

STUDIE 09/2023



**Kurzstudie für die EWS Elektrizitätswerke Schönau eG**

# Redispatch im deutschen Stromsystem - Hintergründe, Kostenverteilung, Emissionen



Marie Wettingfeld unter Mitarbeit von Peter Martin  
und Florin Collmer • September 2023

## Inhalt

Diese Studie entstand im Auftrag der Elektrizitätswerke Schönau. Ziel der Studie ist es, die Rolle von Redispatchmaßnahmen im deutschen Strommarkt zu analysieren sowie die Auswirkungen der Anwendung des Mechanismus darzulegen. Hierfür werden Redispatch und ähnliche Mechanismen des Engpassmanagement erklärt (Kapitel 2). Dann werden die Häufigkeit der Nutzung der Mechanismen über den Verlauf der letzten Jahre sowie die daraus entstehenden Kosten dargelegt (Kapitel 3). In Kapitel 4 und 5 werden die

Auswirkungen der Maßnahmen auf die Netzentgelte der Verbraucher\*innen und die Ökobilanz des Systems analysiert. In Kapitel 7 werden verschiedene Lösungsansätze aufgezeigt.

**Veröffentlichung: September 2023**

## Herausgeber

### Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Schwedenstraße 15a  
13357 Berlin

Tel +49 (0) 30 76 23 991 – 30

Fax +49 (0) 30 76 23 991 – 59

[www.foes.de](http://www.foes.de) – [foes@foes.de](mailto:foes@foes.de)

## Über das FÖS

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger\*innen und Multiplikator\*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben

durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

## Bildnachweise

Foto Titelseite: pexels.com

# Redispatch – Hintergründe, Kostenverteilung, Emissionen

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Was sind Netzengpassmanagement, Redispatch und Einspeisemanagement und wofür werden sie angewandt?</b> .....	<b>5</b>
2.1	Redispatch.....	6
2.2	Einspeisemanagement.....	6
2.3	Redispatch 2.0 .....	7
<b>3</b>	<b>Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung – Volumen, Kosten und Regionen</b> .....	<b>7</b>
3.1	Entwicklung der gesamten Engpassmanagement-Maßnahmen seit 2013 – Volumen und Kosten .....	7
3.1.1	Redispatch: Volumen und Kosten .....	8
3.1.2	Einspeisemanagement: Volumen und Kosten.....	9
3.2	Wo entsteht Redispatchbedarf?.....	10
<b>4</b>	<b>Auswirkungen der vermehrten Nutzung des Engpassmanagements auf die Netzentgelte</b> .....	<b>11</b>
4.1	Zusammensetzung der Netzentgelte.....	12
4.1.1	Zusammensetzung der Kosten für Netzbetreiber .....	12
4.1.2	Kostenallokation .....	12
4.2	Entwicklung der Netzentgelte.....	12
4.3	Verteilung der Netzkosten.....	12
4.3.1	Regionale Unterschiede.....	12
4.3.2	Welche Verbrauchergruppen werden belastet?.....	13
4.4	Wie wirkt sich Redispatch auf die Emissionsbilanz aus?.....	15
<b>5</b>	<b>Zwischenfazit – Auswirkungen Redispatch</b> .....	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>Lösungsansätze</b> .....	<b>17</b>
6.1	Netzausbau .....	17
6.2	Netzentgeltreform .....	18
6.2.1	Faire Verteilung: Regional und nach Verbrauchergruppen.....	18
6.2.2	Flexibilität der Verbraucher*innen nutzen .....	18
6.2.3	G-Komponente.....	18
6.3	Aufteilung der deutschen Gebotszone.....	19
6.3.1	Vorteile einer Gebotszonenaufteilung.....	19
6.3.2	Argumente gegen eine Gebotszonenaufteilung.....	20
6.3.3	Der weitere Prozess .....	20
6.4	Nodalpreissystem .....	20
<b>7</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>20</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>22</b>

## Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Transformation des deutschen Stromsystems hin zur vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energien ist eine Grundvoraussetzung zur Erreichung der Klimaschutzziele. Immer häufiger müssen die Stromnetzbetreiber jedoch in das Marktgeschehen eingreifen, da die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den Strom so zu transportieren, wie er gehandelt wurde. Dieser Eingriff wird als Redispatch bezeichnet und hat in den letzten Jahren zu massiven Kostensteigerungen und Mehremissionen geführt. Im Sinne des Klimaschutzes sollte hier zügig gegengesteuert werden, indem insbesondere der lastnahe Ausbau der erneuerbaren Energien effizienter angereizt und die Netzentgeltkosten fairer verteilt werden. Daher bedarf es einer Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Um einem **Stromnetzengpass entgegenzuwirken**, sind die Stromnetzbetreiber dazu verpflichtet, Maßnahmen anzuordnen, die die Überlastung eines Teils des Stromnetzes verhindern.

Eine der am häufigsten angewandten Maßnahmen ist der sogenannte **Redispatch**. Dabei weist der Netzbetreiber ein Kraftwerk an die Produktion herunterzufahren, während ein anderes Kraftwerk angewiesen wird mehr Strom zu produzieren. Auf diese Weise werden die Strommengen an einer anderen Stelle in das Stromnetz eingespeist und der Netzengpass wird „umgangen“.

Grund für die vermehrte Notwendigkeit, Engpassmanagementmaßnahmen durchzuführen, ist der steigende Transportbedarf von Strom. Dieser ist darauf zurückzuführen, dass **erneuerbare Energien Anlagen bisher sehr ungleichmäßig** und fernab der bestehenden Lastzentren in Deutschland zugebaut wurden. Während es im Norden beispielsweise viel erneuerbare Erzeugung gibt (insbesondere Windenergie), wurden im Süden Deutschlands, wo große industrielle Lasten angesiedelt sind, bisher nur sehr wenige Windenergieanlagen gebaut.

Gleichzeitig können alle Akteure, die am Stromgroßhandelsmarkt aktiv sind, Strom zum gleichen Preis beziehen, unabhängig von ihrem Standort und den zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten (**Prinzip der Kupferplatte**).

Da in den letzten Jahren der **Netzausbau zu langsam vorangeschritten** ist und es bislang an Anreizen fehlt, erneuerbare Erzeugungsanlagen so zu planen, dass ihre Standortwahl das System entlastet, steigt der Bedarf an Redispatch.

Im Jahr 2022 lag das gesamte Volumen von **Engpassmanagementmaßnahmen** bei rund 35.424 GWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies ein Anstieg um 29 Prozent (2021: 27.384 GWh) (Bundesnetzagentur 2023a). Seit 2013 stieg das Maßnahmenvolumen um mehr als 1.144 Prozent an. Im Jahr 2022 lagen die **Kosten für die Durchführung der Engpassmanagementmaßnahmen bei 4,2 Mrd. Euro** und damit weit über dem Vorjahresniveau (Gesamtjahr 2021: 2,3 Mrd. Euro). Seit 2013 sind die Kosten um 1.900 Prozent angestiegen. **Redispatch macht dabei den größten Anteil aus**. Im Jahr 2022 lag das Volumen für Redispatch bei 24.115 GWh.

Dies ist ein Anstieg von **knapp 450 Prozent** im Vergleich zu 2013. **Die Kosten für Redispatch beliefen sich in 2022 auf 2,69 Mrd. Euro, was einem Anstieg von 2.345 Prozent** gegenüber 2013 entspricht.

Die entstehenden Kosten werden auf die Netzentgelte umgelegt. Die Verbrauchergruppen werden dabei ungleich belastet. Die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltsverbraucher\*innen sind fast dreimal so hoch wie für Industrieverbraucher. Relativ zum Stromverbrauch tragen **Haushaltsverbraucher\*innen somit die meisten Kosten**.

Wird Strom aus EE-Anlagen abgeregelt und durch ein fossiles Kraftwerk neu erzeugt, kommt es außerdem zu Mehremissionen. Im Jahr 2022 kam es schätzungsweise zu **Mehremissionen** von ca. 1,04 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Ohne eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen werden der Umfang von Engpassmanagementmaßnahmen sowie die damit einhergehenden Kosten weiter ansteigen, und das **zu Lasten der Haushaltsverbraucher\*innen sowie der ökologischen Effizienz**. Um dies zu verhindern, sollten die Regeln so angepasst werden, dass die physikalische Realität des Strommarktes besser abgebildet und Kosten angemessen verteilt werden.

Ein wesentlicher Hebel dafür ist die **Anpassung der Netzentgeltssystematik**. Die Systemkosten sollten fair zwischen den Verbrauchergruppen sowie regional gerecht verteilt werden. Das könnte beispielsweise über eine **überregionale Angleichung der Verteilnetzentgelte** geschehen, um Regionen zu entlasten, die bereits sehr viel installierte Leistung von EE-Stromerzeugungsanlagen errichtet haben. Eine regional differenzierte Netzentgeltkomponente für Erzeuger (**G-Komponente**) könnte außerdem die Standortwahl von Anlagenbetreibern im Sinne der Netzdienlichkeit beeinflussen. Gleichzeitig können über die Netzentgelte auch **Anreize für verbraucherseitige Flexibilitäten** geschaffen werden.

Eine weitere Möglichkeit, die physikalischen Gegebenheiten des Systems im Markt besser abzubilden, wäre die **Teilung der deutschen Strompreiszone** in zwei oder mehrere kleinere Gebotszonen. Bei einer effizienten Ausgestaltung kann dies zum Beispiel dazu führen, dass wirksame Anreize für den Zubau erneuerbarer Energien und eine verstärkte Aktivierung von Flexibilitäten entstehen.

## 1 Einleitung

Um die Klimaziele zu erreichen, muss Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 46,2 Prozent im Jahr 2022 auf mindestens 80 Prozent bis 2030 erhöhen (Bundesregierung 2023).

Neben der Notwendigkeit, den **Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten** zu beschleunigen, stellt insbesondere der Versuch, diese Anlagen in ein noch immer stark auf **konventionelle Erzeugungsstrukturen ausgerichtetes Marktdesign zu integrieren**, eine Herausforderung dar.

Zum Beispiel wird der Strom bislang innerhalb der gesamten deutschen Strompreiszone<sup>1</sup> zu einem Einheitspreis gehandelt, ohne Berücksichtigung der Transportkapazitäten (sog. Prinzip der **Kupferplatte**).

### Die Fiktion der Kupferplatte

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes wurde in Deutschland die „Fiktion der Kupferplatte“ eingeführt. Das bedeutet, dass am Stromgroßhandelsmarkt davon ausgegangen wird, dass **die Netzkapazitäten jederzeit ausreichen, um den Strom so zu liefern**, wie er gehandelt wurde – als wären alle Erzeuger\*innen und Verbraucher\*innen an eine gemeinsame Kupferplatte angeschlossen anstatt durch individuelle, unterschiedlich leistungsstarke Leitungen verbunden.

Ziel dieses Prinzip war es, die **Liquidität des Marktes** zu gewährleisten (Hirth et al. 2018). Vor der Liberalisierung des Strommarktes waren Erzeugung und Netz in einer Hand, so dass Dritte keinen oder nur diskriminieren Zugang zum Netz und somit zum Markt hatten.

In der Realität kann die **regionale Erzeugung** von Strom innerhalb Deutschlands sehr unterschiedlich sein. An einem windigen Tag kann es beispielsweise zu einer Überproduktion von Windstrom in Norddeutschland kommen, während in Süddeutschland zum gleichen Zeitpunkt fast keine erneuerbare Energie produziert wird. Da der Strom dann im Norden günstiger ist und zu diesen günstigen Preisen in ganz Deutschland erworben wird, entsteht ein **massiver Transportbedarf** von Nord nach Süd. Am Stromgroßhandelsmarkt wird das jedoch nicht berücksichtigt.

Immer häufiger reicht die Stromübertragungskapazität daher nicht aus, um den Strom so zu transportieren, wie er gehandelt wurde. In diesen Fällen greift der Netzbetreiber ein, um eine Überlastung der betroffenen Stromleitungen zu vermeiden. Eine häufig angewandte Maßnahme ist dabei der „**Redispatch**“.

Das Volumen und die Kosten der angewandten Redispatchmaßnahmen steigen seit Jahren stark an. Gründe dafür sind der **der schleppende Ausbau der Stromnetzübertragungskapazitäten**, fehlende Anreize für die Aktivierung von **dezentralen Flexibilitätpotenzialen** sowie der geringe Anteil installierter Leistung erneuerbarer Stromerzeugung nahe den großen **Lastzentren** in Deutschland. Außerdem steigt die **Komplexität des Systems**, da die Struktur und Funktionsweise des Marktes noch nicht auf eine dezentrale, erneuerbare Energieerzeugung ausgelegt sind. Somit mangelt es an Anreizen für die flexible und dezentrale Nutzung von Strom oder die antizipatorische Vermeidung von überlasteten Stromleitungen.

In der Folge **steigen die Netznutzungsentgelte** und somit die Stromrechnungen der Verbraucher\*innen. Außerdem entstehen zusätzliche **CO<sub>2</sub>-Emissionen**.

Ohne eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen wird der Bedarf an Redispatch weiter steigen, zu Lasten insbesondere der privaten Verbraucher\*innen und der ökologischen Effizienz.

## 2 Was sind Netzengpassmanagement, Redispatch und Einspeisemanagement und wofür werden sie angewandt?

Unter dem Begriff **Netzengpassmanagement**<sup>2</sup> versteht man verschiedene Maßnahmen, die der Netzbetreiber durchführen kann und muss, um die Stabilität des Versorgungsnetzes jederzeit zu gewährleisten.

Der Netzbetreiber setzt Maßnahmen dann ein, wenn die **Begrenzungen des Netzes** sonst überschritten werden können. Die Maßnahmen können am Vortag angeordnet werden oder, wenn nötig, sehr kurzfristig durchgeführt werden.

Der Netzbetreiber kann sowohl markt- als auch netzbezogene Maßnahmen ergreifen. Zu den

<sup>1</sup> Die deutsche Strompreiszone, auch Gebotszone genannt, umfasst Deutschland und Luxemburg.

<sup>2</sup> Der Begriff Engpassmanagement kann sich auch auf Verantwortungen des Netzbetreibers nach Art 14 ff Elektrizitätsbinnenmarkt-VO handeln bezüglich der Verantwortung ausreichend Netzzugangskapazitäten bereitzustellen und den Handel zwischen

Gebotszonen zu ermöglichen (Bundesnetzagentur). Im vorliegenden Papier wird Engpassmanagement im weiteren Sinne, als Überbegriff für Maßnahmen nach § 13 Abs.1 Satz 2 EnWG verwendet.

netzbezogenen Maßnahmen zählen beispielsweise Netzschaltungen. Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählen u.a. Redispatch, Einspeisemanagement (EinsMan) und der Einsatz von fossilen Kraftwerken, welche zur Absicherung der Systemstabilität vorgehalten werden (sog. Netzreservekraftwerke) (Bundesnetzagentur 2023b).

Andere Maßnahmen, die der Netzbetreiber ergreifen kann, um die **Systemstabilität zu gewährleisten**, sind die Nutzung ab- und zuschaltbarer Lasten und Countertrading.

### Countertrading

Bei Countertrading handelt es sich um eine marktbezogene Maßnahme, welche der Netzbetreiber nutzen kann, um einen drohenden Engpass im Netz abzuwenden. Im Unterschied zum herkömmlichen Redispatch handelt es sich um ein durch den ÜNB durchgeführtes Handelsgeschäft. Hierbei kauft der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gezielt Strom an der Strombörse ein, um Redispatch durchzuführen, um so dem sich abzeichnenden Lastfluss entgegenzuwirken (Dräger 2017).

## 2.1 Redispatch

Unter dem Begriff Redispatch versteht man **den Eingriff des Netzbetreibers in die geplante Erzeugung**, also in den Dispatch, von Kraftwerken, um Leitungsschnitte vor einer Überlastung zu schützen.

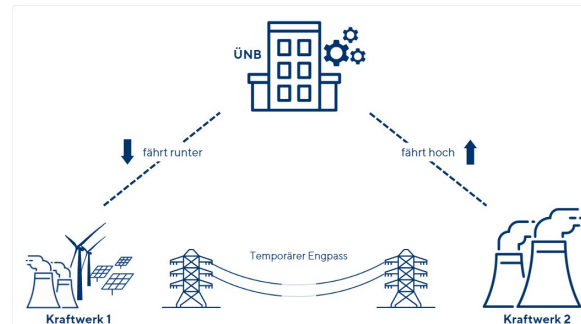
### Dispatch

Der Dispatch ist der Einsatzplan der Kraftwerke. Ziel der Kraftwerksbetreiber ist es, eine möglichst lukrative Fahrweise ihrer Erzeugungsanlagen zu erreichen. Dazu wird der Einsatz aller verfügbaren Kraftwerke unter Berücksichtigung der variablen Kosten (z.B. Kosten des Brennstoffes) und der zu erwartenden Preise am Absatzmarkt geplant. Ein Kraftwerk wird in der Regel nur dann eingesetzt, wenn die Produktionskosten die Absatzpreise nicht überschreiten. Im Ergebnis entsteht ein „Fahrplan“, welcher die Allokation der verfügbaren Kraftwerksleistung in räumlicher, zeitlicher und gradueller Hinsicht festhält. Dieser Fahrplan wird am Vortag, bis 14:30 Uhr, an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Aus der Summe der Fahrpläne in allen vier Regelzonen ergibt sich dann der bundesdeutsche Dispatch. Bei den erneuerbaren Energien ergibt sich der Fahrplan aus Wetterprognosen und Anlagenverfügbarkeit (außer bei Biogasanlagen und Wasserkraftwerken) (Next Kraftwerke 2023a).

Sobald die ÜNB alle Fahrpläne vorliegen haben, erstellen sie eine Übersicht der voraussichtlichen Ein- und Ausspeisung und berechnen die sich daraus ergebene Netzauslastung. Stellt der Netzbetreiber fest, dass die

Kapazitäten bestimmter Netzabschnitte nicht ausreichen, um die angekündigte Menge Strom zu transportieren, können **Verschiebungen der Stromproduktion** angewiesen werden: Kraftwerke diesseits des potenziellen Engpasses müssen ihre Einspeisung drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen (siehe **Abbildung 1**) (Bundesnetzagentur). Diese Anweisung wird als Redispatch bezeichnet.

**Abbildung 1: Beispiel Redispatch**



Quelle: Eigene Darstellung nach (Next Kraftwerke 2023a).

Ursprünglich wurden nur fossile Kraftwerke ab einer Leistung von 10 MW für Redispatchmaßnahmen herangezogen. Seit der Einführung des Redispatch 2.0 (siehe auch Kapitel 2.3) werden Kraftwerke ab einer Größe von 100 kW sowie erneuerbare Energien Anlagen (EE) miteinbezogen (BDEW 2022; Next Kraftwerke 2023a). Für die entstandenen Kosten bei der Durchführung von Redispatchmaßnahmen werden Anlagenbetreiber entschädigt. Die Durchführung von Redispatchmaßnahmen soll kostenneutral sein: Anlagen sollen weder besser noch schlechter gestellt werden, wenn sie an Redispatchmaßnahmen teilnehmen (BMWK 2019).

## 2.2 Einspeisemanagement

Bis zur Einführung des Redispatch 2.0 konnten EE-Anlagen im Falle eines Netzengpasses ausschließlich im Rahmen des Einspeisemanagement abgeregelt werden. Auf Grund des im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerten **Einspeisevorrangs** dürfen EE-Anlagen nur dann abgeregelt werden, wenn der Netzengpass durch die Anwendung anderer Maßnahmen, z.B. Redispatch, nicht gelöst werden konnte. In Gebieten mit raschem EE-Ausbau war die Drosselung von EE-Erzeugung regelmäßig notwendig, da die Netzkapazitäten nicht schnell genug angepasst werden konnten. Im Falle einer Abregelung der EE-Leistung im Rahmen des Einspeisemanagement wurden Anlagenbetreiber vollständig entschädigt (BDEW 2022; Next Kraftwerke 2023a).

## 2.3 Redispatch 2.0

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz 2019 (NABEG) wurden **die bisherigen Regelungen** rund um Redispatch und Einspeisemanagement **neu organisiert** und zum sogenannten Redispatch 2.0 zusammengefasst. Ziel der Reform war es, die Kosteneffizienz der Instrumente zu verbessern und sie an das zunehmend erneuerbare Energiesystem anzupassen.

Durch die **Herabsetzung der Größe** zur verpflichtenden Teilnahme von 10 MW installierter Leistung auf 100 kW sollen den Netzbetreibern mehr Anlagen zur Verfügung stehen, um passgenauere Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ergreifen zu können. Auch **erneuerbare Energien Anlagen** können im Redispatch 2.0 mit abgeregelt werden. Dennoch soll der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien weiterhin gewährt werden, EE-Anlagen sollen erst abgeregelt werden, wenn alle anderen Möglichkeiten erschöpft sind oder eine Engpassbeseitigung um das Zehnfache günstiger ist (sog. Mindestfaktorregelung). Zudem werden die Verantwortungen für den Redispatch neu verteilt. Während früher die Übertragungsnetzbetreiber allein dafür verantwortlich waren, Umgehungsmaßnahmen zu planen und anzuordnen, tragen nun auch Verteilnetzbetreiber diese Verantwortung.

### Übertragungsnetz/Verteilnetz

Das Stromnetz besteht aus verschiedenen Ebenen. Auf der „höchsten“ Ebene wird Strom im Hochspannungsnetz (110 kV) über lange Distanzen transportiert. Hierbei spricht man vom Übertragungsnetz. Vom Übertragungsnetz wird der Strom dann in die „niedrigeren“ Netzebenen Mittelspannung (10kV) und Niederspannung (0,4 kV) gespeist und dann durch das Verteilnetz an die Stromkund\*innen geliefert. Das deutsche Übertragungsnetz ist in 4 Netzgebiete aufgeteilt. Die 4 Übertragungsnetzbetreiber sind Amprion, Transnetz BW, Tennet und 50 Herz. Es gibt ca. 900 Verteilnetze und Verteilnetzbetreiber (Stromnetz Berlin 2023).

Anlagenbetreiber werden für die Durchführung von Redispatchmaßnahmen weiterhin entschädigt. Anders als beim Einspeisemanagement wird EE-Anlagenbetreibern jedoch nicht mehr der vollständige Marktwert erstattet, sondern nur noch die Marktprämie (Next Kraftwerke 2023a).

Der Redispatch 2.0 sollte am 01.10.2021 in Kraft treten. Auf Grund operativer Schwierigkeiten hat sich die **Umsetzung immer wieder verzögert**. Die Fristen wurden entsprechend angepasst: Ab dem 01.03.2022 wurde

zunächst ein Testbetrieb vorgeschrieben und seit dem 01.06.2022 wird der Redispatch 2.0 vollumfänglich umgesetzt (BDEW 2022).

Nach wie vor beklagen Anlagenbetreiber Schwierigkeiten auf Grund von mangelnden standardisierten Prozessen und uneinheitlichen Kommunikationskanälen (digital, per Post, per Fax). Außerdem sei der administrative Aufwand gestiegen und es dauere sehr lange, bis Entschädigungszahlungen eingehen (Next Kraftwerke 2023b; Statkraft 2023).

## 3 Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung – Volumen, Kosten und Regionen

### 3.1 Entwicklung der gesamten Engpassmanagement-Maßnahmen seit 2013 – Volumen und Kosten

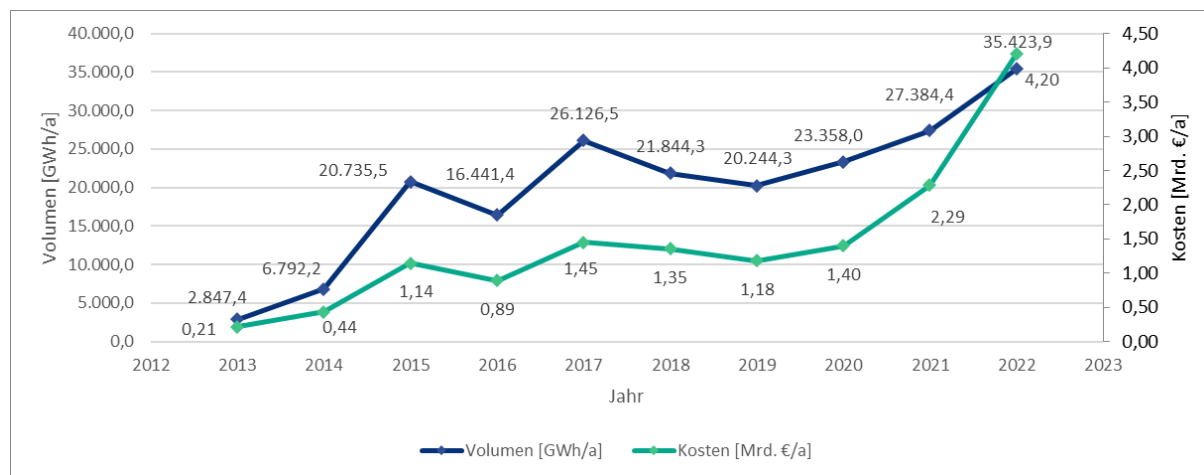
Der Umfang der Maßnahmen, welche die Netzbetreiber angewandt haben, um die Überlastung von Stromleitungen zu vermeiden, **stieg über die letzten Jahre stark an**. Im Jahr 2022 lag das gesamte Volumen bei rund 35.424 GWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies ein Anstieg um **29 Prozent** (2021: 27.384 GWh) (Bundesnetzagentur 2023a). Seit 2013 stieg das Maßnahmenvolumen um mehr als **1.144 Prozent** an (siehe **Abbildung 2**).

In 2022 lagen die **Kosten** für die Durchführung der Maßnahmen **bei 4,20 Mrd. Euro** und damit weit über dem Vorjahrsniveau (Gesamtjahr 2021: 2,29 Mrd. Euro) (siehe **Abbildung 2**). Seit 2013 sind die Kosten um 1.900 Prozent angestiegen.

Die **gestiegene Menge an Netzengpassmanagementmaßnahmen** zeigt auf, dass der Bedarf an weiteren Netzkapazitäten schneller steigt als der tatsächliche Ausbau zusätzlicher Leitungen.

Dies hat zum einen mit dem **steigenden Bedarf an Transportkapazitäten** durch den ungleich verteilten Zubau erneuerbarer Energien zu tun: Durch den starken Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Norden und Nordosten Deutschlands liegen Produktion und Verbrauch von Strom räumlich immer weiter auseinander. Dadurch **steigt der Bedarf an Stromtransport** in den industrielleren und dichter besiedelten Süden und Westen Deutschlands. In der Vergangenheit waren Industriestätten, Ballungsgebiete und Kraftwerke oft in unmittelbarer Nähe zueinander angesiedelt, wie z.B. im Ruhrgebiet (BMWK 2020).

**Abbildung 2: Entwicklung des gesamten Maßnahmenvolumens und der Kosten seit 2013**



Quelle: (BDEW 2022; Bundesnetzagentur 2023c)

Zum anderen steigt die **Komplexität des Systems**: Strom wurde früher von wenigen hundert großen Erzeugungsanlagen auf der höchsten Netzebene eingespeist, auf die niedrigeren Netzebenen weitergeleitet und so an die Verbraucher\*innen verteilt.

In einem erneuerbaren Energiesystem gibt es tausende kleine Erzeuger, die Strom produzieren. Oft wird der Strom auf den mittleren und niedrigeren Netzebenen eingespeist, was zusätzliche Netzkapazitäten und Netzsteuerung auf den Verteilnetzebenen erforderlich macht.

Auf Grund der **gestiegenen Brennstoffpreise** in den letzten zwei Jahren sind außerdem die Kosten für die Beschaffung von Redispatch und insbesondere für das Vorhalten und den Einsatz der Anlagen in der Netzreserve massiv gestiegen. Die Kosten für das Vorhalten der Netzreserve betragen im Jahr 2022 0,4 Mrd. Euro. Im Jahr 2021 waren es nur 0,2 Mrd. Euro. Dazu kamen in 2022 noch Einsatzkosten von 0,6 Mrd. Euro (ggü. 2021: 0,2 Mrd. Euro). Das Volumen an Countertrading-

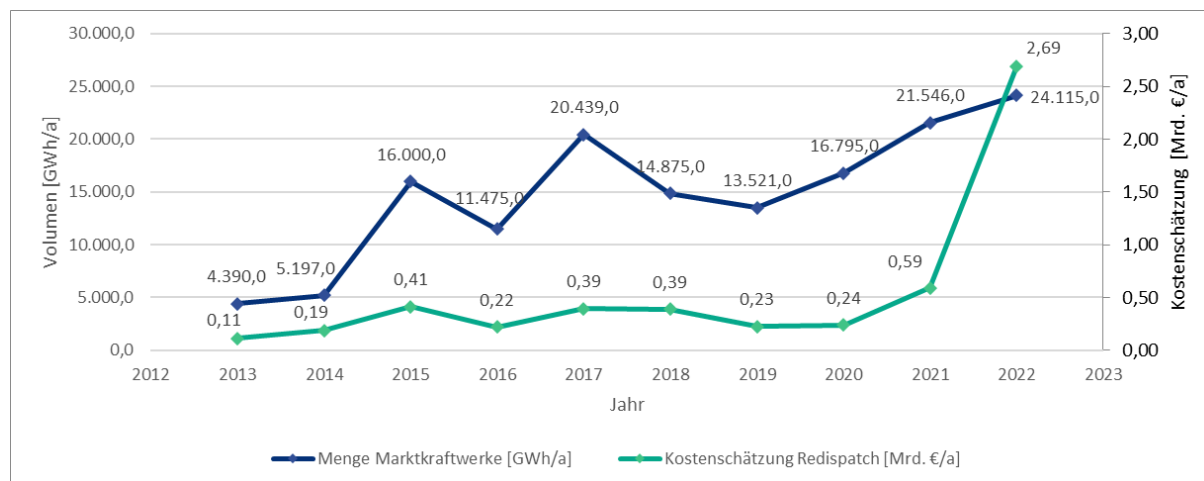
Maßnahmen ging zurück, die Kosten für diese Eingriffe blieben auf Grund gestiegener Großhandelspreise gleich (Bundesnetzagentur 2023a).

Wie sich der Redispatch 2.0 auf die Gesamtkosten auswirken wird und ob die erhoffte Kosteneinsparung eintritt, wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen.

### 3.1.1 Redispatch: Volumen und Kosten

Den **größten Anteil** am Gesamtmaßnahmenvolumen machen Redispatchmaßnahmen aus. Im Jahr 2022 wurden 24.115 GWh Strom im Rahmen von Redispatchanordnungen abgeregelt oder zusätzlich produziert. Dies entspricht einem **Anstieg von knapp zwölf Prozent** seit dem Vorjahr und einem Anstieg von knapp 450 Prozent seit 2013. Die Einsatzkosten für Redispatch mit Markt- und Reservekraftwerken lagen in 2022 bei **2,69 Mrd. Euro, also 355 Prozent höher als im Vorjahr** (2021: 0,59 Mrd. Euro) und 2.345 Prozent mehr als in 2013 (0,11 Mrd. Euro) (siehe **Abbildung 3**).

**Abbildung 3: Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen und Kosten seit 2013\***



Quelle: (BDEW 2022; Bundesnetzagentur 2023c) \*ab Q3 2022 ist EinsMan in Redispatch integriert



Der Hauptanstieg der Maßnahmen und Kosten fand in Q4 2022 statt. **Ab Q3 2022** werden die Maßnahmen des **ehemaligen Einspeisemanagements** in der Redispatch-Statistik mit aufgeführt. Die Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit fossilen Kraftwerken betragen im Gesamtjahr 2022 1,9 Mrd. Euro. (gegenüber 0,59 Mrd. Euro in 2021). Das ist ein Anstieg von gut 221 Prozent (Bundesnetzagentur 2023a).

Auch der Umfang der Redispatchmaßnahmen ist in den letzten Jahren signifikant gestiegen. Die Gründe bestehen insbesondere im **schleppenden Netzausbau**, dem **verstärkten Windausbau im Norden** gegenüber einem **schwachen Ausbau der Windenergie** im laststarken **Süden** sowie dem gesetzlich vereinbarten **Atomausstieg** (Next Kraftwerke 2023a).

Für den besonders hohen Anstieg der Redispatchmaßnahmen in 2022 gab es mehreren Faktoren (Bundesnetzagentur 2023a):

- Auf Grund von **niedrigen Wasserständen** auf dem Rhein gab es Unterbrechungen in der Versorgung einiger Kohlekraftwerke. Dadurch waren Kohlekraftwerke im Süden zeitweise nur sehr eingeschränkt verfügbar. Dies hatte eine höhere Auslastung der Nord-Süd-Leitungen zur Folge.
- Mehrere Kernkraftwerke in Frankreich waren streckenweise nur sehr eingeschränkt

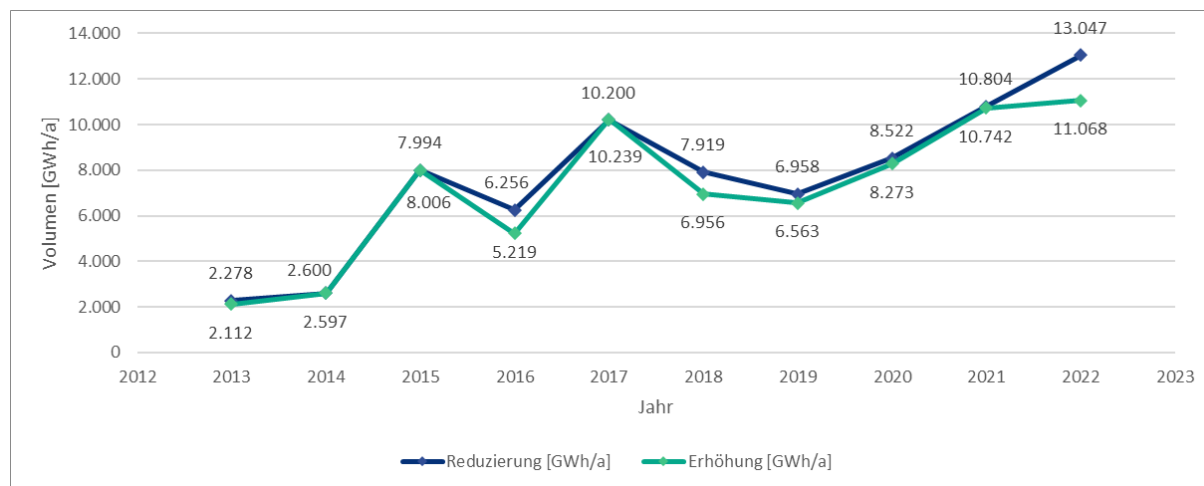
verfügbar, so dass mehr **Strom aus Deutschland nach Frankreich exportiert** wurde.

- Das **Kernkraftwerk** Gundremmingen C wurde planmäßig **vom Netz** genommen. Dadurch wurden mehr Stromtransporte im Süden Baden-Württembergs und Bayerns notwendig.
- Es gab **mehrere Sturmtiefs** im Februar 2022 und ein hohes Windaufkommen im April. Dies führte zu einer hohen Windstromspeisung.
- Mit der **schrittweisen Umstellung auf Redispatch 2.0** werden vermehrt auch die Abregelungen von EE-Anlagen in der Redispatch-Statistik aufgeführt.

Die ansteigenden Kosten sind damit teilweise auf den **mengenmäßigen Anstieg** der Maßnahmen zurückzuführen. Die Hauptkostentreiber waren aber die **gestiegenen Brennstoffpreise** (Bundesnetzagentur 2023a).

Die Umstellung auf den Redispatch 2.0 und die Abregelungen von erneuerbaren Energien Anlagen führt außerdem zu einem Anstieg der Reduzierungsmaßnahmen im Vergleich zu den Erhöhungsmaßnahmen (siehe **Abbildung 4**).

**Abbildung 4: Maßnahmen zur Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung seit 2013**



Quelle: Bundesnetzagentur 2014-2023

### 3.1.2 Einspeisemanagement: Volumen und Kosten

Das Maßnahmenvolumen im Rahmen des EinsMan ist zwischen 2013 und 2022 deutlich angestiegen. Im Jahr 2022 wurden 8.071 GWh abgeregelt (siehe **Abbildung 5**). Seit 2022 Q3 wird das Einspeisemanagement in den Redispatch-Mechanismus 2.0 übertragen. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Kurzstudie wurde das Volumen 2022 für das Einspeisemanagement im Monitoringbericht zum Netzengpassmanagement der

BNetzA ausgewiesen, die Schätzung der Entschädigung wurde jedoch noch nicht aktualisiert (Bundesnetzagentur 2023a). Zwischen 2019 und 2021 nahm die Menge an Abregelungen leicht ab, auf Grund finalisierter Netzausbauprojekte.

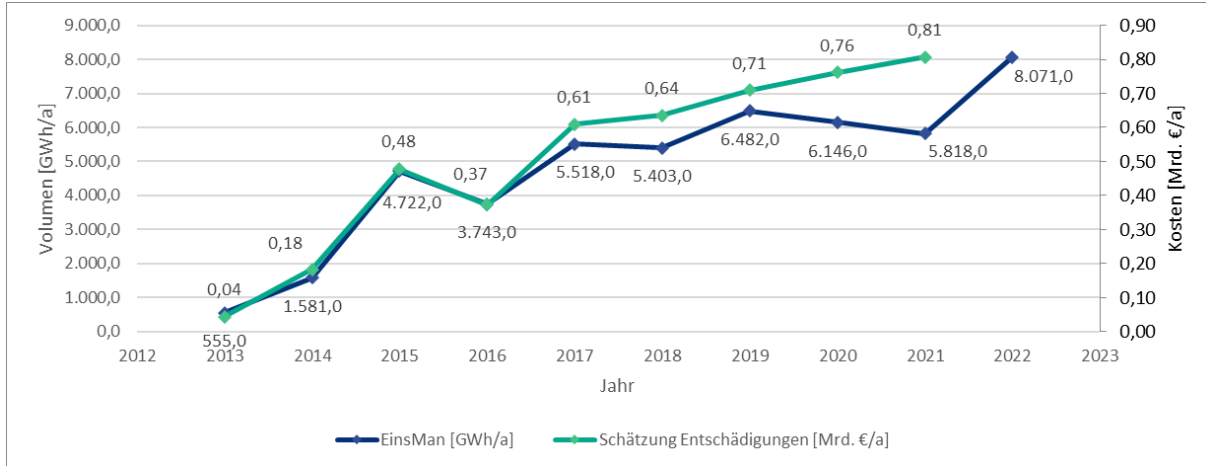
Obwohl die Menge an abgeregeltem Strom abnahm, stiegen gleichzeitig die geschätzten EinsMan-Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber. Im Jahr 2021 beliefen sie sich auf rund 0,8 Mrd. Euro (ggü. 2020: 0,76 Mrd. Euro). Dieser Anstieg von etwas über

fünf Prozent war auf die verstärkte Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen.

Im Jahr 2021 wurden am häufigsten Wind-an-Land-Anlagen abgeregelt (58 Prozent) gefolgt von Wind-

auf-See-Anlagen (36 Prozent). Abgeregelt wurden die Anlagen insbesondere in Niedersachsen (45 Prozent), gefolgt von Schleswig-Holstein (32 Prozent) (Bundesnetzagentur 2023a).

**Abbildung 5: Entwicklung des Einspeisemanagement seit 2013**



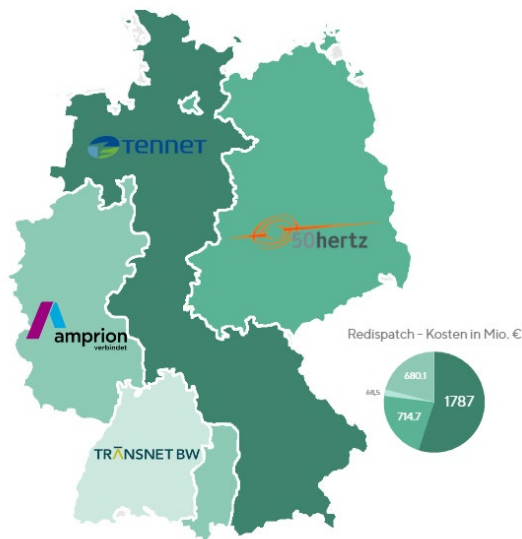
Quelle: (BDEW 2022; Bundesnetzagentur 2023c)

### 3.2 Wo entsteht Redispatchbedarf?

In 2022 fanden die **meisten Engpässe in der TenneT-Regelzone** statt. Die geschätzten Kosten für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken lagen bei 3,1 Mrd. Euro. 1,79 Mrd. Euro davon entfielen auf die TenneT-Regelzone (siehe **Abbildung 6**).

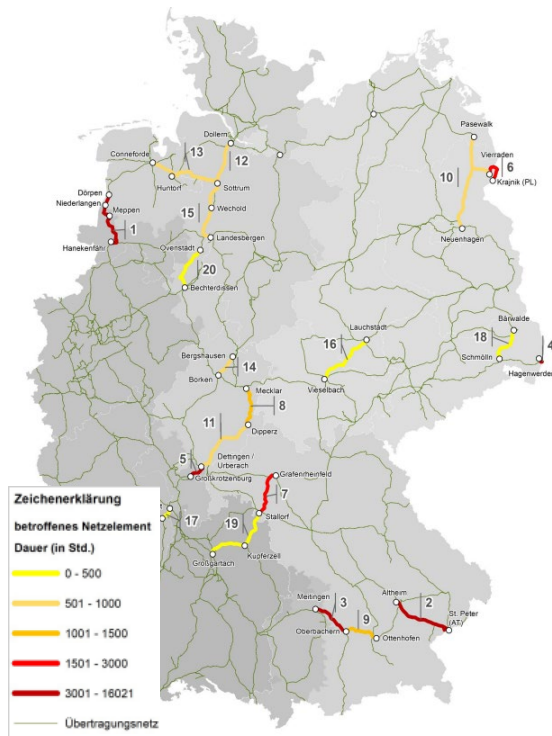
50Hertz hat mit 0,68 Mrd. Euro die nächsthöchsten Redispatchkosten. Diese haben sich seit 2017 bereits deutlich reduziert, da im September eine neue Strombrücke in Thüringen in Betrieb genommen wurde und so die Menge an Engpässen deutlich abnahm (Next Kraftwerke 2023a).

**Abbildung 6: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im Gesamtjahr 2022 in Mio. Euro in den ÜNB-Gebieten**



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2023a)

**Abbildung 7: Dauer der Überlastungen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2022**



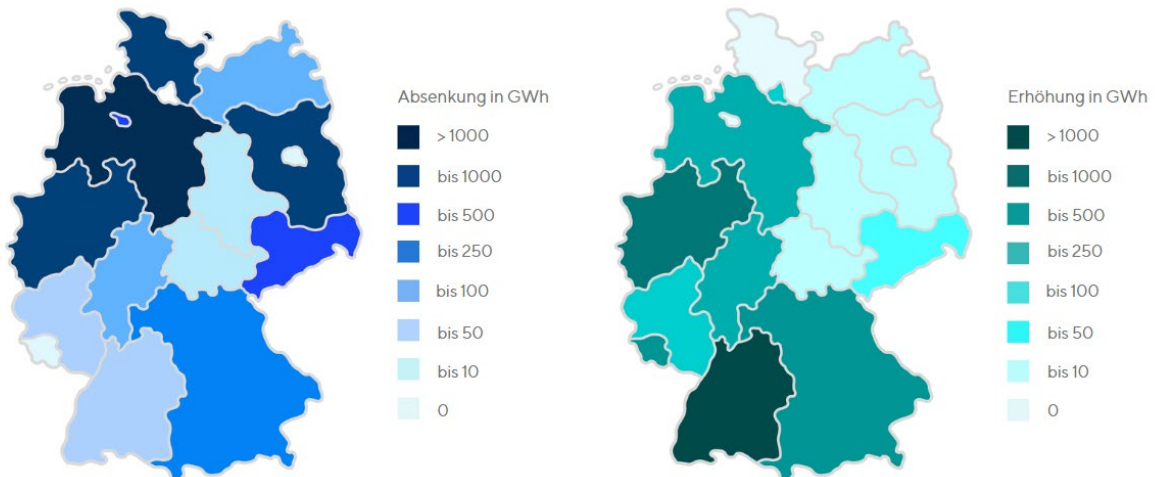
Quelle: (Bundesnetzagentur 2023a)

Die am stärksten **betroffenen Netzelemente** lagen im Bundesland **Bayern** (im Süden der Tennet-Regelzone), an der Grenze zwischen Bayern und **Baden-Württemberg** (Grenze der Tennet- und Amprion-Regelzonen sowie Grenze der Tennet und Transnetz BW), sowie an der nördlichen Grenze von NRW und Niedersachsen (Grenze Tennet und Amprion) (siehe **Abbildung 7**).

Um Netzengpässe zu umgehen, wurden in 2021 in Niedersachsen (> 1.000 GWh), Nordrhein-Westfalen (bis 1.000 GWh) und Schleswig-Holstein (bis 1.000 GWh) die meiste Kraftwerksleistung heruntergefahren. In Baden-Württemberg (> 1.000 GWh), NRW (bis 1.000 GWh), Bayern (bis 500 GWh) und Saarland (bis 500 GWh) wurden wiederum die meisten Erhöhungen von Produktion angeordnet (siehe **Abbildung 8**).

Um Netzengpässe zu verhindern, werden Abregelungen häufig an einer anderen Stelle im Netz sowie auf einer anderen Netzebene durchgeführt als dort, wo sich der Netzengpass anbahnt. Identifiziert ein Netzbetreiber einen Engpass in seinem Netzgebiet, kann er von einem anderen Netzbetreiber (ÜNB und VNB) anfordern, dass dieser eine Anlage in seinem Netzgebiet anweist, die Einspeisung anzupassen (BDEW 2022).

**Abbildung 8: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung der deutschen ÜNB 2021 in GWh**



Quelle: Eigene Darstellung aus Basis von Daten der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2022a)

#### 4 Auswirkungen der vermehrten Nutzung des Engpassmanagements auf die Netzentgelte

Die Kraftwerke, die zur Teilnahme am Redispatch durch den Netzbetreiber verpflichtet werden, bekommen dafür eine **finanzielle Entschädigung**. Der

Netzbetreiber erstattet anfallende Brennstoffkosten sowie entstehende Anfahrtskosten im Falle des Hochfahrens eines Kraftwerkes. EE-Anlagen werden in Höhe der Marktprämie für das verlorene Geschäft kompensiert, wenn sie ihre Produktion auf Anweisung des Netzbetreibers drosseln müssen.

## Bilanzkreis

Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto. Es ist die kleinste Einheit im Energiemarktmodell und verknüpft den virtuellen Markt mit den physikalischen Energieflüssen. Die Bilanzkreisverantwortlichen müssen dafür sorgen, dass der Bilanzkreis zu jeder Zeit ausgeglichen ist, also die Ein- und Ausspeisungen übereinstimmen (EnBW 2020; Next Kraftwerke 2023c).

Außerdem kommt der Netzbetreiber für Kosten auf, die entstehen, wenn ein Bilanzkreis in Folge einer Redispatchmaßnahmen ausgeglichen werden muss. Alle entstehenden Kosten werden vom Übertragungsnetzbetreiber auf die Verteilnetzbetreiber gewälzt, welche sie wiederum als **Bestandteil der Netzentgelte** auf alle Netznutzer\*innen umlegen.

## 4.1 Zusammensetzung der Netzentgelte

**Netzbetreiber sind natürliche Monopolisten**, das heißt, dass sich ihre Gewinne und Kosten nicht durch Wettbewerb am Markt „ergeben“, sondern reguliert werden. Dafür werden ihre Ausgaben und Einnahmen von der Bundesnetzagentur geprüft und es werden sogenannte **Erlösobergrenzen** festgelegt. Die gesetzliche Grundlage dafür ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Durch die Regulierung soll sichergestellt werden, dass den Netzbetreibern zwar auskömmliche Erlöse und finanzieller Spielraum für **Investitionen in den Netzausbau** zur Verfügung stehen, sie andererseits aber **keine übermäßigen Monopolgewinne** erzielen.

### 4.1.1 Zusammensetzung der Kosten für Netzbetreiber

Die Kosten der Netzbetreiber setzen sich aus den Ausgaben für Investitionen in die Instandhaltung und dem Ausbau der Stromnetze, Maßnahmen zur Erhaltung der Netzstabilität (Redispatch, Einspeisemanagement, Netz- und Kapazitätsreserve, Beschaffung von Regenergie etc.) sowie Kosten des Unternehmens (Personalkosten etc.) zusammen. Netzbetreiber dürfen außerdem einen festgelegten Profit erwirtschaften. Dieser wird ebenfalls über die Netzentgelte eingenommen (Bundesnetzagentur 2023c; Next Kraftwerke 2023d).

### 4.1.2 Kostenallokation

Die Höhe der individuell zu zahlenden Netzentgelte pro Endverbraucher\*in hängt von verschiedenen Faktoren ab (vgl. u.a. Bundesnetzagentur 2022a). Dabei wird sowohl die Last in kW (Leistungspreis oder Grundpreis), also die Menge an Strom, die pro Zeiteinheit

geliefert wird, als auch die gesamte Menge an verbrauchtem Strom in kWh miteinbezogen (Arbeitspreis).

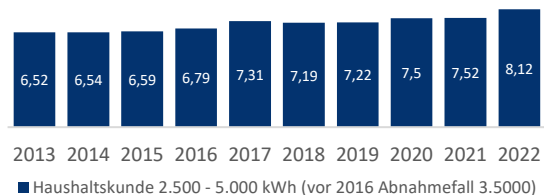
Für **Großverbraucher gibt es individuelle Verfahren**, bei denen beispielsweise die Jahreshöchstlast sowie das Bezugsprofil in der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt wird.

Für **Haushaltsverbraucher\*innen** werden weder Lastprofil noch Höchstlast individuell betrachtet, sondern es wird ein sogenanntes **Standardlastprofil** angenommen und ein Grundpreis angelegt. Zusätzlich wird der Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde Strom abgerechnet.

## 4.2 Entwicklung der Netzentgelte

Die durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte sind für Haushaltskund\*innen im Jahr 2022 deutlich angestiegen (+0,6 ct/kWh). Für Haushaltskund\*innen mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh liegt der mengengewichtete Mittelwert bei 8,12 ct/kWh.

**Abbildung 9: Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushaltskund\*innen in Cent/kWh**



Quelle: (Bundesnetzagentur 2022a)

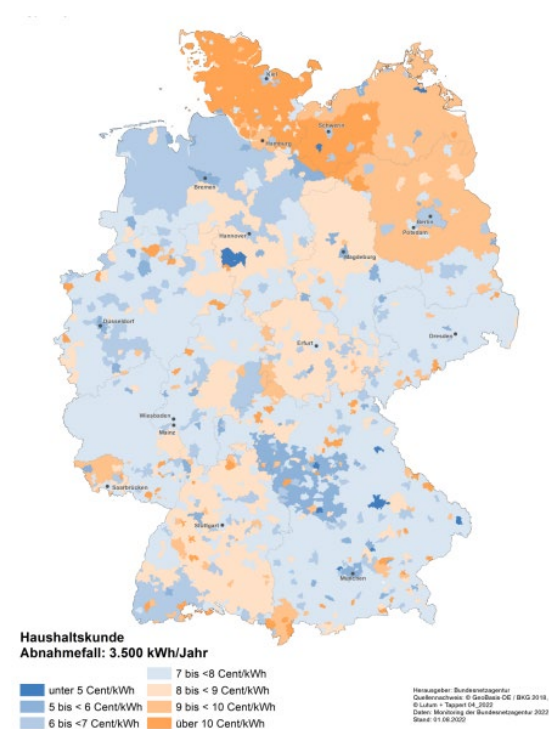
Für Gewerbe- und Industriekunden sind die Netzentgelte ebenfalls angestiegen. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb im Jahr 2022 um rund drei Prozent auf 6,85 ct/kWh gestiegen (2021: 6,64 ct/kWh). Bei den Industriekunden sind die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb im Jahr 2022 um rund elf Prozent auf 2,96 ct/kWh gestiegen (2021: 2,67 ct/kWh) (Bundesnetzagentur 2022a).

## 4.3 Verteilung der Netzkosten

### 4.3.1 Regionale Unterschiede

Der Verteilnetzbetreiber stellt den Verbraucher\*innen die Netzentgelte in Rechnung. Die Abwicklung erfolgt in der Regel über den jeweiligen Energielieferanten. Die **regionalen Unterschiede** in der Höhe der Netzentgelte sind groß (siehe **Abbildung 10**).

**Abbildung 10: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltkund\*innen in Deutschland im Jahr 2022**



Quelle: (Bundesnetzagentur 2022a)

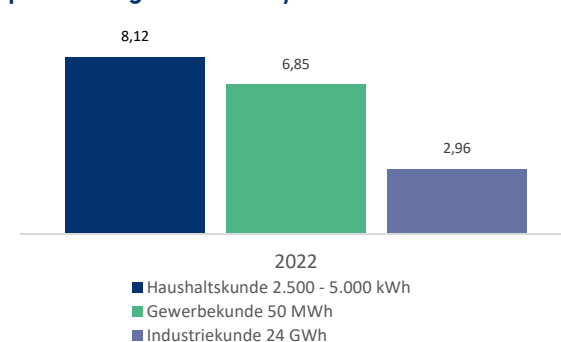
Kosten, die in den überregionalen Übertragungsnetzen entstehen, werden auf die niedrigeren Netzebenen, also schlussendlich auf das Verteilnetz, gewälzt und dort von den Netznutzer\*innen bezahlt. Seit 2023 sind die Übertragungsnetzentgelte angeglichen, d.h. bundeseinheitlich gleich hoch.

Ein Grund für die verschiedenen hohen Preise auf Verteilnetzebene ist der unterschiedlich stark voranschreitende EE-Ausbau. Im Norden und Nordosten von Deutschland entsteht Netzausbaubedarf im Verteilnetz, um die **hohe Menge EE-Einspeisung** in das Netz zu integrieren. Außerdem spielt die **Bevölkerungsdichte** eine entscheidende Rolle: In Regionen mit einer geringeren Bevölkerungsdichte werden die Kosten zwischen weniger Verbraucher\*innen aufgeteilt.

Die **Erlösobergrenze** der regionalen Verteilnetzbetreiber spielt ebenfalls eine Rolle. Betreiber von neuen und qualitativ hochwertigen Netzen dürfen höhere Erlöse gemäß der ARegV machen, welche wiederum auf die Netzentgelte umgelegt werden.

#### 4.3.2 Welche Verbrauchergruppen werden belastet?

**Abbildung 11: Netzentgelte der Verbrauchergruppen im Vergleich in Cent/kWh**



Quelle: (Bundesnetzagentur 2022a)

Die Verbrauchergruppen werden in unterschiedlichem Maße an der Refinanzierung des Netzes beteiligt. Im Vergleich zu Gewerbe- und Industriekunden **zahlen Haushaltkund\*innen deutlich höhere Netzentgelte** (siehe **Abbildung 11**). In 2022 waren die Netzentgelte für Haushaltkund\*innen **fast dreimal so hoch** wie für Industriekunden.

Die unterschiedlichen Netzentgelte für die Verbrauchergruppen entstehen zum einen dadurch, dass Industrie- und Gewerbeverbraucher **an höhere Netzebenen angeschlossen sein können**. Da die Kosten von den höheren hin zu den niedrigeren Netzebenen gewälzt werden, sind die Nutzungsentgelte auf der Mittel- und Hochspannungsebene geringer als auf Verteilnetzebene. Haushaltkund\*innen zahlen immer die Netzentgelte des Verteilnetzes, in denen anteilig auch die Kosten aller höher liegenden Netzebenen enthalten sind (dena 2018) (Bundesnetzagentur 2022b).

Zum anderen können Großverbraucher von **Privilegien in Form individueller Netzentgelte** Gebrauch machen. Dabei wird zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden.

- Bei einer atypischen Netznutzung werden die Verbraucher dafür entlohnt, dass sie Verbrauchsspitzen in Zeiten einer geringen Netzauslastung zu verlagern.

**Tabelle 1: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Neuzugänge in 2022 <sup>3</sup>
<b>Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen</b>	3.375	5.210	5.341	5.692	6.478	7.108	510
<b>Jahresarbeit in TWh</b>	25,8	27,9	32,1	31,6	33,6	35,8	1,7
<b>Reduzierungsvolumen in Mrd. Euro</b>	0,31	0,27	0,26	0,25	0,28	0,3	0,16

Quelle: (Bundesnetzagentur 2022a)

**Tabelle 2: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Neuzugänge in 2022 <sup>4</sup>
<b>Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen</b>	317	345	378	362	432	513	65
<b>Jahresarbeit in TWh</b>	45,2	47,3	48,3	46,9	52,9	69,7	19,5
<b>Reduzierungsvolumen in Mrd. Euro</b>	0,40	0,52	0,56	0,52	0,60	0,80	0,23

Quelle: (Bundesnetzagentur 2022a)

<sup>3</sup> Die Angaben für die Jahre 2020 und 2021 basieren auf Prognosen aus den eingereichten anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte. Für das Jahr 2022 lagen zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch keine endgültigen Werte vor.

<sup>4</sup> Ibid.

- Bei einer stromintensiven Netznutzung wird den Verbrauchern ein geringeres Netzentgelt für eine besonders gleichmäßige Netznutzung gewährt.

Das geschätzte Reduzierungsvolumen für atypische Netznutzung lag im Jahr 2021 bei 0,3 Mrd. Euro (siehe **Tabelle 1**). Das geschätzte finanzielle Volumen für die stromintensive Netzentgeltreduktion betrug im Jahr 2021 0,8 Mrd. Euro (siehe **Tabelle 2**).

#### 4.4 Wie wirkt sich Redispatch auf die Emissionsbilanz aus?

Bei der Durchführung einer Redispatchmaßnahme werden Kraftwerke angewiesen, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen, während andere Kraftwerke ihre Einspeiseleistung absenken.

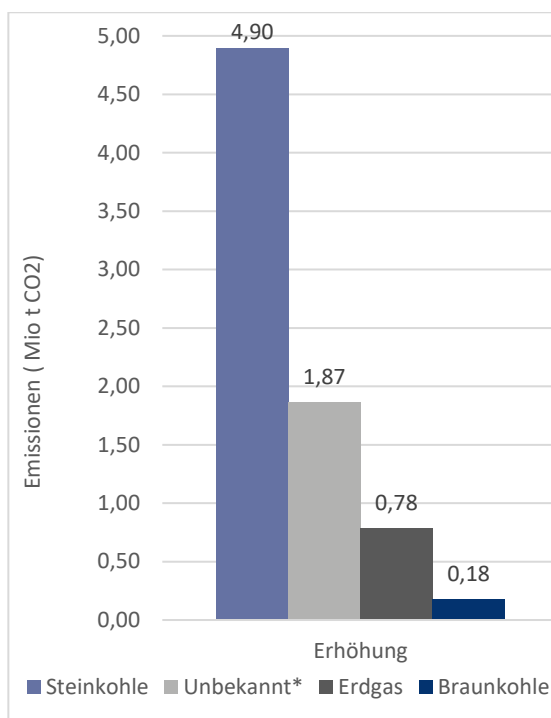
Wird **emissionsarmer, also beispielsweise erneuerbar erzeugter Strom abgeregelt** und werden im Gegenzug emissionsintensivere, fossile Kraftwerke hochgefahren, kommt es zu **zusätzlichen Emissionen**.

Im Jahr 2022 wurden 11.068 GWh Strom auf Anordnung einer Redispatchmaßnahme erzeugt. Davon entfiel der größte Anteil auf Steinkohle. Die Stromerzeugung aus Steinkohle hat einen durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 853 g CO<sub>2</sub>/kWh (UBA 2023). Die Redispatch-bedingte Erhöhung der Steinkohlestromproduktion führte in 2022 zu Emissionen von knapp 4,9 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>5</sup>.

Der zweitgrößte Anteil der Erhöhungen wurde durch „unbekannte Energieträger“ verursacht. Diese Energiemengen wurden an der Strombörse beschafft oder im Ausland angewiesen. Die Netzbetreiber haben keine Kenntnis über den Ursprung dieser Strommengen (Bundesnetzagentur 2023a). Legt man den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Stromverbrauchs des deutschen Strommixes in Höhe von 434g CO<sub>2</sub>/kWh an, ergeben sich Emissionen in Höhe von ca. 2 Mio. t CO<sub>2</sub>. Da es sich hierbei um eine Näherung auf Basis der durchschnittlichen Emissionsintensität des deutschen Strommixes handelt, sind Abweichungen in der Realität möglich.

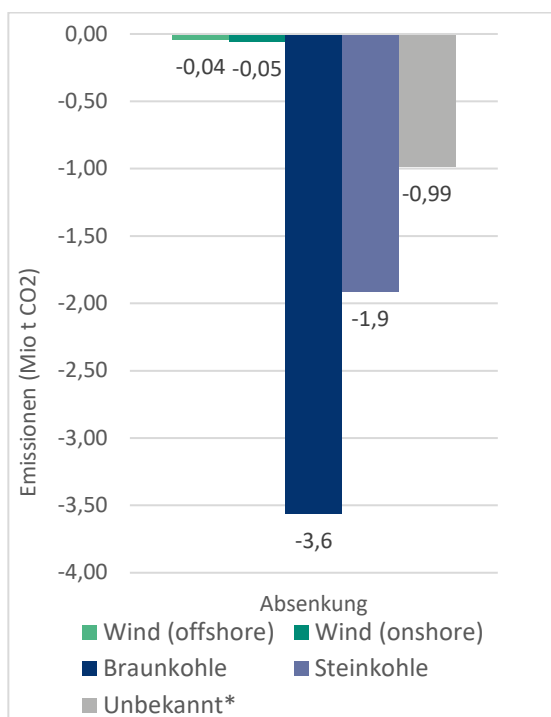
Erdgaskraftwerke wurden in einem Umfang von 2.055 GWh erhöht. Bei einem CO<sub>2</sub>-Faktor von 381g/kWh ergaben sich Emissionen in einer Höhe von 0,783 Mio. t. (siehe **Abbildung 12**).

**Abbildung 12: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Redispatch Erhöhungsmaßnahmen im Jahr 2022**



Quelle: (UBA 2022; UBA 2023) (Bundesnetzagentur 2023a)

**Abbildung 13: CO<sub>2</sub>-Minderung der Redispatch Absenkungsmaßnahmen im Jahr 2022**



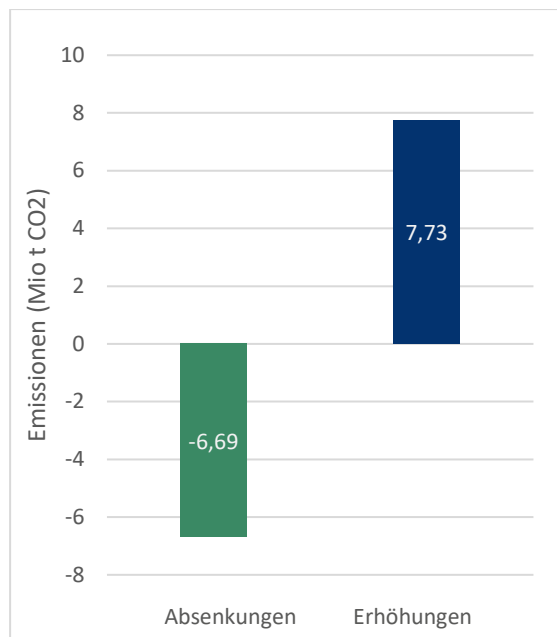
Quelle: (BNetzA 2014-2023; UBA 2022; UBA 2023) (Bundesnetzagentur 2023a)

<sup>5</sup> Rechenbeispiel für Steinkohle: 0,85 kg CO<sub>2</sub>/kWh x 5 741 000 000 = 4 879 850 000 kg CO<sub>2</sub> = 4 879 850 t kg

Der am häufigsten abgesenkte Energieträger im Jahr 2022 war Wind auf See mit einer Reduzierungsmenge von 4.153 GWh, gefolgt von Wind an Land mit einer Reduzierungsmenge von 3.186 GWh (Bundesnetzagentur 2023a). Braunkohlekraftwerke wurden am dritthäufigsten abgeregelt, zu einem Volumen von 3.131 GWh. Die Braunkohlestromabregelungen führten zu einer Emissionsminderung von 3,6 Mio. t CO<sub>2</sub>. Weitere signifikante Emissionsminderungen von 1,9 Mio. t CO<sub>2</sub> machte die Herabsenkung der Steinkohlestromproduktion um 2.240 GWh aus. Unbekannte Energieträger wurden zu 2.270 GWh abgeregelt. Unter der Annahme, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität dieser Energiemengen dem durchschnittlichen Strommix entsprechen, kam es zu einer Emissionsminderung von ca. 1,1 Mio. t CO<sub>2</sub> (siehe **Abbildung 13**). Insgesamt wurden 13.047 GWh abgesenkt.

Die Emissionsbilanz der Redispatchmaßnahmen unter den genannten Annahmen ergibt, eine CO<sub>2</sub> Einsparung in Höhe von 6,7 Mio. t CO<sub>2</sub> und eine Erhöhung von 7,9 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dementsprechend kam es zu ungefähren Mehremissionen von ca. 1,04 Mio. t CO<sub>2</sub> (siehe **Abbildung 14**).

**Abbildung 14: Emissionsbilanz der Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2022**



Quelle: (BNetzA 2014-2023; UBA 2022; UBA 2023) (Bundesnetzagentur 2023a)

## 5 Zwischenfazit – Auswirkungen Redispatch

Redispatch wird zu einem immer signifikanterem Kostenbestandteil für alle Verbrauchergruppen, insbesondere aber für Haushaltkund\*innen.

Gründe für die steigenden Redispatchkosten sind:

- die gestiegenen Kosten für die Maßnahmen insgesamt auf Grund der gestiegenen Energiepreise und
- der stetig steigende Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen.

Die Verteilung der Kosten findet **regional ungleich** und zu **Lasten der Haushaltsverbraucher\*innen statt**. Außerdem führt der steigende Bedarf an Redispatch-Maßnahmen bereits heute zu **signifikanten Mehremissionen**.

### Mangel an Anreizen zur Vermeidung von Redispatch

Ein grundsätzliches Problem ist, dass der Strommarkt auf Annahmen einer zentralen und fossilen Energieerzeugung basiert und die Herausforderungen eines zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems nicht ausreichend berücksichtigt werden.

Auf Grund des zunehmenden geografischen Auseinanderklaffens von Produktion und Verbrauch spielen die Limitationen der Transportkapazitäten eine immer größere Rolle (BMWK 2019).

So lange an dem Prinzip der Kupferplatte festgehalten wird, werden die Limitation und Kapazitäten des Systems in den Marktpreisen nicht abgebildet. Die Marktregeln setzen bisher weder Anreize für die systemdienliche Planung von Anlagen noch für die Platzierung von industriellen Verbrauchern. Eine gezielte, dezentrale Nutzung von Strom, beispielsweise um Transport zu vermeiden, ist bisher nicht vorgesehen (Leopoldina/acatech 2020).

Die fiktionalen Annahmen, wie der Markt funktionieren sollte und die physikalische Realität klaffen immer weiter auseinander. Diese Diskrepanz führt zu einem hohen Aufwand, um das Marktergebnis zu korrigieren.

### Volatile Energiepreise

Die Kostensteigerung der letzten zwei Jahre war zu einem großen Teil den gestiegenen Kosten für fossile Energieträger (insbesondere Erdgas) geschuldet. Im Jahr 2021 lag der durchschnittliche Großhandelsstrompreis bei 96,85 Euro/MWh. Im August 2022 stieg der durchschnittliche Börsenstrompreis auf 465,18 Euro/MWh (Handelsblatt 2023).

Obwohl die durchschnittlichen Börsenstrompreise in der ersten Jahreshälfte 2023 seit dem



Spitzenniveau im Sommer 2022 wieder gesunken sind, liegen sie dennoch immer noch über dem Vorkrisenniveau. Studien gehen zudem auch zukünftig von starken Preisschwankungen am Stromgroßhandel aus (e.venture 2023; Prognos 2022). Diese zeitweise hohen Preise werden sich voraussichtlich auch weiterhin auf die Kosten für Redispatchmaßnahmen niederschlagen.

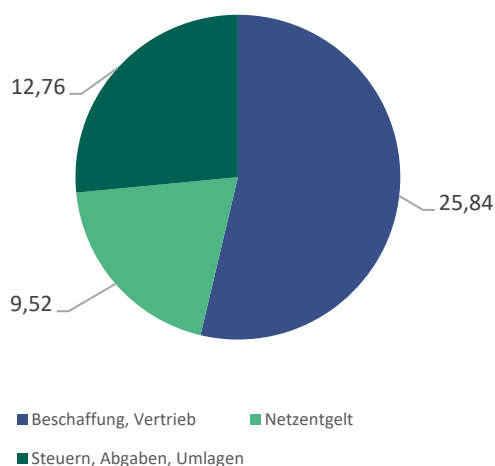
### Steigender Bedarf an Redispatch

Der zunehmend ungleiche Ausbau erneuerbarer Energien, der Mangel an ausreichend Transportkapazitäten sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerke führte in den letzten Jahren zu einem stetig ansteigenden Bedarf an Engpassmanagement. In Zukunft wird die Dezentralität weiter zunehmen und weitere fossile Kraftwerke, insbesondere im Süden Deutschlands, werden aus Klimaschutzpolitischer Notwendigkeit heraus stillgelegt. Ohne gezielte Anreize, die die Systemdienlichkeit des Standorts in Erwägung zu ziehen, wird der Transportbedarf zwischen Nord- und Süddeutschland weiter ansteigen.

### Anteil der Netzentgelte an den Stromkosten

Die Verteilung der Redispatchkosten findet zu Lasten der privaten Haushalte statt. Bereits heute betragen die Netzentgelte etwa 20 Prozent der Stromrechnung für Haushalte (siehe **Abbildung 15**).

**Abbildung 15: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte in Cent/kWh<sup>6</sup> in 2023**



Quelle: (BDEW 2023)

<sup>6</sup> Für Haushaltskund\*innen mit einem Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr.

### Industrierausnahmen verschärfen ungleiche Belastung

Die individuellen Netzentgelte führen zu einer deutlichen Entlastung der Industrie. Die Rabatte sollten im früheren, auf Grundlastkraftwerken basierenden System netzdienliches Verhalten anreizen (RAP 2014).

Im Falle der stromintensiven Netzentgelte werden Netznutzer für eine besonders hohe und stetige Stromabnahme entlohnt (StromNEV § 19 Abs. 2, Satz 2). Dies vereinfacht die Vorhersage der Last für die Netzbetreiber. Dennoch ist fraglich, ob langfristig ein Anreiz für einen gleichbleibenden, unflexiblen Verbrauch einem auf fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen basierenden Energiesystem zugutekommt.

In einem erneuerbaren Energiesystem sollten möglichst viele Verbraucher\*innen in der Lage sein und dazu angereizt werden, ihren Verbrauch dynamisch an die verfügbaren Kapazitäten des Systems anzupassen (Leopoldina/acatech 2020).

### Regional ungleiche Netzentgelte

Aktuell gibt es große Unterschiede bei den regionalen Netzentgelten. Tendenziell sind die Netzentgelte im Norden auf Grund des hohen Windenergieausbaus höher. Dies setzt marktliche Fehlanreize, denn in einer idealen Welt sollte eine hohe Menge an lokaler erneuerbarer Stromproduktion zu niedrigeren Endverbraucherpreisen führen, damit sich beispielsweise Industrieverbraucher ansiedeln. Gleichzeitig schaden die höheren Netzentgelte in Gebieten mit viel EE-Erzeugungsanlagen der Akzeptanz der Energiewende (Energiezukunft.de 2023).

## 6 Lösungsansätze

Um die Menge an Redispatchmaßnahmen zu reduzieren, sollten die Netzkapazitäten ausgeweitet sowie intelligenter genutzt werden. Ebenso sollte der EE-Ausbau insbesondere in den Stromdefizitländern drastisch beschleunigt werden.

Für eine effizientere Nutzung von Netzkapazitäten können entweder Mechanismen des Marktes oder der Regulierung herangezogen werden.

### 6.1 Netzausbau

Bislang hielt der deutsche Regulierer an der Fiktion der Kupferplatte fest. Zur Vermeidung von Netzengpässen sollte ein ausreichend ausgebautes Netz sowie die Anwendung von Redispatchmaßnahmen helfen.

Aktuell gibt es 119 gesetzliche festgeschriebene Netzausbauvorhaben. Die 119 Vorhaben summieren sich zu ca. 13.679 Trassenkilometern und 19 Interkonnektoren, also Leitungen, die die deutsche Strompreiszone mit benachbarten Strompreiszonen verbinden (BMWK 2023).

Um dies zu realisieren, gehen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Netzplanung von ca. 75–85 Mrd. Euro Gesamtinvestitionen bis 2030 aus (BMWK 2019).

Der Ausbau der Interkonnektoren ist besonders relevant im Hinblick auf Deutschlands geografische Lage in Zentraleuropa und damit für die Funktionsweise des europäischen Binnenmarkts sowie die schrittweise Ausweitung des europäischen Stromhandels. Konkret sieht die EU-Strommarktverordnung 2019/943 eine Vergrößerung der Interkonnektorenkapazität für den grenzüberschreitenden Handel von 70 Prozent bis 2025 vor.

Während die deutschen ÜNB einen signifikanten Netzausbau planen, ist ein gewisses Maß an Redispatch effizient: Ein Netz, welches für die letzte Kilowattstunde zu Höchstlastzeiten ausgebaut wäre, wäre in den meisten Stunden des Jahres deutlich überdimensioniert (BMWK, 2019).

## 6.2 Netzentgeltreform

Um die Kosten des Systems fair zu verteilen und effiziente Anreize zur optimalen Nutzung der Netzkapazitäten zu setzen, ist eine Weiterentwicklung des Netzentgeltsystematik notwendig.

### 6.2.1 Faire Verteilung: Regional und nach Verbrauchergruppen

Private Haushalte werden bisher, proportional zu ihren Stromkosten, stärker an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt als andere Verbrauchsgruppen. Gleichzeitig stieg das Reduzierungsvolumen für Industriekunden, welche von individuellen Netzentgelten gemäß §19 Abs. 2 StromNEV Gebrauch machen, in den letzten Jahren an.

Die bestehenden Regelungen sollten überprüft und im Hinblick auf das Verursachergerechtigkeitsprinzip reevaluiert werden.

Um der regionalen Ungleichheit der höheren Netzentgelte in EE-ausbaustarken Gebieten entgegenzuwirken, sollte eine überregionale Vereinheitlichung der Redispatchkosten untersucht werden, sowie eine Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte (Agora Energiewende/RAP 2018).

### 6.2.2 Flexibilität der Verbraucher\*innen nutzen

Seit Jahren zeigen Studien, dass die Netzkapazitäten durch dezentrale Flexibilität, beispielsweise durch flexible Verbrauchsanpassungen, effektiver genutzt werden können, um Redispatchmaßnahmen zu reduzieren (frontier economics 2017; Ökoinstitut 2022).

In einem Energiesystem, welches zunehmend auf fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen basiert, ist die Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung von zentraler Bedeutung (FÖS 2022). Laut Koalitionsvertrag will auch die Bundesregierung stärker auf die Nutzung von Flexibilitäten setzen und die dezentrale Nutzung von Strom stärken (SPD et al. 2021).

Laut Berechnungen des Öko-Instituts besteht bei privaten Haushalten ein technisches Flexibilitätspotenzial von 11,8 TWh in 2050 (ggü. 0,1 TWh in 2020), dazu kommt das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen, welches bis 2050 bis auf 73,8 TWh (ggü. 3,2 TWh in 2020) geschätzt wird und ein Flexibilitätspotenzial von 76,8 TWh für die Elektromobilität bis 2050 (ggü. 1,1 TWh in 2050). Bei Gewerbe, Dienstleistung und Handel berechneten die Studienautor\*innen ein Flexibilitätspotenzial von 76,8 TWh bis 2050 (ggü. 0,4 TWh in 2020) (Ökoinstitut 2022).

Bisher fehlen jedoch teilweise technische Voraussetzungen sowie Marktanreize, damit Industrie-, Gewerbe und Haushaltsverbraucher ihren Stromverbrauch flexibilisieren.

Ein erster Schritt in Richtung einer Verbesserung der Anreize zeichnet sich nun mit der Reform des §14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, beispielsweise E-Autos und Wärmepumpen, ab. So soll eine Netzentgeltreduktion eingeführt werden, wenn Nutzer\*innen im Falle einer drohenden Netzüberlastung ihre Verbrauchsleistung drosseln (Bundesnetzagentur 2023d).

Industrieverbraucher haben ebenfalls ein großes Potenzial, ihren Stromverbrauch systemdienlich auszurichten. Um diese Potenziale zu heben, sollten ebenfalls zusätzliche Anreize geschaffen werden. Bestehende Anreize für einen gleichmäßigen stromintensiven Bezug sollten auf ihre Kompatibilität mit einem erneuerbaren Strommarkt überprüft werden.

### 6.2.3 G-Komponente

Eine weitere mögliche Anpassung an der bisherigen Netzentgeltsystematik, wäre die Einführung einer regional differenzierten Netzentgeltkomponente für Erzeuger (G-Komponente).

In Deutschland werden die Netzentgelte nur von den Verbrauchern gezahlt (L-Komponente). Anlagenbetreiber haben somit keinen Anreiz, die Transportkapazitäten in ihre Standortentscheidung in Erwägung zu ziehen (FÖS 2022).

Mit der Einführung eines regional differenzierten Netzentgeltes, welches die Stromerzeuger zahlen, kann ein Anreiz geschaffen werden, Erzeugungsstandorte entsprechend ihrer Systemdienlichkeit auszuwählen. Die Effektivität der Anreize wäre dabei maßgeblich von der Ausgestaltung der Komponente abhängig. Studien haben gezeigt, dass die Anreizwirkung unter bestimmten Voraussetzungen nur gering ausfallen würde (Grimm et al. 2019). Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, wäre ein Europäischer Ansatz einer G-Komponente vorteilhaft (Löschel et al. 2023).

### 6.3 Aufteilung der deutschen Gebotszone

Während auf nationaler Ebene in den letzten Jahren das Hauptaugenmerk auf dem Netzausbau lag, brachte die europäische Regulierungsbehörde ACER eine neue Aufteilung der Gebotszonen innerhalb Deutschlands ins Spiel.

#### Gebotszone

Eine Gebotszone oder Strompreiszona ist ein geografisches Gebiet, innerhalb dessen Marktteilnehmer mit Strom handeln können. Innerhalb dieser Gebotszone gilt für alle Marktteilnehmer ein einheitlicher Großhandelspreis. Während beispielsweise Schweden und Norwegen ihre Landesgebiete in mehrere Gebotszonen aufgeteilt haben, ist Deutschland (und Luxemburg) eine einheitliche Gebotszone. Je größer die Gebotszone, desto höher ist die Liquidität am Markt, aber auch der Transportbedarf (Kurmayer 2022).

Auf Grund des ungleichmäßigen Erneuerbaren-Ausbaus in Deutschland und dem damit einhergehenden hohen Transportbedarf hat ACER im August 2022 eine Stellungnahme veröffentlicht, in der sie vorschlägt, die deutsche Gebotszone in mehrere kleinere Gebotszonen aufzuteilen<sup>7</sup>.

ACER stellt dabei verschiedene Konstellationen zur Diskussion: Einer der Vorschläge sähe eine Unterteilung in eine nördliche und eine südliche Gebotszone entlang der Grenzen der Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg vor. Alternativ könnten eine Unterteilung in eine nordöstliche und eine südwestliche Gebotszone, in etwa entlang der Grenzen der Bundesländer Bayern, Hessen und des südlichen Nordrhein-Westfalens (entlang der Grenzen der Einzugsgebiete der ÜNB) durchgeführt werden. Diese Möglichkeit könnte um eine zusätzliche Unterteilung entlang der

Grenzen von Schleswig-Holstein erweitert werden (ACER 2022; Tennet 2022).

#### Abbildung 16: Mögliche Einteilung der Gebotszonen in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung

#### 6.3.1 Vorteile einer Gebotszonenaufteilung

Eine Aufteilung Deutschlands in zwei oder mehrere Gebotszonen wäre eine graduelle Abkehr von der Fiktion der nationalen Kupferplatte. Engpässe würden nicht mehr ausschließlich durch Redispatch gelöst, sondern ein zonales Modell könnte die bestehenden strukturellen Engpässe entlasten (Lindberg 2022).

Der Transportbedarf von Strom im Fernleitungsnetz würde abnehmen und die Großhandelsstrompreise würden die regionalen Gegebenheiten realer abbilden. Preise, welche die Kapazitäten der regionalen Stromerzeugungs- und Übertragungsanlagen besser widerspiegeln, stützen das Funktionieren des Marktes.

Im Norden würde dies, auf Grund der großen Mengen an EE-Erzeugung, vermutlich zu einem günstigeren Großhandelspreis führen. Im Süden würde der Stromgroßhandelspreis voraussichtlich ansteigen. Dies kann Investitionen in Erzeugungs- und Transportkapazitäten ankurbeln (Kurmayer 2023).

Studien zeigen, dass Gebotszonenzuschnitte die Energieerzeugung räumlich stärker an Lastzentren führen können und Systemkosten so reduziert werden können. (vgl. z.B. Grimm et al. 2016; 2021), (Lindberg 2022). Gleichzeitig würde sich die Import-Export-Steuerung verbessern: Aktuell kommt es beispielsweise bei Starkwind dazu, dass in Norddeutschland der Marktpreis „zu hoch“ und im Süddeutschland „zu niedrig“ ist. Trotz hoher Windstromproduktion in Norddeutschland wird Strom dann weiterhin aus Skandinavien importiert. Aus Süddeutschland wird gleichzeitig Strom exportiert, obwohl innerdeutsche Kapazitäten begrenzt sind und Gaskraftwerke in Süddeutschland auf Grund der niedrigen Preise nicht produzieren. Der Netzbetreiber

<sup>7</sup> Im Jahr 2015 veranlasste ACER bereits die Abspaltung Österreichs von der deutschen Gebotszone.

muss dann Redispatch anwenden, um den Export in das südeuropäische Ausland bedienen zu können (Ariadne 2022; Löschel et al. 2023).

### 6.3.2 Argumente gegen eine Gebotszonenaufteilung

Kritiker einer Gebotszonenaufteilung merken an, dass eine größere Gebotszone eine höhere Marktliquidität hat, was u.a. für die langfristige Energiebeschaffung von Bedeutung ist. Strompreise in kleinen Strommärkten mit weniger Akteuren könnten dadurch ansteigen und einzelne Akteure haben schneller eine größere Marktmacht (BMWK 2019).

Die entstehenden Preisdifferenzen zwischen den Strompreiszonen werden außerdem als industriepolitische Risiko wahrgenommen, da die süddeutschen Bundesländer auf Grund der höheren Strompreise einen Wettbewerbsnachteil als Industriestandorte erleben würden (Bayerischer Rundfunk 2023).

### 6.3.3 Der weitere Prozess

Bisher hält die deutsche Bundesregierung an einer einheitlichen Gebotszone fest. Im Aktionsplan Gebotszone aus dem Jahr 2019 wird dies mit der höheren Liquidität des Strommarktes und der geringeren Marktmacht einzelner Akteure begründet (BMWK 2019).

Gleichzeitig sind die Industrieinteressen stark mit der Landespolitik verwoben. Im Mai 2023 veröffentlichten die Länder Hessen, Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland einen gemeinsamen Beschluss, in dem sie sich gegen die Teilung der deutschen Strompreiszone aussprechen (Bundesland Hessen 2023). Die norddeutschen Bundesländer hingegen unterstützen eine Diskussion über eine Gebotszonenaufteilung (tagesschau.de 2022).

Nach der Entscheidung von ACER im August 2022 haben die deutschen ÜNB ein Jahr Zeit gehabt, um einen Bericht vorzulegen, in dem sie auf die Empfehlungen eingehen. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie lag der Bericht noch nicht vor.

Danach wird dieser Vorschlag von der deutschen Regierung mit den europäischen Nachbarstaaten diskutiert. Wenn innerhalb von 6 Monaten keine Einigung zum weiteren Vorgehen erreicht wird, kann die Kommission in Zusammenarbeit mit ACER in letzter Instanz über die Gebotszonenaufteilung entscheiden. Eine Entscheidung der Kommission, welche sich gegen die Interessen der deutschen Bundesregierung stellt, wird jedoch als politisch schwierig durchsetzbar eingestuft (Kurmayer 2023).

## 6.4 Nodalpreissystem

Ein alternatives System, welches alle physikalischen Restriktionen und Kapazitäten im Marktpreis abbildet, wird als Nodalpreissystem (Knotenpreissystem oder nodal pricing) bezeichnet. Beim nodal pricing werden an vielen verschiedenen Netzknotenpunkten individuelle Preise gebildet, welche auf der regionalen Verfügbarkeit von Strom sowie der Netzauslastung basieren.

In der Theorie wäre nodal pricing eine konsequente Abkehr von der Kupferplatte, da es alle physikalischen Eigenschaften in den Marktpreis integriert. Bisher sind Expert\*innen jedoch zu dem Schluss gekommen, dass es in Deutschland nicht möglich wäre, ein solches System zu realisieren. Grund dafür ist, dass die Liquidität am Strommarkt zu stark eingeschränkt würde und einzelne Akteure große Marktmacht ausüben könnten, zu einem höheren Maße als bei einer Gebotszonenaufteilung. Die Verteilungswirkung an den verschiedenen Knotenpunkten wäre außerdem schwer abzuschätzen und die technische Umsetzung wäre in Europas vermaschtem Netz deutlich komplexer als in den USA, wo nodal pricing teilweise angewendet wird (Löschel et al. 2023).

## 7 Fazit

Die große Menge an **Redispatcheingriffen** hat bereits heute **negative Auswirkungen** auf die **ökologische und ökonomische Effizienz** des Systems.

Ohne weitgehende Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen ist es wahrscheinlich, dass der Umfang an Redispatchmaßnahmen weiter signifikant steigen wird. Damit einher gehen zunehmende Kosten, die bisher ungleich zu Lasten der privaten Verbraucher\*innen verteilt sind, sowie Mehremissionen durch den Ersatz von EE-Strom mit fossil erzeugtem Strom.

Um die Systemstabilität auf ökonomische und ökologische Weise zu gewährleisten, braucht es ergänzende **Anreize zur Standortwahl** und Art der Nutzung neuer und bestehender Anlagen. Die Veränderung der Erzeugerkapazitäten, also den Rückbau von fossilen Kraftwerken und den beschleunigten Zubau von erneuerbaren Kraftwerken, muss durch gezielte Anreize begleitet werden. Auch die **effektivere Ausschöpfung von großen wie kleinen Flexibilitäten** (z.B. Elektrolyseure, Stromdirektheizungen) kann ebenso zielführende systemische Auswirkungen haben (Ökoinstitut 2022).

Es sollte eine **grundsätzliche Reform der Netzentgelte** angestrebt werden, um effiziente Anreize zu etablieren und eine faire Kostenverteilung zu gewährleisten. Die Systemkosten müssen fair zwischen den Verbrauchergruppen sowie regional gerecht verteilt werden. Um Gebiete mit hohem EE-Ausbau zu entlasten, sollte in jedem Fall eine überregionale

Angleichung der Redispatchkosten in Erwägung gezogen werden.

Die **Gebotszonenteilung** kann, bei einer effizienten Ausgestaltung, einem weiteren Auseinanderdriften von Markt und Physik entgegenwirken und damit zu einer **signifikanten Verbesserung** führen. Beispiele aus Skandinavien haben gezeigt, dass kleinere Gebotszonen lokale Anreize setzen und dass Systemkosten sinken. In Deutschland stellt die Umsetzung eine politische Herausforderung dar, da eine Gebotszonenteilung vermutlich zu einem höheren Börsenstrompreis im industriestarken Süden Deutschlands führt.

Ein **Nodalpreissystem**, welches an vielen verschiedenen Knotenpunkten im System individuelle Preise (Marktpreis + individuelle Kosten für die Netznutzung) anzeigt, ist in Deutschland **aktuell nicht umsetzbar**.

## LITERATURVERZEICHNIS

- ACER (2022): DECISION No 11/2022 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. Abrufbar unter: <https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations.pdf>. Letzter Zugriff am: .
- Agora Energiewende, RAP (2018): Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbrauchern. Abrufbar unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora\\_RAP\\_Netzentgelte\\_2018\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_RAP_Netzentgelte_2018_WEB.pdf). Letzter Zugriff am: 15.5.2018.
- Ariadne (2022): Regionale Steuerungsinstrumente im Stromsektor.
- Bayerischer Rundfunk (2023): "Großer Fehler": Söder warnt vor Strompreiszonen in Deutschland. Abrufbar unter: <https://www.br.de/nachrichten/bayern/grosser-fehler-soeder-warnt-vor-strompreiszonen-in-deutschland,TmsXh6T>. Letzter Zugriff am: 24.8.2023.
- BDEW (2022): Redispatch in Deutschland.
- BDEW (2023): Strompreis – FAQ zum Thema Strompreis in Deutschland. Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis/>. Letzter Zugriff am: 2.6.2023.
- BMWK (2019): Aktionsplan Gebotszone Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Abrufbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10). Letzter Zugriff am: .
- BMWK (2020): Ein Stromnetz für die Energiewende. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- BMWK (2023): Aktueller Stand des Netzaubaus. Abrufbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5). Letzter Zugriff am: .
- Bundesland Hessen (2023): Gespräch der Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland zu energie- und industriepolitischen Themen am 12.05.2023 in Berlin. Abrufbar unter: [https://hessen.de/sites/hessen.hessen.de/files/infodamlocalcopy/2023-05/gemeinsamer\\_beschluss\\_zu\\_energie-\\_und\\_industriepolitischen\\_themen.pdf](https://hessen.de/sites/hessen.hessen.de/files/infodamlocalcopy/2023-05/gemeinsamer_beschluss_zu_energie-_und_industriepolitischen_themen.pdf). Letzter Zugriff am: .
- Bundesnetzagentur (2014): Monitoringbericht 2014. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht\\_2014\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Letzter Zugriff am: .
- Bundesnetzagentur (2022a): Monitoringbericht 2022: Marktbeobachtung Monitoring-Energie. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6). Letzter Zugriff am: .
- Bundesnetzagentur (2022b): Hinweise für Verteilnetzbetreiber Elektrizität zur Anpassung der Erlösbergrenze und zur Bildung des Netzentgelte für das Kalenderjahr 2023.
- Bundesnetzagentur (2023a): Bericht – Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf;jsessionid=3CD408223C795A0BB62FCDC5BFA518A1?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf;jsessionid=3CD408223C795A0BB62FCDC5BFA518A1?__blob=publicationFile&v=2). Letzter Zugriff am: .
- Bundesnetzagentur (2023b): Bericht zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943.
- Bundesnetzagentur (2023c): Marktbeobachtung, Monitoring Elektrizität/Gas: Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022.
- Bundesnetzagentur (2023d): Bundesnetzagentur – § 14a Energiewirtschaftsgesetz. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_06\\_Netzentgelte/68\\_%C2%A7%2014a%20EnWG/BK8\\_14a%20EnWG.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/BK8_14a%20EnWG.html). Letzter Zugriff am: 13.9.2023.
- Bundesnetzagentur BK8\_Engpassmanagement. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_05\\_EOG/59\\_BesonderhUENB/598\\_Engpassmanagement/BK8\\_Engpassmanagement\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/598_Engpassmanagement/BK8_Engpassmanagement_node.html). Letzter Zugriff am: 19.7.2023.a.
- Bundesnetzagentur Redispatch. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html>. Letzter Zugriff am: 18.7.2023.b.
- Bundesnetzagentur Netzentgelt (Strom und Gas). Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A\\_Z\\_Glossar/N/Netzentgelt.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/N/Netzentgelt.html). Letzter Zugriff am: 1.6.2023.c.

- Bundesregierung (2023): Wo steht Deutschland bei der Energiewende | Bundesregierung. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/faq-energiewende-2067498>. Letzter Zugriff am: 23.8.2023.
- dena (2018): Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9238\\_Ergebnispapier\\_der\\_Taskforce\\_Netzentgelte\\_Impulse\\_zur\\_Weiterentwicklung\\_der\\_Netzentgeltsyst.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9238_Ergebnispapier_der_Taskforce_Netzentgelte_Impulse_zur_Weiterentwicklung_der_Netzentgeltsyst.pdf). Letzter Zugriff am: 8.9.2021.
- Dräger, O. (2017): Countertrading – Energiestudium. Abrufbar unter: <http://www.energiestudium.de/wiki/countertrading>. Letzter Zugriff am: 23.8.2023.
- EnBW, V. K. der (2020): Bilanzkreis: Wissen & Details. Abrufbar unter: <https://www.interconnector.de/wissen/bilanzkreis/>. Letzter Zugriff am: 24.8.2023.
- Energiezukunft.de, N. (2023): Netzausbau – Reform soll Netzentgelte gerechter gestalten. Abrufbar unter: <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/netze/reform-soll-netzentgelte-gerechter-gestalten/>. Letzter Zugriff am: 13.9.2023.
- e.venture (2023): Zukunft des deutschen Strommarktes.
- FÖS (2022): Ein Energiemarktdesign für die Dekarbonisierung: Mehr Systemverantwortung für die Erneuerbaren, weniger Abhängigkeit von den Fossilen. Abrufbar unter: [https://foes.de/publikationen/2022/2022-10\\_FOES\\_DUH\\_Policy\\_Brief\\_Ein\\_Energiemarktdesign\\_fuer\\_die\\_Dekarbonisierung.pdf](https://foes.de/publikationen/2022/2022-10_FOES_DUH_Policy_Brief_Ein_Energiemarktdesign_fuer_die_Dekarbonisierung.pdf). Letzter Zugriff am: .
- frontier economics (2017): Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland.
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2016): Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Einspeisemanagement: Eine modellbasierte Abschätzung. In: List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik. Jg. 41, Nr. 4. S. 465–498.
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2019): Regionally differentiated network fees to affect incentives for generation investment. In: Energy. Jg. 177, S. 487–502.
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2021): The impact of market design on transmission and generation investment in electricity markets.
- Handelsblatt (2023): Strompreisentwicklung: Bleibt Strom für Verbraucher 2023 teuer?. Abrufbar unter: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/strompreisentwicklung-bleibt-strom-fuer-verbraucher-2023-teuer/28741584.html>. Letzter Zugriff am: 10.7.2023.
- Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. (2018): Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Abrufbar unter: [https://neon.energy/Neon\\_Markt-Netz\\_BMWi.pdf](https://neon.energy/Neon_Markt-Netz_BMWi.pdf). Letzter Zugriff am: 11.8.2022.
- Kurmayer, N. (2022): Deutschland streitet erneut mit der EU über die Aufteilung des Strommarktes. Abrufbar unter: <https://www.euractiv.de/section/energie/news/deutschland-streitet-erneut-mit-der-eu-ueber-die-aufteilung-des-strommarktes/>. Letzter Zugriff am: 3.8.2023.
- Kurmayer, N. (2023): Germany gears up for EU fight over electricity bidding zones. Abrufbar unter: <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/germany-gears-up-for-eu-fight-over-electricity-bidding-zones/>. Letzter Zugriff am: 3.8.2023.
- Leopoldina, acatech (2020): Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns. Abrufbar unter: [https://www.leopoldina.org/uploads/tx\\_leopublication/2020\\_SN\\_ESYS\\_Netzengpaesse.pdf](https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_SN_ESYS_Netzengpaesse.pdf). Letzter Zugriff am: 18.8.2022.
- Lindberg, M. B. (2022): Bidding zone configuration in the German and the Nordic electricity market.
- Löschel, A., Veronika, Grimm, Matthes, F., Anke, Weidlich (2023): Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten.
- Next Kraftwerke (2023a): Dispatch & Redispatch: Was bedeuten die Begriffe?. Abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch>. Letzter Zugriff am: 18.7.2023.
- Next Kraftwerke (2023b): Redispatch 2.0 – ein Drama in drei Akten. Abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/redispatch-2-0-uebergangsloesung>. Letzter Zugriff am: 18.7.2023.
- Next Kraftwerke (2023c): Bilanzkreis, Ausgleichsenergie und Fahrplanmanagement. Abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. Letzter Zugriff am: 24.8.2023.
- Next Kraftwerke (2023d): Netzentgelte | Netznutzungsentgelte | Bestandteile & Zahlung. Abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzentgelte>. Letzter Zugriff am: 20.9.2023.

- Ökoinstitut, M. (2022): Dezentrale Flexibilitätsoptionen: Bausteine einer klimaneutralen Stromversorgung. Abrufbar unter: [https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Policy-Brief\\_Oeko-Institut\\_Dezentrale-Flexibilitaet-Uebertragungsnetz-Strommarkt.pdf](https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Policy-Brief_Oeko-Institut_Dezentrale-Flexibilitaet-Uebertragungsnetz-Strommarkt.pdf). Letzter Zugriff am: .
- Prognos (2022): Neue Strompreisprognose bis 2040. Abrufbar unter: [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw\\_Strompreisprognose.pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf). Letzter Zugriff am: .
- RAP (2014): Netzentgelte in Deutschland. Abrufbar unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Netzentgelte\\_in\\_Deutschland/Agora\\_Netzentgelte\\_web\\_101.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web_101.pdf). Letzter Zugriff am: .
- SPD, Bündnis 90/ Die Grünen Bundestagsfraktion, FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>. Letzter Zugriff am: 14.2.2022.
- Statkraft (2023): Drama Redispatch 2.0 – Wir ergänzen drei Akte und das Finale. Abrufbar unter: <https://www.statkraft.de/presse/2023/drama-redispatch-2.0>. Letzter Zugriff am: 18.7.2023.
- Stromnetz Berlin (2023): Das Berliner Stromnetz. Abrufbar unter: <https://www.stromnetz.berlin/technik-und-innovationen/aufbau-und-funktionsweise-stromnetz/>. Letzter Zugriff am: 20.9.2023.
- tagesschau.de (2022): Norddeutsche Bundesländer fordern Strompreiszonen. Abrufbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/strom-preise-netzentgelte-bundeslaender-101.html>. Letzter Zugriff am: 25.8.2023.
- Tennet (2022): Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) schlagen Methoden und Annahmen, die im Hinblick auf das Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonen genutzt werden sollen, sowie alternative Gebotszonenkonfigurationen vor. Abrufbar unter: <https://www.tennet.eu/de/news/die-uebertragungsnetzbetreiber-uenb-schlagen-methoden-und-annahmen-die-im-hinblick-auf-das>. Letzter Zugriff am: 3.8.2023.
- UBA (2022): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2021. Abrufbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-12-09\\_climate-change\\_43-2022\\_emissionsbilanz\\_erneuerbarer\\_energien\\_2021.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-12-09_climate-change_43-2022_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2021.pdf). Letzter Zugriff am: .
- UBA (2023): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2022. Abrufbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023\\_05\\_23\\_climate\\_change\\_20-2023\\_strommix\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_05_23_climate_change_20-2023_strommix_bf.pdf). Letzter Zugriff am: .