

MARKTBEOBACHTUNG,  
MONITORING STROM/GAS,  
SMARD

# Quartals- Bericht

---

Netzengpassmanagement  
Zweites Quartal 2023



Bundesnetzagentur

## **2 Inhaltsverzeichnis**

3 Kernaussagen zum zweiten Quartal 2023

7 Erläuterungen und Definitionen

## 9 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

9 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

10 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2019-2023

## 11 Redispatchentwicklung

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

12 Tabelle 4: Aufteilung der Redispatch Mengen und Kosten nach Verursachung

13 Tabelle 5: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken

## 14 Überlastete Netzelemente

14 Tabelle 6: Überlastete Netzelemente der ÜNB

15 Karte zu 6: Dauer der Überlastung auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

## 16 Einsatz Netzreserve

16 Tabelle 7: Zusammensetzung der Netzreserveeinsätze

## 17 Kraftwerkseinsätze Redispatch

17 Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern

18 Tabelle 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern

# Netzengpassmanagement

## Zweites Quartal 2023

### Kernaussagen zum zweiten Quartal 2023

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. Mit diesem Bericht werden Redispatch-Mengen und –Kosten durch die Wirkleistungsanpassung von konventionellen Anlagen sowie von Erneuerbaren Energien erstmalig integriert dargestellt.

Es ist zu beachten, dass es sich bei den im Rahmen dieses Berichtes angegebenen Kosten und Mengen teilweise um geschätzte Werte handelt.

#### **Maßnahmenvolumen**

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) lag im zweiten Quartal 2023 bei rund 6.996 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahresquartal um 4 Prozent gestiegen (Q2 2022: 6.737 GWh).

Der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung ließen sich 3.722 GWh zuordnen. Davon entfielen 1.672 GWh auf Redispatch mit Erneuerbaren Energien (Q2 2022: 2.134 GWh). Obwohl rund 38 Prozent dieser Menge EE-Anlagen betrafen, die im Verteilernetz angeschlossen sind, lag der verursachende Netzengpass zu rund 81 Prozent im Übertragungsnetz. Rund 19 Prozent der Redispatchmenge mit Erneuerbaren Energien wurde aufgrund der Engpässe im Verteilernetz veranlasst.

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2022 ist die EE-Redispatchmenge um mehr als 20 Prozent gesunken (Q2 2022: 3.979 GWh). Auffallend ist der Rückgang von Abregelungen der Onshore-Windenergie um 47 Prozent (Q2 2023: 417 GWh; Q2 2022: 788 GWh). Ursächlich für diese Entwicklung ist hauptsächlich die in den beiden Quartalen voneinander abweichenden Großwetterlagen. So war das zweite Quartal im Jahr 2023 insgesamt windärmer als im Jahr 2022.

Mit rund 1.003 GWh ist Offshore-Windenergie dennoch der am meisten abgeregelte Energieträger. Dies ist auf folgende Gründe zurückzuführen:

- Hohe und direkte engpassentlastende Wirksamkeit der Offshore-Windenergieanlagen
- Zusätzliches Redispatch-Potenzial durch Zubau von Offshore-Windenergie
- Einhaltung der Mindesthandelskapazität an der Grenze zu Dänemark

Im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurden im ersten Quartal 2023 2,7 Prozent<sup>1</sup> der Erneuerbaren Energien wegen strom- und spannungsbedingten Engpässen abgeregelt. Es konnten somit mehr als 97% der erneuerbaren Erzeugung transportiert und genutzt werden.

Die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung der Markt- und Netzreservekraftwerken betrug im zweiten Quartal 2023 3.274 GWh (Q2 2022: 2.702 GWh).

Die Netzreservekraftwerke wurden mit rund 92 GWh eingesetzt (Q2 2022: 692 GWh). Der Rückgang des Netzreserveeinsatzes ist auf das im Juli 2022 in Kraft getretene Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz zurückzuführen. Um kurzfristig Erdgas in der Stromerzeugung einzusparen, konnten insbesondere mit Kohle befeuerte Kraftwerke von der Möglichkeit Gebrauch machen, mit ihren Anlagen aus der Netzreserve an den Strommarkt, befristet bis 2024, zurückzukehren.

Die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung der Marktkraftwerke lag im zweiten Quartal 2023 bei 3.182 GWh (Q2 2022: 2.010 GWh) und ist damit um 58 Prozent gestiegen. Dieser Anstieg korrespondiert mit dem Rückgang bei der Netzreserve. Im Übrigen handelt es sich hauptsächlich um Redispatch-Mengen, die aufgrund der Umsetzung von Redispatch 2.0 in den Datenabfragen bei den Netzbetreibern sichtbar geworden sind. Durch

die Einführung des „Redispatch 2.0“ tragen die Netzbetreiber nunmehr die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich auch von Abregelungen von Erneuerbaren Energie und KWK-Anlagen.

### **Kosten**

Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen im zweiten Quartal 2023 bei 584 Mio. Euro und sind im Vergleich zum zweiten Quartal 2022 um rund 24 Prozent gesunken (Q2 2022: 772 Mio. Euro). Diese Entwicklung ist einerseits auf den relativ moderaten Anstieg des Maßnahmenvolumens und andererseits auf die gesunkenen Brennstoff- sowie Großhandelspreise zurückzuführen.

- Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Anlagen beliefen sich im zweiten Quartal 2023 auf rund 350 Mio. Euro (Q2 2022: 320 Mio. Euro) und sind um rund 10 Prozent gestiegen. Dabei ist zu beachten, dass im Gegensatz zum zweiten Quartal 2022 die Kompensationszahlungen an die BKV in Höhe von 38 Mio. Euro ein Bestandteil der Redispatchkosten waren. Hintergrund: Für die Netzbetreiber, die den Redispatch 2.0 noch nicht vollumfänglich umgesetzt haben, wird der bilanzielle Ausgleich im Rahmen der sog. „BDEW-Übergangslösung“ von den Bilanzkreisverantwortlichen selbst beschafft, die dafür eine finanzielle Kompensation (je MWh) vom Netzbetreiber erhalten. Ohne Angaben der Kompensationszahlungen an die BKV lägen die Kosten bei 313 Mio. Euro und wären trotz des mengenmäßigen Anstieges des positiven Redispatches im Vergleich

zum Vorjahr gesunken. Diese Entwicklung ist auf die gesunkenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen.

- Die Kosten der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbaren Energien betragen rund 101 Mio. Euro (Q2 2022: 56 Mio. Euro) und sind im Vergleich zum zweiten Quartal 2022 um rund 80 Prozent gestiegen. Ursächlich für diese Entwicklung sind die gesunkenen Großhandelspreise. 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 Förderung nach dem EEG in Form der sogenannten „Marktprämie“. Die Marktprämie ist die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem monatlichen Durchschnittspreis für Strom an der Börse. Der Anstieg der Marktprämie ist somit auf den Rückgang der Großhandelspreise zurückzuführen.
- Die vorläufigen vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve im zweiten Quartal 2023 beliefen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur auf 40 Mio. Euro (Q2 2022: 70 Mio. Euro). Die Einsatzkosten lagen bei rund 50 Mio. Euro (Q1 2023: 143 Mio. Euro), sodass die Gesamtkosten für die Netzreserve rund 90 Mio. Euro betragen. Der Rückgang der Kosten verlief proportional zur Entwicklung des Netzreserveeinsatzes und der Brennstoffpreise.

- Die Kosten für Countertrading im zweiten Quartal 2023 betragen rund 42 Mio. Euro (Q2 2022: 56 Mio. Euro) und sind trotz des starken mengenmäßigen Anstiegs (Q2 2023: 1.641 GWh; Q2 2022: 935 GWh) um rund 25 Prozent gesunken. Die im Vergleich zum Vorjahresquartal gesunkenen Großhandelspreise haben zu dieser Entwicklung maßgeblich beigetragen.

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.

---

<sup>1</sup> Die Ermittlung des Verhältnisses von netztechnisch begründeten Reduzierungen von erneuerbarer Erzeugung im Verhältnis zur realisierten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten für die realisierte Einspeisung.

## 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 zweiten Quartal 2023

|  | <b>Redispatch</b>  |          |        |          |       |          |  |          |  |
|--|--|----------|--------|----------|-------|----------|--|----------|--|
| <b>Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt</b> | § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1,<br>§ 13b Absatz 4 EnWG:<br>Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze   |          |        |          |       |          |  |          |  |
| <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  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| <b>Umfang im Berichtszeitraum</b>                | Redispatch Gesamtmenge<br>Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerke (mit Probestarts und Testfahrten):<br>In GWh<br><table style="margin-left: 20px; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Q1 2023:</td><td style="text-align: right;">11.400</td></tr> <tr><td>Q2 2023:</td><td style="text-align: right;">6.996</td></tr> <tr><td>Q3 2023:</td><td></td></tr> <tr><td>Q4 2023:</td><td></td></tr> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 10px;"><b>Gesamt:</b></p> | Q1 2023: | 11.400 | Q2 2023: | 6.996 | Q3 2023: |  | Q4 2023: |  |
| Q1 2023:   | 11.400   |          |        |          |       |          |  |          |  |
| Q2 2023:   | 6.996  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| Q3 2023:   |  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| Q4 2023:   |  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| <b>Kostenschätzung im Berichtszeitraum</b>       | Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke:<br>in Mio EUR<br><table style="margin-left: 20px; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Q1 2023:</td><td style="text-align: right;">1.073</td></tr> <tr><td>Q2 2023:</td><td style="text-align: right;">584</td></tr> <tr><td>Q3 2023:</td><td></td></tr> <tr><td>Q4 2023:</td><td></td></tr> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 10px;"><b>Gesamt:</b></p>                              | Q1 2023: | 1.073  | Q2 2023: | 584   | Q3 2023: |  | Q4 2023: |  |
| Q1 2023:   | 1.073  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| Q2 2023:   | 584  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| Q3 2023:   |  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| Q4 2023:   |  |          |        |          |       |          |  |          |  |
| <b>Vorläufige Gesamtkosten 2023</b>              | <b>1.657 Mio. EUR</b>  |          |        |          |       |          |  |          |  |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2019 bis 2023

|             | Redispatch<br>(ab Q3 2022 ist EinsMan im Redispatch integriert) |  |   | Netzreservkraftwerke      |   |                             |   | EinsMan<br>(ab Q3 2022 ist Einsman in den Redispatch integriert) |   | Anpassungen<br>von Stromeinspeisung |
|-------------|---|--|---|---------------------------|---|-----------------------------|---|--|---|-------------------------------------|
|             | Menge<br>Marktkraftwerke<br>GWh <sup>1</sup>                    | Kosten-<br>schätzung<br>Redispatch<br>Mio. Euro <sup>2,3,8</sup> | Kostenschätzung<br>Countertrading<br>Mio. Euro <sup>3</sup> | Menge<br>GWh <sup>4</sup> | Kosten-<br>schätzung<br>Abruf<br>Mio. Euro <sup>3</sup> | Leistung <sup>5</sup><br>MW | Jährliche Vorhalte- und<br>abrufunabhängige<br>Kosten<br>Mio. Euro <sup>6</sup> | Menge Ausfall-<br>arbeit<br>GWh <sup>7</sup>                     | Schätzung<br>Entschädigungen<br>Mio. Euro | Menge<br>GWh                        |
| <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<br/>Erneuerbaren</b>                          |   |                                     |
| <b>2022</b> | <b>13.047</b>   | <b>11.068</b>  | <b>2.689,2</b>  | <b>371,1</b>              | <b>650,4</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   |                             | 69,3  | 3.285  | 92  | 7,2                                 |
| Quartal 2   | 1.845   | 2.010  | 446,4   | 56,4                      | 692   |                             | 69,9  | 2.134  | 56  | 0,2                                 |
| Quartal 3   | 2.456   | 1.353  | 574,1   | 89,7                      | 557   |                             | 79,3  | 892  |   |                                     |
| Quartal 4   | 4.030   | 3.193  | 742,0   | 73,1                      | 425   |                             | 170,7   | 1.760  |   |                                     |
| <b>2023</b> |   |  |   |                           |   | <b>5.651</b>                |   |  |   |                                     |
| Quartal 1   | 6.191   | 4.499  | 796,3   | 53,1                      | 710   |                             | 83,0  | 3.576  |   |                                     |
| Quartal 2   | 3.722   | 3.182  | 451,3   | 42,5                      | 92  |                             | 40,0  | 1.672  |   |                                     |

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 Ab dem dritten Quartal 2022 ist in der Kostenschätzung die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten.

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG im zweiten Quartal 2023 in GWh

|  |              |
|--|--------------|
| <b>Gesamt</b>                                    | <b>6.996</b> |
| <b>Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung</b>        | <b>6.996</b> |
| davon Absenkung                                  | 3.722        |
| davon Absenkung von Erneuerbare Energien         | 1.672        |
| davon Hochfahren                                 | 3.274        |
| davon Marktkraftwerke                            | 3.182        |
| davon Reservekraftwerke                          | 92           |
| davon Probe- und Testfahrten                     | 40           |
| <b>Aufteilung nach Maßnahmenart</b>              | <b>6.996</b> |
| Einzelüberlastungsmaßnahmen                      | 3.896        |
| 4-ÜNB Maßnahmen                                  | 3.100        |
| <b>Aufteilung nach Maßnahmengrund</b>            | <b>6.996</b> |
| Spannungsbedingt                                 | 576          |
| Strombedingt                                     | 6.235        |
| Anforderung aus dem Ausland                      | 87           |
| sonstiges  | 98           |
| <b>Aufteilung nach geographischer Komponente</b> | <b>6.996</b> |
| Nicht Grenzüberschreitend                        | 3.076        |
| Grenzüberschreitend                              | 3.919        |
| davon Countertrading                             | 1.641        |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Aufteilung der Redispatch-Mengen und Kosten nach Verursachung im zweiten Quartal 2023

|  | Maßnahmen auf der |            | Verursachung im |            |
|--|-------------------|------------|-----------------|------------|
|  | ÜNB-Ebene         | VNB-Ebene  | ÜNB Netz        | VNB Netz   |
| <b>Redispatch</b> (inkl. Netzreserve und Countertrading) <b>in GWh</b> | <b>6.343</b>      | <b>653</b> | <b>6.654</b>    | <b>342</b> |
| Prozentuale Verteilung der Mengen                                      | 91%               | 9%         | 95%             | 5%         |
| <b>Gesamtkosten von Redispatch*</b> <b>in Mio. Euro</b>                | <b>521</b>        | <b>63</b>  | <b>551</b>      | <b>33</b>  |
| Prozentuale Verteilung der Kosten                                      | 89%               | 11%        | 94%             | 6%         |
| <b>Redispatch mit Erneuerbaren Energien in GWh</b>                     | <b>1.036</b>      | <b>637</b> | <b>1.350</b>    | <b>322</b> |
| Prozentuale Verteilung der Mengen                                      | 62%               | 38%        | 81%             | 19%        |
| <b>Kosten von Redispatch mit EE**</b> <b>in Mio. Euro</b>              | <b>77</b>         | <b>24</b>  | <b>87</b>       | <b>13</b>  |
| Prozentuale Verteilung der Kosten                                      | 76%               | 24%        | 87%             | 13%        |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

\*Die hier angegebenen Kosten enthalten die Kompensationszahlungen an den Bilanzkreisverantwortlichen. Diese können nicht explizit der verursachenden Netzebene zugeordnet werden und werden deshalb mittels der Verursachung auf der VNB-Ebene verteilt.

\*\*Kosten in der Spalte "Maßnahmen auf der ÜNB- bzw. VNB-Ebene" beziehen sich auf die Kosten, die auf der jeweiligen Netzebene anfallen. Kosten in der Spalte "Verursachung im ÜNB bzw. VNB Netz" beziehen sich auf die Kosten, die vom ÜNB bzw. VNB nach dem Verursacherprinzip getragen werden.

Tabelle 5: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im zweiten Quartal 2023

**Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im zweiten Quartal 2023**

| <b>Netzgebiet</b>    | <b>Geschätzte Kosten<br/>in Mio. Euro</b> |
|----------------------|---|
| Regelzone TenneT     | 348,5                                     |
| Regelzone 50Hertz    | 65,1                                      |
| Regelzone TransnetBW | 5,5                                       |
| Regelzone Amprion    | 32,2                                      |
| <b>Gesamt</b>        | <b>451,3</b>                              |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Überlastete Netzelemente der ÜNB im zweiten Quartal 2023

Die am meisten überlasteten Netzelemente der ÜNB im zweiten Quartal 2023 auf Basis des PRD1 Betriebsplanungsprozesses

| Betroffene Netzgebiete                                       | Regelzone           | Dauer in Stunden |
|--|---------------------|------------------|
| Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)              | TenneT / Amprion    | 3.388            |
| Ensdorf - Vigy / Oberzier - Maasbracht                       | Amprion             | 1.414            |
| Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)     | TenneT              | 866              |
| Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach                         | TenneT / Amprion    | 768              |
| Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT)) | TenneT              | 596              |
| Leitung Hagenwerder - Mikulowa                               | 50Hertz             | 581              |
| Stromkreis Bechterdissen - Gütersloh                         | TenneT / Amprion    | 484              |
| Dollern-Sottrum  | TenneT              | 418              |
| Stadorf - Lüneburg - Krümmel                                 | TenneT              | 261              |
| Vierraden - Krajnik (DE_PL)                                  | 50Hertz             | 249              |
| Stromkreis Diele - Rhede - Dörpen                            | TenneT              | 242              |
| Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt                          | TenneT              | 200              |
| Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)                  | TenneT              | 176              |
| Tiengen - Beznau / Aare Ost                                  | Amprion             | 143              |
| Dollern - Ovenstädt  | TenneT              | 117              |
| Leitung Mecklar - Vieselbach                                 | 50Hertz / TenneT    | 116              |
| Leitung Mecklar - Eisenach                                   | 50Hertz / TenneT    | 114              |
| Leitung Wahle-Mecklar  | TenneT              | 112              |
| Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk                    | 50Hertz             | 107              |
| Grafenrheinfeld-Stalldorf                                    | TenneT / TransnetBW | 106              |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Karte zu Tabelle 6: Dauer der Überlastung auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

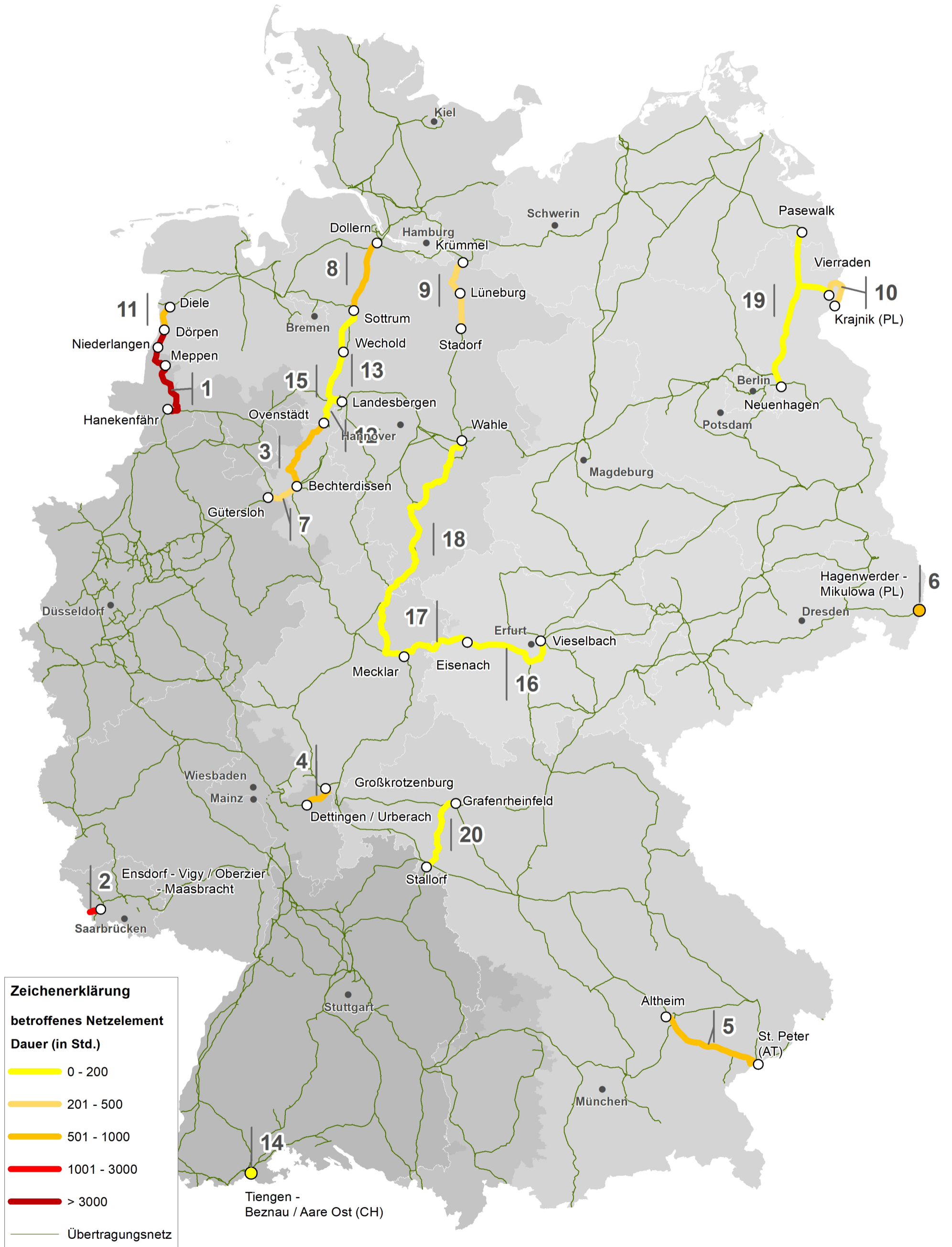


Tabelle 7: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2023 in GWh

**Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2023  
(inkl. Probe- und Testfahrten)**

|               | <b>Tage</b> | <b>MWh Summe</b> |
|---------------|-------------|------------------|
| April         | 16          | 52.184           |
| Mai           | 15          | 32.053           |
| Juni          | 9           | 7.744            |
| <b>Gesamt</b> | <b>40</b>   | <b>91.982</b>    |



Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2023

**Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2023 in GWh**

| Energieträger                             | Absenkung | Erhöhung |
|---|-----------|----------|
| Wind (offshore)                           | 1.003     | -        |
| Braunkohle                                | 480       | 329      |
| Wind (onshore)                            | 417       | -        |
| Solar                                     | 244       | -        |
| Erdgas                                    | 43        | 695      |
| Steinkohle                                | 39        | 1.097    |
| Biomasse einschl. Biogas                  | 7         | -        |
| Pumpspeicher                              | 3         | 135      |
| Kernenergie                               | 2         | -        |
| Laufwasser                                | 1         | -        |
| Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar) | 0         | 0        |
| Deponie-, Klär- und Grubengas             | 0         | -        |
| Mineralölprodukte                         | 0         | 9        |
| Unbekannt <sup>1</sup>                    | 1.483     | 1.008    |

<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 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern im zweiten Quartal 2023




**Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im zweiten Quartal 2023 in GWh**

| <b>Bundesland</b>        | <b>Absenkung</b> | <b>Erhöhung</b> |
|--------------------------|------------------|-----------------|
| Niedersachsen            | 635              | 286             |
| Schleswig-Holstein       | 508              | -               |
| Brandenburg              | 383              | 15              |
| Sachsen                  | 199              | 146             |
| Sachsen-Anhalt           | 144              | 1               |
| Mecklenburg-Vorpommern   | 135              | -               |
| Bayern                   | 128              | 190             |
| Berlin                   | 30               | 1               |
| Nordrhein-Westfalen      | 28               | 730             |
| Thüringen                | 22               | 1               |
| Hessen                   | 14               | 162             |
| Bremen                   | 7                | 22              |
| Rheinland-Pfalz          | 2                | 7               |
| Baden-Württemberg        | 2                | 464             |
| Saarland                 | 0                | 119             |
| Hamburg                  | -                | -               |
| nicht zutreffend (Börse) | 256              | 862             |
| <b>Ausland</b>           | <b>1.230</b>     | <b>269</b>      |
| Dänemark                 | 1.139            | 1               |
| Österreich               | 63               | 229             |
| Schweiz                  | 24               | 34              |
| Frankreich               | 4                | 5               |
| Niederlande              | 1                | -               |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



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

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