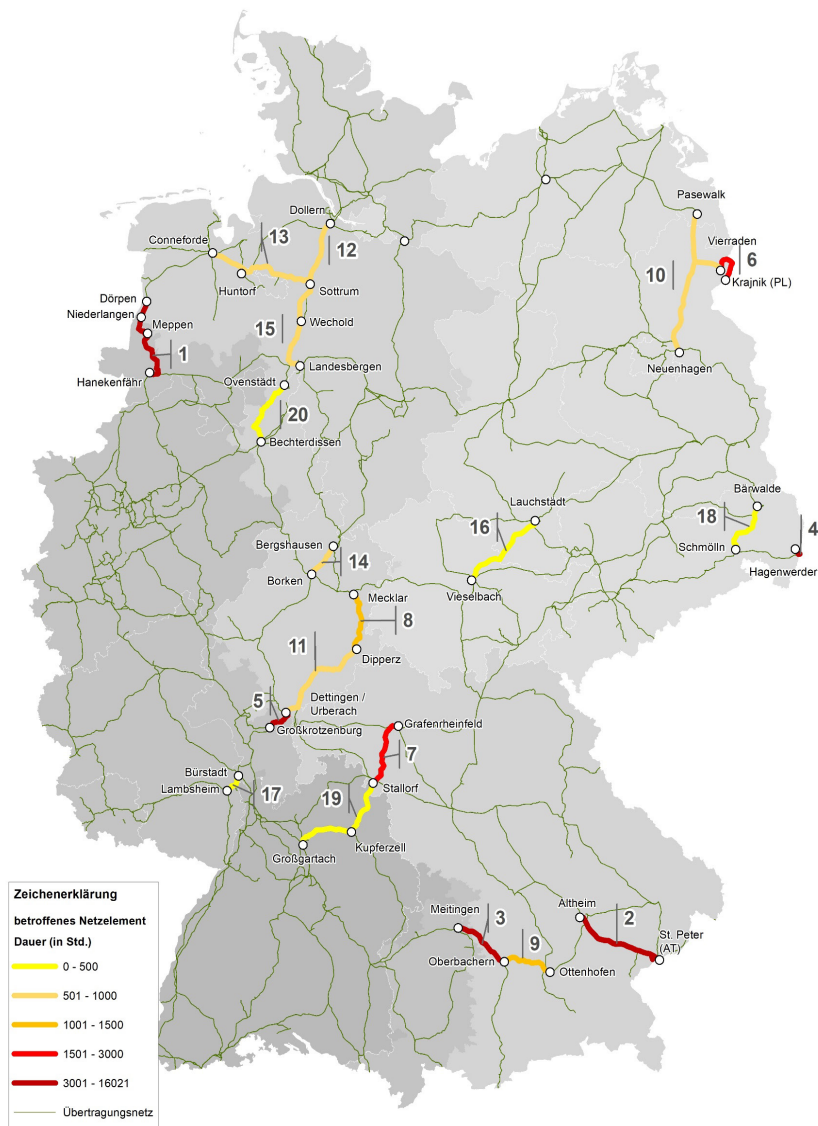
Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Überlastete Netzelemente der ÜNB im Gesamtjahr 2022

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	16.021
Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	3.040
Meitingen - Oberbachern	Amprion / TenneT	3.040
Leitung Hagenwerder - Mikulowa	50Hertz	3.037
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	3.005
Vierraden - Krajnik (DE_PL)	50Hertz	2.340
Grafenrheinfeld-Stalldorf	TenneT / TransnetBW	1.615
Mecklar - Dipperz	TenneT	1.302
Stromkreis Oberbachern - Ottenhofen	TenneT	1.228
Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	872
Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	846
Dollern-Sottrum	TenneT	788
Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	649
Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	622
Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	527
Leitung Lauchstädt - Vieselbach	50Hertz	452
Bürstadt-Lambsheim	Amprion	427
Bärwalde-Schmölln	50Hertz	424
Grafenrheinfeld - Kupferzell - Großgartach	TenneT / TransnetBW	399
Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	387

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

## Karte zu Tabelle 5: Dauer der Überlastung auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2022



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2022

**Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2022  
(inkl. Probe- und Testfahrten)**

	<b>Tage</b>	<b>MWh Summe</b>
Januar	31	514.216
Februar	28	641.281
März	28	408.639
April	30	285.640
Mai	30	226.912
Juni	27	179.430
Juli	31	252.924
August	27	222.967
September	23	80.957
Oktober	26	93.777
November	19	94.440
Dezember	26	236.803
<b>Gesamt</b>	<b>326</b>	<b>3.237.987</b>

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

## Tabelle 7: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2022

### Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2022 in GWh

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Wind (offshore)	4.153	-
Wind (onshore)	3.186	-
Braunkohle	3.131	156
Steinkohle	2.240	5.741
Solar	620	-
Kernenergie	221	8
Erdgas	204	2.055
Biomasse einschl. Biogas	101	-
Pumpspeicher	16	541
KWK-Strom	7	-
Laufwasser	2	-
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	1	3
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	1
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	-
Kombination von Erneuerbaren Energien (Ausnahmefall)	0	-
Abfall	0	-
Mineralölprodukte	0	149
Speicherwasser	-	-
KWK-Wärme	-	-
Unbekannt <sup>1</sup>	2.270	4.298

<sup>1</sup> Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft. Diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Ein weiterer Teil der unbekanntenen Redispatchmenge wird im Ausland angewiesen. Die Netzbetreiber haben keine Kenntnis über die im Ausland eingesetzten Energieträger.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern im Gesamtjahr 2022

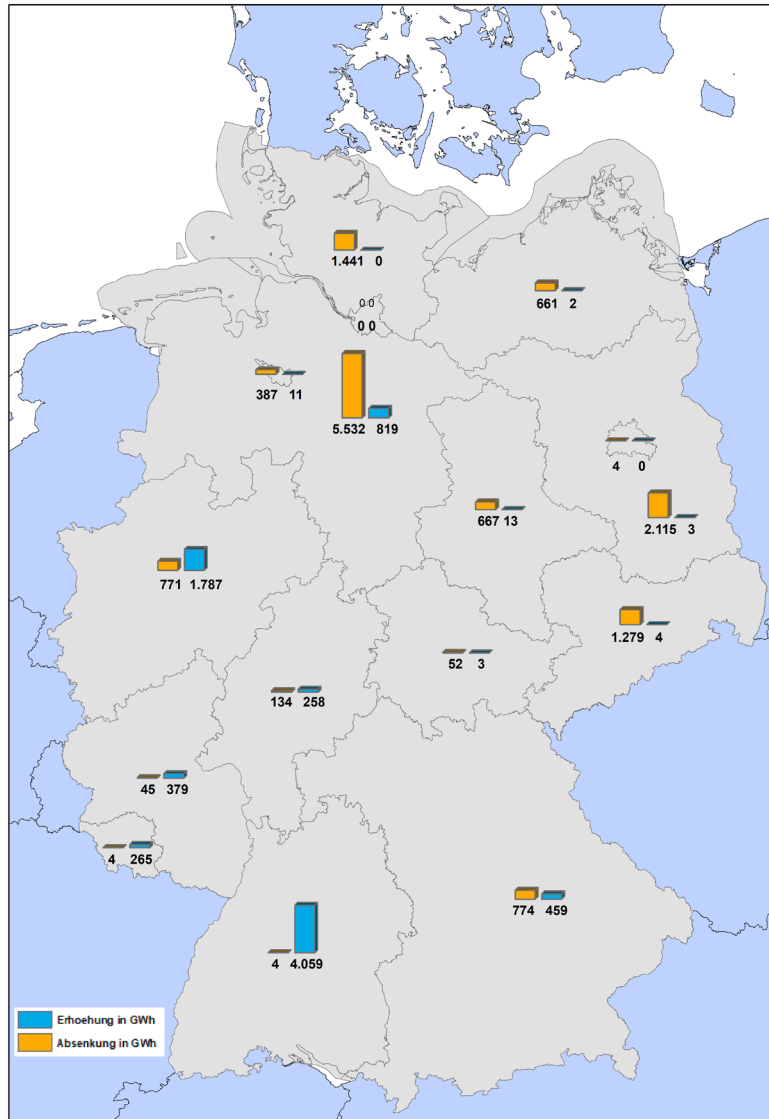
**Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im Gesamtjahr 2022 in GWh**

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	4	4.059
Bayern	774	459
Berlin	4	0
Brandenburg	2.115	3
Bremen	387	11
Hamburg	-	-
Hessen	134	258
Mecklenburg-Vorpommern	661	2
Niedersachsen	5.532	819
Nordrhein-Westfalen	771	1.787
Rheinland-Pfalz	45	379
Saarland	4	265
Sachsen	1.279	4
Sachsen-Anhalt	667	13
Schleswig-Holstein	1.441	-
Thüringen	52	3
nicht zutreffend (Börse); Ausland	2.285	4.825

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur






## Karte zu Tabelle 8: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im Gesamtjahr 2022 in GWh



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

-  [twitter.com/BNetzA](https://twitter.com/BNetzA)
-  [social.bund.de/@bnetza](https://social.bund.de/@bnetza)
-  [youtube.com/BNetzA](https://youtube.com/BNetzA)