

MARKTBEOBACHTUNG
MONITORING-ENERGIE

Monitoring- bericht 2022

Monitoringbericht gemäß
§ 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und
§ 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB



Bundesnetzagentur Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Monitoringbericht 2022

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Stand: 14. Dezember 2022

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 615
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

EnWG § 63 Abs. 3 Berichterstattung

(3) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht jährlich einen Bericht über ihre Tätigkeit sowie im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt, soweit wettbewerbliche Aspekte betroffen sind, über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit und legt ihn der Europäischen Kommission und der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vor. In den Bericht ist der vom Bundeskartellamt im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, erstellte Bericht über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Absatz 3 in Verbindung mit § 53 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufzunehmen. In den Bericht sind allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 61 aufzunehmen.

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

(3) Das Bundeskartellamt erstellt als Teil des Monitorings nach § 48 Abs. 3 Satz 1 mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie.

Datenherkunft im Monitoringbericht

Die Zahlen in diesem Bericht stammen soweit nicht anders vermerkt aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Dafür übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, etc.). Weiterhin liefern die Strom- und Erdgasbörsen sowie Energiebroker weitere Daten zum Handel. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert. Insgesamt gingen im Jahr 2022 von 6.500 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Vorwort

Der Angriffskrieg gegen die Ukraine prägt die aktuelle, dynamische Entwicklung auf den deutschen Energiemärkten. Die gestiegenen Energiekosten sind für die deutschen Strom- und Gasverbraucherinnen und Verbraucher und die Unternehmen belastend. Die Versorgung mit Gas steht im Zentrum der Arbeit von Behörden und der Öffentlichkeit. Die weltweite Konjunkturbelebung nach den Einschränkungen der Corona-Pandemie und die damit zusammenhängende steigende Nachfrage nach Energie führte bereits im Jahr 2021 zu signifikanten Preissteigerungen auf den Energiemärkten. Der Monitoringbericht 2022 begleitet, dokumentiert und analysiert die Entwicklungen für das Jahr 2021, d.h. das Jahr vor der Zäsur auf den Energiemärkten durch den Angriffskrieg gegen die Ukraine. Soweit hinreichend verlässliche Erkenntnisse vorlagen, werden aber auch die Entwicklungen im laufenden Jahr 2022 in den Fokus genommen.

Die Information der Verbraucher, die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklungen sind Ziele des gemeinsamen Monitorings der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, die damit ihre enge und vertrauensvolle Zusammenarbeit in diesem Bereich fortgesetzt haben. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist dabei auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas einschließlich der Belieferung von Nicht-Haushaltskunden gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen im Netzausbau, dem Bereich der Erzeugung, der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden.

Das Jahr 2021 war davon geprägt, dass aufgrund des Kohleausstiegs viele konventionelle Stromerzeugungsanlagen vom Markt genommen wurden. Aufgrund der aktuellen angespannten Situation auf den Energiemärkten sind im Jahr 2022 jedoch etliche zur Stilllegung vorgesehene Stein- und Braunkohleanlagen an den Strommarkt zurückgekehrt. Diese werden in dieser und auch der kommenden Heizperiode noch in vollem Umfang zu einer stabilen Stromversorgung beitragen. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber mit Blick auf die Versorgungssicherheit beschlossen, die Laufzeit der drei verbliebenen Atomkraftwerke bis zum 15. April 2023 zu verlängern.

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2021 mit 551,3 TWh zwar über dem Niveau von 2020, aber unterhalb des Niveaus von 2019 und damit unter dem Niveau vor der Corona-Pandemie. Die konventionelle Stromerzeugung stieg im Jahr 2021 um rund 11,6 Prozent an, obwohl weniger konventionelle Anlagen am Netz waren und sich der Zubau erneuerbarer Erzeugung fortsetzte. Zu erklären ist dies unter anderem damit, dass die konventionellen Energieträger die aufgrund der wind- und sonnenarmen Witterung ausbleibenden erneuerbaren Erzeugungsmengen ersetzen mussten. Besonders stark stieg hierbei die Nettostromerzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken, während die Erzeugung in Erdgaskraftwerken bereits 2021 rückläufig war; die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ging 2021 um rund 7,2 Prozent zurück. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch betrug 40 Prozent, nachdem er 2020 mit 45 Prozent einen vorläufigen Höchststand erreicht hatte.

Wegen des Ausstiegs aus der Stromerzeugung aus Kohle und Kernkraft hat die Bedeutung der verbleibenden konventionellen Anlagen für die Deckung der Stromnachfrage zugenommen. Die Marktkonzentration bei der konventionellen Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz ist hierdurch gemessen an den Marktanteilen der Erzeuger im Jahr 2021 von 65,3 Prozent auf 66,5 Prozent angestiegen.

Auch in den umfassenderen Analysen des Marktmachtberichtes 2021 zu den Wettbewerbsverhältnissen in der Stromerzeugung hatte das Bundeskartellamt entsprechend für das Jahr 2021 eine Verschärfung der Markt-machtverhältnisse festgestellt. So deuteten die Ergebnisse der durchgeführten Pivotalanalyse (Unverzichtbarkeit) erstmals seit über zehn Jahren auf eine marktbeherrschende Stellung der RWE hin. Weiterhin hat auch die Bedeutung der Kraftwerkskapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW für die Deckung der deutschen Stromnachfrage im Jahr 2021 zugenommen, ebenso wie die Bedeutung von Stromimporten und damit ausländischer Kraftwerkskapazitäten.

Die durch den Ukraine-Krieg bedingte Angebotsverknappung bei Gas im Jahre 2022 traf im Stromer Absatzmarkt auf ein knapperes Stromangebot. Diese Angebotsknappheit wurde im Verlauf des Jahres durch weitere Sondereffekte verschärft. Ein Ersatz der durch deutlich gestiegene Grenzkosten gekennzeichneten Stromerzeugung in Gaskraftwerken durch günstigere Kraftwerke war in der Folge insbesondere in Spitzenlastzeiten kaum möglich. Die vom Gesetzgeber geplante und teilweise bereits umgesetzte Rückkehr von Kohlekraftwerken in den Markt im laufenden Jahr bzw. die Verlängerung der Laufzeiten von Kohle- und Kernkraftwerken im laufenden Jahr dürften diesen Entwicklungen und ihrer Verschärfung entgegenwirken. Die konkreten Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Marktanteile sowie die Unverzichtbarkeit einzelner Anbieter für die Deckung der Stromnachfrage können derzeit jedoch noch nicht abschließend bewertet werden und sind daher Gegenstand weiterer Analysen.

Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 waren deutliche Preissteigerungen auf den Energiemärkten zu beobachten. Seit Februar 2022 hat sich das Preisniveau im Strom- und Gasgroßhandel noch einmal vervielfacht, die Preise sind – trotz zwischenzeitlichen Rückgangs nach wie vor auf hohem Niveau – sehr volatil. Die Preise im Stromgroßhandel folgen dabei sehr weitgehend der Preisentwicklung bei Erdgas, da im deutschen Stromgroßhandel Erdgaskraftwerke in den meisten Stunden den Preis setzen. Der geplante Weiterbetrieb von Kohle- und Kernkraftwerken dürfte zwar in dieser Hinsicht preisdämpfend wirken, dennoch ist davon auszugehen, dass die Preise auf hohem Niveau bleiben.

Auf den Endkundenmärkten lagen die kumulierten Marktanteile der vier absatzstärksten Strom- und Gaslieferanten bei der Belieferung von leistungsgemessenen und Standardlastprofilkunden im Jahr 2021 wie auch in den vergangenen Jahren unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen für eine marktbeherrschende Stellung. Angesichts dessen ist jedenfalls derzeit davon auszugehen, dass auf diesen Märkten kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Der starke Anstieg der Preise im Strom- und Gasgroßhandel ab dem dritten Quartal 2021 spiegelte sich bereits in der Entwicklung der Einzelhandelspreise bis zum 1. April 2022 wider. Der Anstieg der Großhandelspreise für Strom und Gas ist auf die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile zurückzuführen, die insbesondere auch die Kosten der Energiebeschaffung umfassen. Ferner sind zum Stichtag 1. April 2022 im Bereich der Belieferung von Haushaltskunden erstmals Preise beim Grundversorger (Grundversorgungsvertrag oder Vertrag außerhalb der Grundversorgung) zu beobachten, die unterhalb des Preises eines Lieferanten liegen, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Um die Preissteigerungen zu dämpfen, reagierte der Gesetzgeber mit einer vorzeitigen Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 und einer Absenkung der Mehrwertsteuer beim Gaspreis zum 1. Oktober 2022 auf 7 Prozent.

Die Stromnetzentgelte sind im Jahr 2022 weiter gestiegen. Trotz staatlicher Stabilisierungsmaßnahmen wie des Herauslösen der Offshore-Anbindungskosten aus den Netzentgelten und der weiteren Abschmelzung der

vermiedenen Netzentgelte nach dem NEMoG konnte der negative Trend nicht aufgehalten werden. Die steigenden Kosten für den Ausbau des Stromnetzes und der hohen veranschlagten Kosten für Maßnahmen zur Systemsicherheit sowie steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise werden auch in 2023 zu einem Anstieg der Netzentgelte führen. Im Jahr 2023 werden die Erlösobergrenzen der ÜNB voraussichtlich durch einen Zuschuss im Rahmen der "Strompreisbremse" konstant gehalten.

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen liegen bei rund 2,3 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls deutlich gestiegen (2020: rund 1,4 Mrd. Euro).

Nachdem 2020 mit rund 5,4 Millionen Lieferantenwechseln von Haushaltskunden ein neuer Rekordstand im Strombereich erreicht wurde, sank im Jahr 2021 die Zahl der "freiwilligen" Lieferantenwechsel auf 4,8 Millionen. Auch im Gasbereich sanken die Lieferantenwechsel in 2021 von 1,6 auf rund 1,3 Millionen. Insbesondere das zweite Halbjahr 2021 war geprägt durch etliche Marktaustritte bzw. Insolvenzen von Lieferanten. Als Reaktion auf die gestiegenen Großhandelspreise beendeten einige Lieferanten ihre Energielieferungen oder meldeten teilweise Insolvenz an. Neben einigen kleineren Lieferanten handelte es sich insbesondere um einen größeren Strom- und Gaslieferanten. Durch die bereits steigenden Strom- und Gaspreise scheuten möglicherweise Strom- und Gaskunden aufgrund mangelnder preislicher Alternativen den Schritt zu einem neuen Strom- oder Gasanbieter.

Seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich die Situation beim Gasimport in Folge der Verknappung des Angebots und der eingestellten Lieferungen aus Russland weiter verschärft. Während im Jahr 2021 die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.458 TWh betrug und die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas Russland und Norwegen waren, haben sich in 2022 die Verhältnisse grundlegend geändert. Seit Anfang September 2022 wurden die Gasflüsse über die Nord Stream 1 auf unbestimmte Zeit mit Verweis auf angebliche technische Gründe endgültig eingestellt. Bei der Nord Stream 2 wurde das Zertifizierungsverfahren im Februar 2022 parallel zur Zuspitzung der geostrategischen Entwicklung gestoppt. Die Anschläge auf die beiden Pipelines Nord Stream 1 und 2 und die Zerstörung von drei Leitungen führten dazu, dass ein Gastransport aus Russland über diese Pipelines auch technisch unmöglich ist. Durch die fehlenden Gaslieferungen aus Russland müssen Importeure unter hohen Kosten Ersatz beschaffen. Dem Ausfall russischer Lieferungen wirken gesteigerte Importe aus Norwegen und über das niederländische, das belgische und neuerdings das französische Leitungssystem entgegen. Zusätzliche Angebotsmengen mittels des verstärkten Imports von LNG über die geplanten schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) an der Nord- und Ostseeküste sind zum Jahreswechsel 2022/23 zu erwarten.

Mit dem Ende April 2022 in Kraft getretenen Gasspeichergesetz und der Einführung von gesetzlichen Vorgaben für Füllstände wurde sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit mit Gas in Deutschland weiter gewährleistet bleibt. Das angepeilte Ziel von 85 Prozent Speicherfüllstand bis zum 1. Oktober 2022 wurde bereits Mitte September 2022 erreicht. Im November 2022 lagen die Speicherfüllstände bei über 99 Prozent.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die sehr dynamische Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin aufmerksam im Blick behalten und entsprechend ihren jeweiligen Aufgabenbereichen begleiten.



Klaus Müller
Präsident der Bundesnetzagentur
für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen



Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Kernaussagen

Auswirkungen des Ukrainekriegs auf die Elektrizitäts- und Gasmärkte

Der andauernde russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat auf den deutschen Energiemärkten tiefe Spuren hinterlassen. In vielen Bereichen haben sich die Verhältnisse in 2022 dramatisch verändert. Die systematischen, umfassenden Erhebungen des Monitorings beziehen sich aber immer auf das vorangehende Kalenderjahr, der Monitoringbericht 2022 also auf die Verhältnisse des Jahres 2021, da nur für 2021 abgeschlossene Zahlen vorliegen, die einer Plausibilisierung und einer Qualitätskontrolle zugänglich waren. In den Fällen, in denen bereits hinreichend verlässliche Erkenntnisse für das Jahr 2022 vorlagen, wurden diese vor allem in den Kernaussagen dieses Monitoringberichtes berücksichtigt, um auch die weitere Entwicklung im Jahre 2022 aufzuzeigen.

Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 waren deutliche, durch die weltweite Konjunkturbelebung nach den Einschränkungen der Corona-Pandemie bedingte, Preissteigerungen auf den Energiemärkten zu beobachten. Seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich die Situation auf den Energiemärkten weiter verschärft. Die Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas haben sich nochmals vervielfacht und sind auf diesem hohen Niveau sehr volatil und insbesondere dabei von den vielschichtigen Entwicklungen um die Ukraine-Krise abhängig. Die höheren Preise liegen hauptsächlich in den angestiegenen Erdgaspreisen begründet; diese folgen aus der Angebotsverknappung bei Erdgas. Russland hat die Gaslieferungen über Nord Stream 1 nach Europa zunächst reduziert und danach vollständig gestoppt. Die Nutzung von Nord Stream 2 ist nicht genehmigt und vor dem Hintergrund der derzeitigen Krise auch energiewirtschaftlich keine Alternative. Inzwischen ist aufgrund von Sabotage die Nutzung von Nord Stream 1 vollständig und von Nord Stream 2 teilweise unmöglich. Durch die fehlenden Gaslieferungen aus Russland müssen Importeure unter hohen Kosten Ersatz beschaffen. Zusätzliche Angebotsmengen mittels des verstärkten Imports von LNG über die geplanten schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) an der Nord- und Ostseeküste sind um den Jahreswechsel 2022/23 zu erwarten. Die angespannte Versorgungslage und die stark gestiegenen Preise im Gasbereich strahlen auch auf den Strombereich aus, da in Deutschland der in Erdgaskraftwerken erzeugte Strom in zahlreichen Stunden den Großhandelspreis für Strom bestimmt (Merit Order Prinzip). Die Preisexplosion im Strom- und Gasgroßhandel führt sowohl bei Haushalts- als auch bei Gewerbe- und Industriekunden ebenfalls zu extremen Preissteigerungen sowie wenigstens kurzfristig zu einer erheblichen Dämpfung des Angebotswettbewerbs.

Erzeugung Elektrizität

Die Marktkonzentration bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabatz (ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat hinsichtlich der Marktanteile der Erzeuger im Jahr 2021 zugenommen. So erreichten die fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabatzmarkt im Jahr 2021 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg einen gemeinsamen Marktanteil von 67 Prozent, im Jahr 2020 belief sich dieser Marktanteil noch auf 65,3 Prozent. Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten zum Jahresende 2021 lag hingegen mit 53,0 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 56,7 Prozent. Hintergrund ist die Umsetzung des Atom- und Kohleausstiegs, wonach wesentliche konventionelle Erzeugungskapazitäten und auch Anlagen aus den Kreisen der fünf größten Anbieter aus dem

Markt ausschieden. Diese Marktverknappung hatte eine zunehmende Bedeutung der verbleibenden konventionellen Kapazitäten zur Folge, welche sich unter anderem in dem dargestellten Anstieg der Erzeugungsmengen der größeren Anbieter bei einem insgesamt kleineren konventionellen Kraftwerkspark widerspiegelt.

In den umfassenderen Analysen des Marktmachtberichtes 2021 zu den Wettbewerbsverhältnissen in der Stromerzeugung hatte das Bundeskartellamt entsprechend für das Jahr 2021 eine Verschärfung der Markt-machtverhältnisse festgestellt. So deuteten die Ergebnisse der durchgeführten Pivotanalyse (Residual Supply Index) erstmals seit über zehn Jahren auf eine marktbeherrschende Stellung der RWE hin. Die Kraftwerke von RWE waren in einer deutlich über der Vermutungsschwelle von 5 Prozent der Jahresstunden liegenden Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar. Die Analysen zeigten ferner, dass auch die Bedeutung der Kraftwerkskapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW für die Deckung der deutschen Stromnachfrage im Jahr 2021 zugenommen hat, ebenso wie die Bedeutung von Stromimporten und damit ausländischer Kraftwerkskapazitäten.

Die durch den Ukraine-Krieg bedingte Angebotsverknappung bei Gas im Jahre 2022 traf damit auf ein bereits vergleichsweise knapperes Angebot im Stromer Absatzmarkt. Diese Angebotsknappheit wurde im Verlauf des Jahres durch weitere Sondereffekte wie z.B. die vergleichsweise geringere Produktion französischer Atomkraftwerke weiter verschärft. Eine Substitution der durch deutlich gestiegene Grenzkosten gekennzeichneten Stromerzeugung in Gaskraftwerken durch günstigere Kraftwerke war in der Folge insbesondere in Spitzenlastzeiten kaum möglich. Die vom Gesetzgeber geplante und teilweise bereits umgesetzte Rückkehr in den Markt bzw. Verlängerung der Laufzeiten von Kohle- und Kernkraftwerken im laufenden Jahr dürften diesen Entwicklungen und ihrer Verschärfung strukturell entgegenwirken. Die konkreten Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Marktanteile sowie die Unverzichtbarkeit einzelner Anbieter für die Deckung der Stromnachfrage können derzeit jedoch noch nicht abschließend bewertet werden und sind daher Gegenstand weiterer Analysen.

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2021 mit 551,3 TWh über dem Niveau von 2020 (+3,3 Prozent). Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken verzeichnete hierbei einen Anstieg von rund 11,6 Prozent. Besonders die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken ist stark angestiegen. Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sank um 17 TWh im Vergleich zum Vorjahr. Dies war insbesondere auf die vergleichsweise wind- und sonnenarme Witterung zurückzuführen. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch lag bei rund 40 Prozent.

Die gesamte, nicht nach dem EEG geförderte Nettostromerzeugung ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 35,9 TWh auf insgesamt 347,9 TWh angestiegen.

Die gesamte installierte Erzeugungskapazität betrug Ende 2021 238,4 GW (2020: 236,3GW)¹. Hiervon sind 99,8 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 138,6 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Im Bereich der erneuerbaren Energieträger lag der Leistungszuwachs in 2021 bei 7,5 GW. Im Bereich der konventionellen Energieträger war eine deutliche Zunahme an Marktaustritten aufgrund des Ausstiegs aus der

¹ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2021 wurde für das Jahr 2020 aktualisiert

Kernenergie und des Kohleausstiegs festzustellen. Der diesjährige Wiedereintritt von Stein- und Braunkohlekraftwerken in den Markt auf Grund des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes wurde in den Zahlen des Monitoringberichts über die Marktverhältnisse in 2021 naturgemäß noch nicht abgebildet.

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energien (Summe aus EEG vergüteten und nicht vergüteten EE-Anlagen) von 7,5 GW geht insbesondere auf den stärkeren Zubau von Solaranlagen zurück (+5,7 GW). Der Nettozubau von Windenergieanlagen an Land betrug 1,6 GW und lag damit auf dem Niveau des Vorjahres.

Die Entwicklungen der Erzeugungsmengen und der jeweilige Anteil der Energieträger im Jahre 2022 sind in diesem Bericht nicht enthalten.

Redispatch und Einspeisemanagement

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2021 insgesamt deutlich gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch inkl. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 2,3 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls deutlich gestiegen (2020: 1,4 Mrd. Euro).

Netzentgelte Strom

Das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden ist im Jahr 2022 mit 8,12 ct/kWh auf deutlich höherem Niveau als im Vorjahr. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden und Industriekunden sind im arithmetischen Mittel die Netzentgelte für Gewerbekunden um rund drei Prozent auf 6,85 ct/kWh und bei den Industriekunden deutlich um rund elf Prozent auf 2,96 ct/kWh gestiegen.

Großhandel Strom

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte befanden sich auch im Jahr 2021 auf einem hohen Niveau, allerdings hat sich das Handelsvolumen der gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion im Jahr 2021 mit rund 218,7 TWh im Vergleich zum Vorjahr (231,2 TWh) reduziert. Der börsliche Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse. Im Jahr 2021 lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Futures bei 1.450 TWh, eine Steigerung von rund 2,4 Prozent zum Vorjahr. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zuwächse. Das Volumen des OTC-Clearing von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX ist mit 1.750 TWh im Jahr 2021 um rund 4 Prozent angestiegen und liegt rund 20 Prozent über dem Volumen, das direkt über die Börse gehandelt wurde.

Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 waren deutliche Preissteigerungen auf den Energiemärkten zu beobachten. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2021 rund 97,12 Euro/MWh, im Vorjahr lag der entsprechende Durchschnitt noch bei 30,46 Euro/MWh – ein Anstieg von rund 218 Prozent. Bei Terminkontrakten für das Folgejahr sind die Durchschnittspreise ebenfalls stark gestiegen. Mit 88,42 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future, gehandelt für das Jahr 2022, gegenüber dem Vorjahr, gehandelt für das Jahr 2021, mit 40,17 Euro/MWh um rund 120 Prozent gestiegen. Bei dem Phelix-Peak-Year-Future belief sich der Preis 2021 im Jahresmittel auf 107,23 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (49,04 Euro/MWh) beträgt somit rund 119 Prozent.

Bei einer Betrachtung der unterjährigen Preisentwicklung für Futures im Verlauf des Jahres 2021 ist festzustellen, dass die Preise bis zum Jahresende kontinuierlich gestiegen sind. Lag der Preis für die Futures im Durchschnitt der vorherigen fünf Jahre sowie Anfang des Jahres 2021 noch bei rund 50 Euro/MWh, so erreichten die Maximalwerte für die Terminkontrakte Phelix-Base-Year-Future am 22. Dezember 2021 einen Maximalwert von 324,50 Euro/MWh, der Phelix-Peak-Year-Future markierte am gleichen Tag sogar bei rund 410 Euro/MWh.

Seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich das Preisniveau im Stromgroßhandel noch einmal vervielfacht. Darüber hinaus sind die Preise auf diesem sehr hohen Niveau auch sehr volatil. Bis Ende August verdreifachten sich in der Spitze die Preise für den Phelix-Base-Year-Future auf rund 1.000 Euro/MWh und vervierfachten sich die für den Phelix-Peak-Year-Future auf rund 1.500 Euro/MWh. Seither – insbesondere auch nach der endgültigen Einstellung von direkten russischen Gaslieferungen nach Deutschland – haben sich die Preise der Größenordnung nach halbiert. Stand Anfang Oktober bewegten sich die Year-Ahead-Preise auf einem Niveau von rund 450 Euro/MWh für Base und 600 Euro/MWh für Peak. Die Preise im Stromgroßhandel folgen mit dieser Entwicklung sehr weitgehend der Preisentwicklung bei Erdgas. Denn im deutschen Stromgroßhandel setzen Erdgaskraftwerke in den meisten Stunden den Preis (Merit Order Prinzip). Die Lage wurde zusätzlich in der Jahresmitte durch die extrem niedrigen Wasserstände des Rheins und die erschwerte Versorgung der süddeutschen Steinkohlekraftwerke verschärft.

Die Preisentwicklung wird aktuell weiter zusätzlich durch die vielen wartungsbedingten Ausfälle von Kernkraftwerken in Frankreich und durch die erforderliche Deckung der Stromnachfrage durch Erzeugungstechnologien mit höheren Grenzkosten verschärft. Der geplante Weiterbetrieb von einigen Kohle- und Kernkraftwerken in Deutschland wirkt tendenziell preisdämpfend, wobei Gaskraftwerke in den Zeiten hoher Stromnachfrage weiterhin häufig preissetzend bleiben werden.

Einzelhandel Strom

Für das Jahr 2021 geht das Bundeskartellamt wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass auf den größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der im Jahr 2021 vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden (RLM-Kunden) rund 25,8 Prozent (Vorjahr: 28,5 Prozent); auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (SLP-Kunden) im Rahmen von Sonderverträgen 36,1 Prozent (Vorjahr: 42,8 Prozent). Der gemeinsame Marktanteil der im Jahr 2021 größten vier Anbieter liegt immer noch deutlich unter der Schwelle zur Marktbeherrschungsvermutung.

Hinsichtlich der Wechselquoten waren im Bereich der Nicht-Haushaltskunden seit dem Jahr 2009 weitgehend konstante Lieferantenwechselquoten festzustellen. Im Jahr 2021 lag die mengenbezogene Lieferantenwechselquote bei Kunden mit über 10 MWh Jahresverbrauch bei 10,7 Prozent (2020: 11,6 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge aller Haushaltskunden, die von einem Lieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag bei 39 Prozent (2020: 38 Prozent). Die Anzahl von Haushaltskunden, die ihren Stromlieferanten gewechselt haben, sank auf rund 4,8 Mio. (2020: 5,4 Mio.). Bei der Angabe zum Lieferantenwechsel ist jedoch der Sondereffekt von Insolvenzen sowie die Einstellung der Belieferung durch Lieferanten zu beachten. Ursächlich hierfür war vor allem der starke Anstieg der Beschaffungspreise. Zumindest bezogen auf das Jahr 2021 ist die Anbietervielfalt auf dem Markt für Haushaltskunden nochmals leicht gestiegen, diese konnten durchschnittlich im Jahr 2021 zwischen 147 verschiedenen Lieferanten wählen (2020: 142).

Die schwerwiegenden Marktverwerfungen auch in Folge des Ukraine-Krieges haben unterjährig 2022 negative Auswirkungen sowohl auf die Marktstruktur als auch die Wechselmöglichkeit und -bereitschaft im Stromeinzelhandel gezeitigt. Neben Marktaustritten in der Folge z.B. von Insolvenzen haben dabei insbesondere auch Anpassungen der Geschäftsmodelle einiger Anbieter, wie z.B. der Rückzug kleinerer oder lokaler Anbieter aus dem bundesweiten Vertrieb von Strom, die Anbietervielfalt und damit auch die Wechselmöglichkeiten der Abnehmer reduziert. Eine Bezifferung des quantitativen Ausmaßes dieser Entwicklungen ist unterjährig jedoch noch nicht möglich. Auch ist noch nicht absehbar, inwieweit sich die derzeitigen Verschlechterungen des Marktumfeldes als strukturell nachhaltig oder lediglich als Übergangsphänomen der extremen Preisvolatilität erweisen werden.

Der starke Anstieg der Preise im Stromgroßhandel spiegelte sich bereits in der Entwicklung der Einzelhandelspreise bis zum 1. April 2022 wider, der den maßgeblichen Stichtag für die Erhebung der Preisentwicklung im Rahmen des Energiemonitorings bildet. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh lag für den 1. April 2022 bei rund 22,51 ct/kWh und damit um 5,57 ct/kWh über dem Mittelwert für April 2021. Das entspricht einem Anstieg von fast 33 Prozent. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag im April 2022 bei 25,65 ct/kWh und ist im Vergleich zum Jahr 2021 um 2,42 ct/kWh gestiegen, ein Anstieg von etwa 10,4 Prozent. Vor dem Hintergrund der bis zum 1. April 2022 bereits stark gestiegenen Großhandelspreise für Strom sind diese Steigerungen auf die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile zurückzuführen, die insbesondere auch die Kosten der Energiebeschaffung umfassen. Die dem Stichtag 1. April 2022 folgenden aktuelleren Entwicklungen sind noch nicht berücksichtigt.

Bei der Belieferung von Haushaltskunden mit Strom zeigt sich bei der Stichtagsbetrachtung zum 1. April eines Jahres ein ähnliches Bild. Der Durchschnittspreis für Haushaltskunden ist vom Stichtag 1. April 2021 auf den 1. April 2022 von 32,63 ct/kWh auf 36,06 ct/kWh deutlich gestiegen. Dies entspricht einem Anstieg von rund 10,5 Prozent. Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für Haushaltskunden.

Der Anstieg des Einzelhandelspreises zum 1. April 2022 ist wie im Industriekundenbereich auf die Erhöhung des vom Lieferanten beeinflussbaren Anteils des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) zurückzuführen. Während der nicht beeinflussbare Anteil des Strompreises (Steuern, Abgaben, Netzentgelte) im Vergleich zu Vorjahr insgesamt um 1,51 ct/kWh gesunken ist, ist der beeinflussbare Anteil des Strompreises um 4,65 ct/kWh gestiegen. Dieser Anstieg ist maßgeblich auf die Entwicklung der Großhandelspreise von kurzfristig zu beschaffenden Strommengen zurückzuführen, die im betrachteten Monat April 2022 im Vergleich zum Vorjahr um rund 390 Prozent angestiegen sind. Der Anstieg der Energiebeschaffungskosten insgesamt fällt im Vergleich dazu unterproportional aus, da nur ca. zehn Prozent der Menge kurzfristig (ein Quartal, ein Monat und ein Tag im Voraus) beschafft werden.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil dieses Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt zum Stichtag 1. April 2022 rund 13,54 ct/kWh (38 Prozent des Gesamtpreises) und hat sich damit wie im Industriekundenbereich deutlich erhöht. Das durchschnittliche Netzentgelt und das Entgelt für den Messstellenbetrieb liegen im Jahr 2022 in Summe bei 8,12 ct/kWh und machen damit rund 23 Prozent des Gesamtpreises aus. Der Anteil der EEG-Umlage (3,72 ct/kWh) macht rund 10,3 Prozent (2021: 20 Prozent) des Gesamtpreises aus.

Ferner sind zum Stichtag 1. April 2022 im Bereich der Belieferung von Haushaltskunden erstmals Preise beim Grundversorger (außerhalb oder innerhalb) der Grundversorgung zu beobachten, die unterhalb des Preises eines Lieferanten liegen, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Bereits in den Vorjahren war ein Angleichen der Preise von Sonderverträgen beim Grundversorger und den Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, zu beobachten. Im Jahr 2021 war erstmals der Preis beim Grundversorger außerhalb (aber nicht innerhalb) der Grundversorgung unterhalb des durchschnittlichen Preises von Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind. Dieses Phänomen lässt sich vermutlich ebenfalls auf die stark gestiegenen Großhandelspreise und die Beschaffungsstrategien der Lieferanten zurückführen. Bei Lieferanten, die auch die Stellung eines Grundversorgers innehaben, sind meist langfristige Beschaffungen auf Grund der Planbarkeit möglich, weshalb sich die kurzfristig gestiegenen Großhandelspreise nicht unmittelbar auf die Endkundenpreise auswirken. Bei anderen Lieferanten, die nicht in der Grundversorgung tätig sind, geschah bisher die Beschaffung des Stroms hingegen in höherem Maße sehr viel kurzfristiger. Dies kann sich dann viel schneller als bei einer langfristigen Beschaffung auch auf die Höhe der entsprechenden Endkundenpreise auswirken.

Die gestiegenen Großhandelspreise für Strom führten im zweiten Halbjahr des Jahres 2021 und zu Beginn des Jahres 2022 zudem zu weiteren Verwerfungen im Bereich der Versorgung von Endkunden mit Strom. Als Reaktion auf die gestiegenen Großhandelspreise beendeten einige Lieferanten ihre Energielieferungen oder meldeten teilweise Insolvenz an. Neben einigen kleineren Lieferanten handelte es sich insbesondere um einen größeren Stromlieferanten. Die Energiebelieferung der betroffenen Kunden wurde unterbrechungsfrei vom Grundversorger übernommen. Diese überdurchschnittlich hohen Kundenzuwächse nahmen einige Grundversorger zum Anlass, unterschiedlich hohe Allgemeine Preise für Bestands- und Neukunden anzubieten. Begründet wurde dies insbesondere damit, dass die kurzfristige Energiebeschaffung für diese neuen Kunden deutlich teurer war als die langfristige Beschaffung für die Bestandskunden.

Die rechtliche Zulässigkeit dieser sogenannten Preisspaltung war im Anschluss Gegenstand von Gerichtsverfahren. Der Gesetzgeber griff dies auf. Im Juli 2022 traten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Kraft, die eine Differenzierung der Allgemeinen Preise zwischen Bestands- und Neukunden in der Grundversorgung untersagen. In der Ersatzversorgung dürfen im Gegenzug die Allgemeinen Preise nunmehr höher sein als die in der Grundversorgung (auch für Haushaltskunden) und können jeweils zum 01. und 15. eines Monats angepasst werden.

Wie nachhaltig die Verwerfungen im Zuge der aktuellen Krise die Marktstruktur beeinflussen werden und welchen Umfang die Effekte der derzeit bereits ergriffenen bzw. diskutierten Maßnahmen haben werden, lässt sich derzeit noch nicht beurteilen.

Die Zahl der Stromsperrungen ist in 2021 nur leicht gestiegen. Im Jahr 2021 wurden insgesamt 234.926 (2020: 230.015) Sperrungen gemeldet, was einem Anstieg um rund zwei Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Der leichte Anstieg der Sperrungen im Jahr 2021 ist teilweise auf nachgeholte Sperrungen aus dem Jahr 2020 zurückzuführen. Aufgrund des während der Corona-Pandemie zeitweise geltenden Leistungsverweigerungsrechts nach Art. 240 § 1 EGBGB gingen die Sperrungen in 2020 deutlich zurück. Ein Großteil der Lieferanten verzichtete zudem freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden.

Auch im Jahr 2021 hat rund die Hälfte der von der Bundesnetzagentur befragten Stromlieferanten auf eine Sperrung freiwillig verzichtet. Häufig wurden gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Die Entwicklung der Stromsperrungen seit 2017 zeigt, dass deren Zahl nicht zwangsläufig mit dem steigenden Preisniveau korreliert.

Die Bundesnetzagentur erhebt die Anzahl der Sperrungen rückwirkend für das Vorjahr, sodass für 2022 noch keine Daten vorliegen.

Heizstrom

Der Heizstromverbrauch ist 2021 im Vergleich zum Vorjahr insgesamt gestiegen. Nach den Mengenangaben von Heizstromlieferanten wurden knapp 1,98 Mio. Marktlokationen mit etwa 14,3 TWh Heizstrom beliefert. Damit entfielen im Jahr 2021 rund 38,8 Prozent (2020: 37,3 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Der starke Anstieg des Belieferungsanteils durch Nicht-Grundversorger zwischen den Jahren 2019 und 2020 war allerdings auf ein singuläres Ereignis (Veräußerung des Heizstromgeschäfts der E.ON an die LichtBlick SE im Zuge der bedingten kartellrechtlichen Freigabe der Fusion E.ON/innogy) zurückzuführen.

Die Lieferantenwechselzahlen haben sich auch bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr verringert. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge entsprach für 2021 rund 4,6 Prozent bzw. 5,4 Prozent nach Marktlokationen. Auch in diesem speziellen, aber zunehmend bedeutsamen Bereich des Stromeinzelhandels haben die aktuellen, extremen Strompreissteigerungen auch im Zuge des Ukrainekrieges derzeit die oben dargestellten erheblichen negativen Einflüsse auf die Anbietervielfalt sowie die Wechselbereitschaft und -möglichkeiten der Kunden. Wie im Bereich der Belieferung mit Haushaltsstrom lassen sich die weiteren Entwicklungen derzeit jedoch noch nicht verlässlich abschätzen, insbesondere inwieweit die Verschlechterung der Wettbewerbsbedingungen strukturell nachhaltig sein wird.

Hinsichtlich der Preisentwicklung ist auch der Heizstrombereich durch deutliche Preissteigerungen gekennzeichnet. Zum Stichtag 1. April 2022 ist der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung bei 25,55 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 23,93 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im Mittel bei 25,07 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 23,80 ct/kWh ebenfalls angestiegen. Maßgeblich für den Anstieg ist der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, insbesondere für die Energiebeschaffung. Auch hier gilt, dass aufgrund der Stichtagsbetrachtung die dem Stichtag folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt sind.

Im- und Export Strom

Auch im Jahr 2021 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Das im Jahr 2021 insgesamt über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug 93 TWh (2020: 83 TWh). Der Exportsaldo entsprach im Jahr 2021 einem Betrag von 14 TWh. Der daraus folgende Exportüberschuss betrug damit 775 Mio. Euro.

Wie im Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes 2021 dargestellt, ist der deutsche Strommarkt vereinzelt bereits seit einigen Jahren, inzwischen aber verstärkt in einzelnen Stunden des Jahres auf Importe angewiesen, um die inländische Nachfrage über den Markt – also ohne die Betrachtung von Reservekraftwerken – zu decken.

Die Fähigkeit des Auslandes, diese Importe bereitzustellen, hat sich insbesondere in Folge der wartungsbedingten technischen Ausfälle vieler französischer Atomkraftwerke verringert. Zugleich führen Kraftwerksabschaltungen im Inland zu einer weiteren Angebotsreduktion. Dies war u.a. Anlass für den sog. Stresstest 2.0 des BMWK. Im Jahresverlauf 2022 sind die Stromexporte aus Deutschland im Saldo angestiegen.

Im- und Export Gas

Im Jahr 2021 betrug die gesamte Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.458 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.482 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 24 TWh bzw. rund zwei Prozent.² Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren in 2021 Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande waren als etablierter und liquider europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure.

Im Zeitraum Januar bis Oktober 2022 betrug die insgesamt nach Deutschland importierte Gasmenge 1.161,1 TWh. Verglichen mit dem Vorjahreswert (Januar bis Oktober 2021) von 1.213,2 TWh entspricht dies einem Rückgang von 52,1 TWh.

Seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich die Situation beim Gasimport in Folge der Verknappung des Angebots und der Lieferungen aus Russland weiter verschärft. Am 10.05.2022 lagen gemäß dem von der Bundesnetzagentur veröffentlichten täglichen Situationsbericht zur Lage der Gasversorgung in Deutschland die Gasflüsse aus Russland nach Deutschland letztmalig auf einem üblichen Niveau von rund 1.800 GWh/Tag. Die erfolgte Einstellung von russischen Gaslieferungen nach Polen und Bulgarien hatte bis dato keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Nach der Verhängung von Sanktionen durch Russland gegen die Gazprom Germania und nahezu alle Töchter der Gazprom Germania gingen die Gasmengen, die über die Ukraine nach Waidhaus in Deutschland flossen, in der Folge der Reduzierung der Transite um gut 25 Prozent gegenüber dem Vortag zurück.

Am 14.06.2022 lagen die Gasflüsse aus der Nord Stream 1 bei rund 60 Prozent, während am Folgetag eine Drosselung auf 40 Prozent der Maximalleistung festgestellt wurde. Aufgrund einer bis zum 21.07.2022 angekündigten Wartung der Nord Stream 1 lagen die Gasflüsse ab dem 11.07.2022 bei null. Am 22.07.2022 wurde der Gastransport über die Nord Stream 1 wieder aufgenommen und betrug etwa 40 Prozent der Maximalleistung. Am 27.07.2022 wurde eine erneute Reduzierung der Gasflüsse aus der Nord Stream 1 auf rund 20 Prozent der Maximalleistung nach vorheriger Ankündigung umgesetzt.

Seit dem 02.09.2022 wurden auch die reduzierten Gasflüsse über die Nord Stream 1 auf unbestimmte Zeit mit dem Vorwand technischer Gründe eingestellt. Am 26.09.2022 wurde ein plötzlicher Druckabfall zunächst auf der Linie A der Nord Stream 2, später auch in den beiden Röhren der Nord Stream 1 festgestellt. Die Anschläge auf die beiden Pipelines Nord Stream 1 und 2 hatten keine Auswirkungen auf die Gasversorgung. Über Nord Stream 1 wird seit Anfang September ohnehin kein Gas mehr geliefert und Nord Stream 2 wurde nie in Betrieb genommen. Gasimporteure mussten und konnten für die ausbleibenden russischen Lieferungen Ersatz beschaffen und haben für das ausbleibende russische Angebot alternative Beschaffungsquellen gesucht, allerdings zu hohen Kosten. Den russischen Reduktionen wirken gesteigerte Importe aus Norwegen und über das niederländische, das belgische und neuerdings das französische Leitungssystem entgegen. Eine Entspannung

² Die Werte für das Jahr 2020 wurden in diesem Bericht an die aktuelle Berechnungsmethodik angepasst und sind daher mit dem Monitoringbericht 2021 nicht vergleichbar. Um eine Doppelzählung der Transitmengen zu vermeiden wurden erstmalig die Exportmengen am GÜP Brandov herausgerechnet, damit Importmengen die über den GÜP Greifswald aus der Nord Stream 1 stammen nicht am GÜP Waidhaus doppelt erfasst werden.

der Gesamtlage beim Gasimport ist kurzfristig nicht zu erwarten; erst die Inbetriebnahme der LNG-Terminals (FSRU) und ein folgender Anstieg der Erdgasimporte über LNG versprechen im Jahre 2023 Linderung.

Versorgungsstörungen Gas

Im Jahr 2021 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 2,18 Minuten pro Jahr (2020: 1,09 Minuten). Der Wert mit rund zwei Minuten liegt leicht über dem langjährigen Mittel. Dieser Wert zeugt trotz eines Anstiegs weiterhin von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes. Ursache für den Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer waren vor allem Fremdeinwirkungen auf Gasleitungen bei baulichen Maßnahmen.

Marktraumumstellung

Geprägt wurde das Jahr 2021 von der Flutkatastrophe, die im Juli mehr als hundert Menschen das Leben kostete und immense Sachschäden verursachte. Davon betroffen waren auch Gebiete, in denen gerade Schritte der Marktraumumstellung stattfanden. Auch der Beginn des Jahres 2022 stand für die Marktraumumstellung weiter im Zeichen der Corona-Pandemie. Wie schon im Vorjahr überwogen die Vorteile von Home-Office und wenig Reisen. Fast alle Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen berichteten von ausgesprochen guten Erreichbarkeiten für die Umstellmaßnahmen. Überschattet wurde Marktraumumstellung vom Krieg in Ukraine, wodurch bei den Bürgern vielfach Unsicherheit bezüglich der Umstellung auf H-Gas entstand. Diese Unsicherheit konnte durch die transparente Kommunikation der Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen ausgeräumt werden. Somit lässt sich festhalten, dass die Marktraumumstellung weiter im Plan liegt und auf einem guten Weg ist.

Gasspeicher

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist nach wie vor stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2021 rund 66,9 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (67,2 Prozent) geringfügig verringert.

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Zum Stichtag 31. Dezember 2021 betrug das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 278,51 TWh. Davon entfallen 137,02 TWh auf Kavernenspeicher-, 119,90 TWh auf Porenspeicheranlagen und 21,59 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Mit dem am 30.04.2022 in Kraft getretenen Gasspeichergesetz und der Einführung von gesetzlichen Vorgaben für Füllstände wird sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit mit Gas in Deutschland weiter erhöht wird. Das angepeilte Ziel von 85 Prozent Speicherfüllstand bis zum 1. Oktober 2022 wurde bereits Mitte September 2022 erreicht. Zu Redaktionsschluss des Monitoringberichts am 2.11.2022 lagen die Speicherfüllstände bei 99,19 Prozent.

Netzentgelte Gas

Das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden lag im Jahr 2022 bei 1,62 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozent gestiegen. Bei den Gewerbekunden betrug das durchschnittliche Netzentgelt im Jahr 2022 1,25 ct/kWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig verringert (2021: 1,28

ct/kWh). Bei den Industriekunden stieg das Netzentgelt deutlich auf 0,44 ct/kWh (2021: 0,32 ct/kWh), was einem Zuwachs um gut 37 Prozent entspricht.

Erdgasgroßhandel

Nachdem sich im Jahr 2020 im Zuge – und vermutlich infolge – der Covid-19-Pandemie – die Nachfrage nach Erdgas stark verringerte, war im Jahr 2021 aufgrund des weltweiten Wirtschaftsaufschwunges wieder eine steigende Erdgasnachfrage zu verzeichnen. Das börsliche Handelsvolumen ist im Vergleich zum Jahr 2020 auf dem Spotmarkt um rund 36 Prozent und auf dem Terminmarkt um rund 41 Prozent gestiegen und liegt damit auch jeweils deutlich über dem Niveau von 2019. Zudem war erneut eine deutliche Zunahme der Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. So nahm beispielsweise der als Referenzpreis für den mittelfristigen Beschaffungsmarkt betrachtete Index EGIX im ungewichteten Jahresmittel um rund 403 Prozent gegenüber dem Jahr 2020 zu und überholte den BAFA-Grenzübergangspreis, der um rund 116 Prozent im Vergleich zum Vorjahr anstieg.

Zu beachten ist, dass dieser Bericht die Preis- und Mengenentwicklungen des Jahres 2021 abbildet; die Entwicklungen im Jahr 2022 sind zahlenmäßig nicht berücksichtigt. Aber auch auf den Gasgroßhandelsmärkten hat sich die Situation seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 weiter verschärft. Die Preise haben sich insbesondere seit der Jahresmitte 2022 nochmals in der Größenordnung verdoppelt und sind auf hohem Niveau sehr volatil. Diese Entwicklung hat ihren Grund in den beim Gasimport dargestellten Fundamentalfaktoren.

Einzelhandel Gas

Für das Jahr 2021 liegt die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten für SLP- und RLM-Kunden nach wie vor weit unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2021 ca. 102,7 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 123,9 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2021 26 Prozent (wie im Vorjahr) bei SLP-Vertragskunden und nur noch 24 Prozent bei RLM-Kunden (im Vorjahr: 28 Prozent).

Im Jahr 2021 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge der Nicht-Haushaltskunden 107,6 TWh und hat sich mit 27 TWh im Vergleich zum Jahr 2020 deutlich gesteigert. Die Lieferantenwechselquote für Nicht-Haushaltskunden stieg erstmals wieder über 10 Prozent (Vorjahr: 7,3 Prozent).

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden sank im Jahr 2021 um gut ein halbes Prozent auf rund 1,64 Millionen. Dabei wechselten rund 1,3 Mio. Haushaltskunden, indem sie ihren bestehenden Liefervertrag gekündigt haben (freiwilliger Wechsel). Hierbei ist zu beachten, dass im Jahr 2021 für die Bestimmung dieser Zahl die "unfreiwilligen" Wechsel aufgrund von u.a. insolvenzbedingten Kündigungen durch die Lieferanten, die aufgrund der gestiegenen Preise nicht weiter beliefern konnten von der Gesamtsumme der Lieferantenwechsel abgezogen wurden. Diese Anzahl der "unfreiwilligen" Lieferantenwechsel belief sich auf rund 345.200 Kunden. Unter Beachtung der von den Verteilernetzbetreibern Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,8 Mio. und nach der Bereinigung um die insolvenzbedingten "unfreiwilligen" Lieferantenwechsel ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 12,8 Prozent (2020: 12,9 Prozent). Mögliche Ursachen für den Rückgang der Lieferantenwechsel sind u.a.

bei den Gaspreissteigerungen ab dem dritten Quartal 2021 zu suchen. Möglicherweise scheuten Neuwechsler aufgrund mangelnder preislicher Alternativen den Schritt zu einem neuen Gasanbieter.

Im Jahr 2021 sind die Anzahl und die Menge der Vertragswechsel beim bestehenden Lieferanten um rund 30 Prozent deutlich gesunken. In diesem Zusammenhang verringerte sich die mengenbezogene Vertragswechselquote von 4,8 auf 3,1 Prozent. Die Gründe dafür liegen ähnlich wie bei den Lieferantenwechseln in den Gaspreissteigerungen ab dem dritten Quartal 2021. Aufgrund der allgemeinen Preisentwicklung blieben die Haushaltskunden, auch aufgrund fehlender Alternativen, bei ihren bestehenden Verträgen. Zumindest in 2021 blieb die Anbietervielfalt auf dem Markt auf dem Niveau von 2020. Haushaltskunden konnten in 2021 durchschnittlich aus 113 verschiedenen Lieferanten wählen.

Ebenso wie beim Einzelhandel für Strom kam es im Jahresverlauf 2022 auch beim Einzelhandel mit Gas zu schwerwiegenden Marktverwerfungen auch in Folge des Ukraine-Krieges. Neben Marktaustritten in der Folge z.B. von Insolvenzen sind hier derzeit auch Anpassungen der Geschäftsmodelle einzelner Anbieter wie z.B. der Rückzug kleinerer oder lokaler Anbieter aus dem bundesweiten Vertrieb von Gas im Rahmen von Sonderverträgen zu beobachten. So stand Abnehmern zumindest zeitweise lediglich eine deutlich verringerte Anzahl konkurrierender Angebote für den Abschluss von Neuverträgen zur Verfügung. Eine genaue Bezifferung des Ausmaßes dieser Entwicklung ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt unterjährig jedoch gleichfalls noch nicht möglich. Genauso wenig ist heute absehbar, ob sich die derzeitigen negativen Entwicklungen der Marktstruktur sowie der Wechselmöglichkeiten und -bereitschaft der Abnehmer als strukturell nachhaltig erweisen werden.

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien war zum Stichtag 1. April 2022 gestiegen und lag bei 9,88 ct/kWh. Bei einem gemittelten Preis über alle Vertragskategorien ist der mit einem Anteil von rund 45 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ von 2,95 ct/kWh auf 5,5 ct/kWh um über 86 Prozent gestiegen.

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung bei 9,51 ct/kWh (2021: 7,45 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 28 Prozent entspricht. Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 9,02 ct/kWh (2021: 6,58 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 37 Prozent entspricht.

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bei 10,95 ct/kWh (2021: 6,41 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut 71 Prozent entspricht. Die im Rahmen des Monitorings erhobenen Preise differenzieren nicht zwischen Bestands- und Neuverträgen. Es handelt sich um einen Mittelwert, der bspw. durch Preisgarantien in den Bestandsverträgen nicht den Preis für Neuverträge wiedergibt.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2022 gegenüber dem Vorjahresstichtag 1. April 2021 infolge der Auswirkungen des Ukraine-Krieges deutlich erhöht. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 6,76 ct/kWh ist um 3,81 ct/kWh gestiegen und lag damit rund 129 Prozent über dem Vorjahreswert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) betrug zum selben Stichtag 7,19 ct/kWh und hat sich um 2,45 ct/kWh erhöht.

Dieser Wert liegt rund 52 Prozent über dem Vorjahreswert. Aufgrund der Stichtagsbetrachtung sind die dem Stichtag 1. April 2022 folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt.

Ferner sind zum Stichtag 1. April 2022 im Bereich der Belieferung von Haushaltskunden auch bei Gas erstmals Preise beim Grundversorger (außerhalb oder innerhalb) der Grundversorgung zu beobachten, die unterhalb des Preises von einem Lieferanten liegen, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Dieses Phänomen lässt sich vermutlich ebenfalls auf die stark gestiegenen Großhandelspreise und die Beschaffungsstrategien der Gaslieferanten zurückführen. Bei Lieferanten, die auch die Stellung eines Grundversorgers innehaben, sind meist langfristige Beschaffungen auf Grund der Planbarkeit möglich, weshalb sich die kurzfristig gestiegenen Großhandelspreise nicht unmittelbar auf die Endkundenpreise auswirken.

Bei anderen Lieferanten, die nicht in der Grundversorgung tätig sind, geschieht die Beschaffung von Gas hingegen in verstärktem Maße sehr viel kurzfristiger. Dies kann sich dann viel schneller als bei einer langfristigen Beschaffung auch auf die Höhe der entsprechenden Endkundenpreise auswirken.

Die gestiegenen Großhandelspreise für Gas führten im zweiten Halbjahr des Jahres 2021 und zu Beginn des Jahres 2022 zudem zu weiteren Verwerfungen im Bereich der Versorgung von Endkunden mit Gas. Als Reaktion auf die gestiegenen Großhandelspreise beendeten einige Lieferanten ihre Energielieferungen oder meldeten teilweise Insolvenz an. Neben einigen kleineren Lieferanten handelte es sich insbesondere um einen größeren Gaslieferanten. Die Energiebelieferung der betroffenen Kunden wurde unterbrechungsfrei vom Grundversorger übernommen. Diese überdurchschnittlich hohen Kundenzuwächse nahmen einige Grundversorger zum Anlass, unterschiedlich hohe Allgemeine Preise für Bestands- und Neukunden anzubieten. Begründet wurde dies insbesondere damit, dass die kurzfristige Energiebeschaffung für diese neuen Kunden deutlich teurer war als die langfristige Beschaffung für die Bestandskunden.

Die rechtliche Zulässigkeit dieser sogenannten Preisspaltung war im Anschluss Gegenstand von Gerichtsverfahren. Der Gesetzgeber griff dies auf. Im Juli 2022 traten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Kraft, die eine Differenzierung der Allgemeinen Preise zwischen Bestands- und Neukunden in der Grundversorgung untersagen. In der Ersatzversorgung dürfen im Gegenzug die Allgemeinen Preise nunmehr höher sein als die in der Grundversorgung (auch für Haushaltskunden) und können jeweils zum 01. und 15. eines Monats angepasst werden.

Wie nachhaltig die Verwerfungen im Zuge der aktuellen Krise die Marktstruktur auch im Gasbereich beeinflussen werden und welchen Umfang die Effekte der derzeit bereits ergriffenen bzw. diskutierten Maßnahmen haben werden, lässt sich derzeit noch nicht beurteilen.

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2021 bei 26.905 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 12 Prozent gestiegen (2020: 23.991). Der Anstieg der Sperrungen, insbesondere im Gasbereich, im Jahr 2021 ist teilweise auf nachgeholte Sperrungen aus dem Jahr 2020 zurückzuführen. Aufgrund des während der Corona-Pandemie zeitweise geltenden Leistungsverweigerungsrechts nach Art. 240 § 1 EGBGB gingen die Sperrungen in 2020 deutlich zurück. Ein Großteil der Lieferanten verzichtete zudem freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden.

Auch im Jahr 2021 hat rund die Hälfte der von der Bundesnetzagentur befragten Gaslieferanten auf eine Sperrung freiwillig verzichtet. Häufig wurden gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen.

Die Bundesnetzagentur erhebt die Anzahl der Sperrungen rückwirkend für das Vorjahr, sodass für 2022 noch keine Daten vorliegen. Die Zahl der Sperrungen ist im Gasmarkt nach den bisher vorliegenden Zahlen noch weniger als im Strommarkt mit dem jeweiligen Preisniveau korreliert.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
Kernaussagen	8
Inhaltsverzeichnis	21
I ELEKTRIZITÄTSMARKT	29
A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten	30
1. Zusammenfassung	30
1.1 Erzeugung	30
1.2 Grenzüberschreitender Handel	31
1.3 Netze	31
1.3.1 Netzausbau	31
1.3.2 Investitionen	32
1.3.3 Netzengpassmanagement	32
1.3.4 Netzentgelte	33
1.4 Kosten der Systemdienstleistungen	33
1.5 Großhandel	34
1.6 Einzelhandel	34
1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation	34
1.6.2 Stromsperrern	35
1.6.3 Preisniveau	35
1.6.4 Umlagen	36
1.6.5 Heizstrom	37
1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens	37
2. Netzübersicht	38
2.1 Netzbilanz	38
2.2 Stromverbrauch	40
2.3 Netzstrukturdaten	42
3. Marktkonzentration	46
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz	49
3.2 Stromendkundenmärkte	53
4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz	56
5. Sektorenkopplung	58
5.1 Wasserstoff	58
5.2 Elektromobilität	59
5.3 Elektrische Wärmeerzeugung	59
B Erzeugung	60
1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches	60
1.1 Nettostromerzeugung 2021	60
1.2 CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2021	62
1.3 Kraftwerksbestand 2021 in Deutschland	64
1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland	66
1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland	69
1.6 Bivalenz	72
1.7 Speicher und Pumpspeicher	75
1.8 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	76
1.9 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger	80

1.9.1	Erwarteter Kraftwerkszubau	80
1.9.2	Ausschreibungen und gesetzliche Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung.....	80
1.9.3	Erwartete Kraftwerksstilllegungen.....	85
1.10	KWK-Erzeugung.....	88
1.10.1	Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW	88
1.10.2	Im Marktstammdatenregister neu registrierte KWK-Anlagen im Jahr 2021	91
1.10.3	KWK-Ausschreibungen	94
2.	Entwicklung Erneuerbare Energien.....	95
2.1	Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)	95
2.1.1	Installierte Leistung.....	96
2.1.2	Ausbaupfade	98
2.1.3	Eingespeiste Jahresarbeit.....	103
2.1.4	Entwicklung der Vermarktungsformen.....	107
2.2	Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG	109
2.2.1	Entwicklung der EEG-Umlage.....	112
2.3	Ausschreibungen	113
2.3.1	Ausschreibungen für Solaranlagen.....	115
2.3.2	Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land	119
2.3.3	Weitere Ausschreibungen (Wind auf See, Biomasse, Innovationsausschreibungen, Solaranlagen des zweiten Segments und Biomethan).....	123
C	Netze	134
1.	Aktueller Stand Netzausbau	134
1.1	Monitoring Energieleitungsausbaugesetz	135
1.2	Monitoring Bundesbedarfsplan	137
1.3	Stand Netzentwicklungsplan Strom	139
1.4	Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz	140
2.	Ausbau im Verteilernetz.....	145
2.1	Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz	145
2.2	Künftiger Netzausbaubedarf	146
3.	Investitionen	150
3.1	Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber	151
3.2	Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom	152
3.3	Investitionen und Anreizregulierung.....	154
3.3.1	Erweiterungsinvestitionen der ÜNB.....	154
3.3.2	Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs.....	155
3.4	Verzinsungshöhen des Kapitalstocks	155
3.4.1	Eigenkapitalzinssatz	155
3.4.2	Eigenkapitalzinssatz II.....	157
3.4.3	Fremdkapitalzinssatz	158
4.	Versorgungsstörungen Strom.....	159
5.	Netzengpassmanagement.....	161
5.1	Gesamtentwicklung im Jahr 2021	161
5.2	Redispatch Entwicklung im Jahr 2021	163
5.2.1	Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB	165
5.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen.....	165
5.2.3	Kraftwerkseinsätze Redispatch	170
5.2.4	Jahresdauerlinie der Redispatch-Einsätze	171
5.2.5	Countertrading.....	172
5.2.6	Einsatz Netzreserve	173
5.3	Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen	173
5.3.1	Entwicklung der Ausfallarbeit.....	174
5.3.2	Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen.....	178
5.4	Anpassungsmaßnahmen	182
6.	Netzentgelte.....	183

6.1	Ermittlung der Netzentgelte.....	183
6.2	Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland	186
6.2.1	Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene	186
6.2.2	Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte	188
6.2.3	Entwicklung der Grundpreise.....	191
6.3	Regionale Verteilung der Netzentgelte	193
6.4	Vermiedene Netzentgelte	200
6.5	Netzübergänge Strom.....	202
6.6	Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV	203
6.6.1	Atypische Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV	204
6.6.2	Bandlasten §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV.....	205
7.	Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen	207
7.1	Elektromobilität/ Ladesäulen	207
7.2	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	213
8.	Differenzbilanzkreis.....	217
D	Systemdienstleistungen	218
1.	Kosten der Systemdienstleistungen	218
2.	Regelreserve.....	222
2.1	Ausschreibungen für Regelleistung.....	225
2.2	Einsatz von Regelleistung.....	230
2.3	Ausgleichsenergiepreise	233
3.	Europäische Entwicklungen im Bereich Regelreserve.....	236
3.1	Internationale PRL-Kooperation.....	236
3.2	Start des Wirkbetriebs der europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit	237
4.	Abschaltbare Lasten	237
4.1	Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen.....	237
4.2	Präqualifizierte Leistung	238
4.3	Abrufe abschaltbarer Lasten	238
4.4	Kosten für Abschaltenergie.....	239
4.5	Zuschaltbare Lasten (NsA)	239
E	Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration.....	240
1.	Stromhandel und Marktkopplung.....	240
2.	Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel.....	242
3.	Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität	243
4.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse	246
5.	Ungeplante Flüsse	251
6.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse	253
7.	Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich	254
7.1	Mindesthandelskapazität und nationaler Aktionsplan	254
7.2	Regionale Koordinierungszentren.....	254
7.3	Einrichtung der Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNBO).....	255
7.4	Short Term Adequacy Assessment	255
7.5	Implementierung und Weiterentwicklung der Europäischen Netzkodizes und Leitlinien.....	255
F	Großhandel.....	259
1.	Börslicher Großhandel.....	260
1.1	Spotmärkte.....	261
1.1.1	Handelsvolumina	263
1.1.2	Preisniveau	264

1.1.3	Preisstreuung	265
1.2	Terminmärkte	267
1.2.1	Handelsvolumen	267
1.2.2	Preisniveau	268
1.3	Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen	270
1.3.1	Anteil der Market Maker	270
1.3.2	Anteil der Übertragungsnetzbetreiber	271
1.3.3	Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer	271
2.	Außerbörslicher Großhandel	272
2.1	Brokerplattformen	273
2.2	OTC-Clearing	274
G	Einzelhandel	277
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl	277
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	280
2.1	Nicht-Haushaltskunden	282
2.1.1	Vertragsstruktur	282
2.1.2	Lieferantenwechsel	283
2.2	Haushaltskunden	284
2.2.1	Vertragsstruktur	284
2.2.2	Vertragswechsel	285
2.2.3	Lieferantenwechsel	286
3.	Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen	288
3.1	Stromsperrungen	288
3.2	Kündigungen	293
3.3	Bargeld- und Chipkartenzähler	293
3.4	Tarife	294
3.5	Unterjährige Abrechnungen	295
4.	Preisniveau	295
4.1	Nicht-Haushaltskunden	296
4.2	Haushaltskunden	302
4.2.1	Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III)	302
4.2.2	Beziehungen zwischen Haushalts- und Großhandelspreisen	307
4.2.3	Haushaltskundenpreise für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh (Eurostat Band III (DC))	309
4.3	Umlagen	315
5.	Heizstrom	317
5.1	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	318
5.2	Preisniveau	320
6.	Ökostromsegment	323
7.	Europäischer Strompreisvergleich	326
7.1	Nicht-Haushaltskunden	327
7.2	Haushaltskunden	328
H	Mess- und Zählwesen	330
1.	Digitalisierung des Mess- und Zählwesens	330
2.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber	331
3.	Rollout von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen	333
4.	Ausgestaltung des Messstellenbetriebs	335
5.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden	340
6.	Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung	342

7.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	343
8.	Regulatorische Kosten im Bereich Messwesen	344
II	GASMARKT	345
A	Entwicklung auf den Gasmärkten	346
1.	Lage der Gasversorgung	346
1.1	Import	346
1.2	Förderung	347
1.3	Gasspeicher	347
1.4	Verbrauch	347
2.	Zusammenfassung	352
2.1	Netze	352
2.1.1	Netzausbau	352
2.1.2	Investitionen	352
2.1.3	Versorgungsunterbrechungen	352
2.1.4	Netzentgelte	353
2.1.5	Transportbilanz	353
2.1.6	Marktraumumstellung	353
2.1.7	Großhandel	353
2.2	Einzelhandel	354
2.2.1	Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation	354
2.2.2	Gassperren	355
2.2.3	Preisniveau	356
3.	Netzstrukturdaten	357
4.	Marktkonzentration	362
4.1	Untertageerdgasspeicheranlagen	362
4.2	Gasendkundenmärkte	363
B	Aufkommen von Gas	365
1.	Förderung von Erdgas in Deutschland	365
2.	Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas	366
3.	Marktraumumstellung	374
4.	Biogas (einschließlich Synthesegas)	377
5.	Gasspeicher	378
5.1	Zugang zu Untertageerdgasspeicheranlagen	378
5.2	Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung	379
5.3	Kapazitätsentwicklung	380
C	Netze	382
1.	Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas	382
2.	Investitionen	385
2.1	Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber	385
2.2	Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas	386
2.3	Investitionen und Anreizregulierung	387
2.3.1	Erweiterungsinvestitionen der FNB	387
2.3.2	Kapitalkostenaufschlag für FNB und VNB	388
2.4	Verzinsungshöhen des Kapitalstocks	388
2.4.1	Eigenkapitalzinssatz	389
2.4.2	Eigenkapitalzinssatz II	390
2.4.3	Fremdkapitalzinssatz	391
3.	Kapazitätsangebot und Vermarktung	392

3.1	Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten	392
3.2	Produktlaufzeiten.....	395
3.3	Kapazitätskündigungen.....	398
3.4	Unterbrechbare Kapazitäten	399
3.5	Interne Bestellung.....	401
4.	Versorgungsstörungen Gas	403
5.	Netzentgelte.....	404
5.1	Ermittlung der Netzentgelte Gas	404
5.2	Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland	406
5.3	Regionale Verteilung der Netzentgelte.....	407
5.4	Kostenprüfung nach § 6 ARegV und Effizienzvergleiche nach §§ 12 ff. ARegV und § 22 ARegV für Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber	414
5.5	Festlegungsverfahren für die Entgeltbildung der Fernleitungsnetzbetreiber „MARGIT 2023“	414
5.6	Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen “KANU“	415
6.	Zusammenlegung von Marktgebieten.....	415
D	Regelenergie und Bilanzierung	416
1.	Regel- und Ausgleichsenergie.....	416
1.1	Regelenergie	416
1.2	Ausgleichsenergie.....	418
2.	Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen.....	419
3.	Standardlastprofile	421
E	Großhandel	423
1.	Börslicher Großhandel.....	423
2.	Außerbörslicher Großhandel	425
2.1	Brokerplattformen.....	425
2.2	Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten	427
3.	Großhandelspreise.....	430
F	Einzelhandel	435
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	435
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	438
2.1	Nicht-Haushaltskunden.....	440
2.1.1	Vertragsstruktur.....	440
2.1.2	Lieferantenwechsel.....	441
2.2	Haushaltskunden	443
2.2.1	Vertragsstruktur.....	443
2.2.2	Vertragswechsel	447
2.2.3	Lieferantenwechsel.....	448
3.	Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung	450
3.1	Gassperrungen und Kündigungen.....	451
3.2	Bargeld- und Chipkartenzähler.....	455
3.3	Abweichende Abrechnung.....	455
4.	Preisniveau	456
4.1	Nicht-Haushaltskunden.....	457
4.2	Haushaltskunden	461
4.2.1	Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden	462
4.2.2	Haushaltskundenpreise differenziert nach Vertragskategorien.....	465
5.	Europäischer Gaspreisvergleich.....	469
5.1	Nicht-Haushaltskunden.....	470
5.2	Haushaltskunden	471

G	Mess- und Zählwesen	473
1.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber	473
2.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden.....	475
3.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung	477
4.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	478
III	ÜBERGREIFENDE THEMEN	479
A	Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas	480
B	Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur	484
1.	Aufgaben nach REMIT	484
2.	Marktstammdatenregister.....	486
2.1	Qualitätssicherung.....	489
2.1.1	Netzbetreiberprüfungen	489
2.1.2	Löschanträge und Duplikatenmeldungen	490
2.1.3	Datenkorrekturen durch die Bundesnetzagentur	491
2.2	Betreiberwechsel	492
3.	Einsatz digitaler Technologien in der Energiewirtschaft.....	493
3.1	Künstliche Intelligenz (KI).....	494
3.2	Blockchain.....	497
C	Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes	501
1.	Kurzdarstellung Fusionskontrollverfahren B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie/rhenag	501
	VERZEICHNISSE	505
	Verzeichnis Autorenschaft.....	506
	Gemeinsame Textteile	506
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)	506
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)	507
	Abbildungsverzeichnis	509
	Tabellenverzeichnis.....	520
	Abkürzungsverzeichnis.....	527
	Glossar.....	531
	Impressum.....	543

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

Nicht nur auf den Gasmärkten, sondern auch auf den Elektrizitätsmärkten hat der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine tiefe Spuren hinterlassen. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt haben sich bemüht, dort wo bereits vorläufige aber verlässliche Zahlen vorlagen, diese in den Monitoringbericht einzuarbeiten. Im Grundsatz bezieht sich der Monitoringbericht 2022 aber auf die Verhältnisse des Jahres 2021, da nur für 2021 abgeschlossene Zahlen vorliegen, die einer Plausibilisierung und einer Qualitätskontrolle zugänglich waren. Dort wo diese Validierung bereits möglich war, wurden explizit Zahlen für 2022 aufgenommen, ansonsten behalten auch die Werte für 2021 ihre Aussagekraft, dass sie die längerfristigen Entwicklungen deutlich machen. Die Entwicklung der Marktkonzentration im Jahre 2022 wird im kommenden Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung („Marktmachtbericht“) des Bundeskartellamtes beschrieben.

1.1 Erzeugung

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2021 mit 551,3 TWh über dem Niveau von 2020 (533,9 TWh), aber immer noch unter dem Niveau von 2019. Die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern stieg um 34,4 TWh bzw. 11,6 Prozent, trotz mehrerer Marktaustritte einiger Kraftwerke infolge des Kohleausstiegs. Zu erklären ist dies unter anderem damit, dass die meisten konventionelle Energieträger die fehlenden erneuerbaren Erzeugungsmengen, aufgrund wind- und sonnenarmer Witterung, ersetzen mussten. Besonders stark stieg hierbei die Nettostromerzeugung aus Kohlekraftwerken: In Steinkohlekraftwerken wurden 11,1 TWh mehr Strom erzeugt (+27,6 Prozent), in Braunkohlekraftwerken 19,3 TWh (+23,1 Prozent). Die Erzeugung in Erdgaskraftwerken ist entgegen dem Trend der letzten Jahre (mit Ausnahme des Jahres 2018) gesunken (-4,3 TWh bzw. -5,2 Prozent).

Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sank um 7,2 Prozent auf insgesamt 219,7 TWh. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 40 Prozent im Jahr 2021³.

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war auch das Jahr 2021 durch einen Kapazitätswachstum der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 7,5 GW. In 2020 betrug der Zuwachs 6,7 GW⁴ gegenüber dem Jahr 2019. Am stärksten nahmen im Jahr 2021 die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Solare Strahlungsenergie (+5,7 GW) und Wind an Land (+1,6 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen um 5,4 GW ab. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit zum Ende 2021 auf 238,4 GW an. Hiervon sind 99,8 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 138,6 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

³ Wenn von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von rund 42,8 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich dieser in der Regel auf die Definition des Verbrauchs als Netzlast (z. B. auf SMARD).

⁴ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2021 wurde für das Jahr 2020 aktualisiert.

Zu den nicht erneuerbaren Energieträgern zählen hier Kraftwerke, die sich am Markt befinden und Kraftwerke, die außerhalb des Marktes agieren (z. B. Netzreserve oder vorläufig stillgelegt).

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland betrug Ende 2021 134,2 GW (2020: 126,7 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um 7,5 GW (+5,9 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2021 insgesamt 203,4 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 8,4 Prozent gesunken. Die Zahlungen nach dem EEG sind gegenüber dem Vorjahr um 34 Prozent auf 19,7 Mrd. Euro gesunken. Im Jahr 2021 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 9,7 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG⁵ erhalten. Das im EEG 2021 vorgegebene Ausbauziel für das Jahr 2022 im Bereich Solare Strahlungsenergie von 63 GW wurde bereits Mitte des Jahres 2022 erreicht und auch im Bereich Windenergie an Land wird das vorgegebene Ausbauziel von 57 GW zum Ende des Jahres 2022 erreicht werden.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2021 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Das im Jahr 2021 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 93 TWh (2020: 83 TWh). Deutschland gehört weiterhin zu den großen Stromexporteuren in Europa. Der Exportsaldo entsprach im Jahr 2021 einem Betrag von 14 TWh. Der daraus folgende Exportüberschuss betrug damit 775 Mio. Euro.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) ergibt, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2022) bei rund 1.821 km. Rund 8 km befinden sich in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 205 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Insgesamt sind 360 km genehmigt und vor/im Bau. 1.248 km sind fertiggestellt.

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) ergibt, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2022) bei etwa 10.413 km. Davon fallen rund 6.425 km auf die länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Vorhaben, die in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verlauf konkretisieren. Im zweiten Quartal 2022 befanden sich insgesamt von der Gesamtlänge etwa 2.662 km vor dem Genehmigungsverfahren. Bei etwa 394 km werden die Raumordnungs- oder Bundefachplanungsverfahren durchgeführt. 5.815 km befinden sich vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren. Genehmigt bzw. vor dem oder im Bau sind 656 km. 886 km sind fertiggestellt. Weitere 218 km werden in Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie durchgeführt.

⁵ Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

1.3.2 Investitionen

Im Jahr 2021 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 13.556 Mio. Euro (2020: 12.332 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte⁶) in die Netzinfrastruktur auf. Es entfielen 8.395 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und 5.161 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die Investitionen der ÜNB sind im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr um ca. 21 Prozent (2020: 3,862 Mio. Euro, 2021: 4,677 Mio. Euro) gestiegen. Die Investitionen der VNB sind leicht gesunken (2020: 4.838 Mio. Euro, 2021: 4.835 Mio. Euro).

1.3.3 Netzengpassmanagement

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (EinsMan (Einspeisemanagement), Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz und Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 2,3 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls deutlich gestiegen (2020: 1,4 Mrd. Euro).

Redispatch-Maßnahmen: Im Jahr 2021 wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 21.546 GWh (10.804 GWh Einspeisereduzierungen und 10.742 GWh Einspeiserhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen im Jahr 2021 somit über denen des Vorjahres (2020: 16.795 GWh). Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich insbesondere das Volumen der strombedingten Maßnahmen. Die Menge des Countertradings, das statistisch zusammen mit dem Redispatch erfasst wird, stieg im Jahr 2021 weiter. Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Letzteres verursachte Kosten von 396,7 Mio. Euro (2020: 134,1 Mio. Euro).

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Countertrading-Maßnahmen lagen im Jahr 2021 bei rund 1.236 Mio. Euro und somit rund 260 Prozent über dem Vorjahresniveau (2020: 474,7 Mio. Euro). Der Anstieg der Kosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken ist größtenteils auf das vierte Quartal 2021 zurückzuführen. Einerseits gab es einen starken mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen aufgrund der durch Niedrigwasser hervorgerufenen Kohlelogistik-Probleme sowie andererseits der stark gestiegenen Großhandelspreise.

Netzreservekraftwerke: Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve in 2021 sind der Bundesnetzagentur bisher in Höhe von rund 243 Mio. Euro bekannt und liegen damit über den Vorjahreskosten (2020: 196 Mio. Euro). Die Einsatzkosten lagen mit rund 249 Mio. Euro deutlich über dem Vorjahresniveau (2020: 100 Mio. Euro).

Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen): Die absoluten Abregelungsmengen von Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) lagen im Jahr 2021 bei 5.818

⁶ Investitionen und Aufwendungen werden im Glossar definiert. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach den Vorgaben der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden. Auf ARegV wird von der Bundesnetzagentur u. a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

GWh und sind im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund fünf Prozent gesunken (2020: 6.146 GWh). Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten zurückzuführen sein.

Mit rund 59 Prozent der Ausfallarbeit bleibt Windenergie an Land der am meisten abgeregeltete Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See, mit mittlerweile 36 Prozent. Abgeregelt wurden die Anlagen insbesondere in Niedersachsen (45 Prozent), gefolgt von Schleswig-Holstein (32 Prozent). Auch wenn rund 63 Prozent der Einsparmaßnahmen vor allem im Verteilernetz abgeregelt wurden, lag der verursachende Netzengpass zu rund 73 Prozent im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz.

Die geschätzten Einspar-Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber beliefen sich im Jahr 2021 auf rund 807 Mio. Euro (2020: 761 Mio. Euro). Dieser Anstieg von etwa sechs Prozent ist auf die verstärkte Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen. Die Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregeltete Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten.

1.3.4 Netzentgelte

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2022 sind für Haushaltskunden deutlich angestiegen (+0,6 ct/kWh). Für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh liegt der mengengewichtete Mittelwert bei 8,12ct/kWh. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel für Gewerbe- und Industriekunden über dem Niveau des Vorjahres. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb um rund drei Prozent gestiegen auf 6,85 ct/kWh (2021: 6,64 ct/kWh). Bei den Industriekunden sind die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb um rund elf Prozent auf 2,96 ct/kWh gestiegen (2021: 2,67 ct/kWh). Diese Steigerungen der Netzentgelte bestätigen die Angaben der Verteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus dem letzten Jahr zu den vorläufigen Netzentgelten für das Jahr 2022. Nach deren Angaben steigen die Netzentgelte im bundesweiten Durchschnitt im Jahr 2022 spürbar an. Gründe sind u.a. steigende vorgelagerte Netzkosten in den Regelzonen Amprion und TransnetBW, Investitionen in die Netze, steigende Personalzusatzkosten bei vielen Netzbetreibern sowie steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise.

1.4 Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen, die auf Letztverbraucher umgelegt werden, sind im Jahr 2021 mit rund 3.437,3 Mio. Euro im Vergleich zum Jahr 2020 deutlich gestiegen (2020: 2.102,7 Mio. Euro). Hauptkostenblöcke waren dabei die Kosten für Netzengpassmanagement mit rund 2.285,4 Mio. Euro (2020: 1.432,2 Mio. Euro), Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 568,6 Mio. Euro (2020: 152,4 Mio. Euro) sowie Verlustenergie mit 458,4 Mio. Euro (2020: 450,5 Mio. Euro).

Der Anstieg der Kosten für Netzengpassmanagement ist einerseits auf den starken mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen aufgrund der durch Niedrigwasser hervorgerufenen Kohlelogistik-Probleme sowie andererseits auf die stark gestiegenen Großhandelspreise zurückzuführen. Letztere haben sich auch auf die Kosten der Regelleistungsvorhaltung ausgewirkt.

1.5 Großhandel

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte befand sich auch im Jahr 2021 auf einem hohen Niveau, allerdings hat sich das Handelsvolumen der gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion im Jahr 2021 mit rund 218,7 TWh im Vergleich zum Vorjahr (231,2TWh) reduziert.

Der börsliche Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse. Im Jahr 2021 lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Futures bei 1.450 TWh, eine Steigerung von rund 2,4 Prozent zum Vorjahr. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zuwächse. Das Volumen des OTC-Clearing von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX ist mit 1.750 TWh im Jahr 2021 um rund 4 Prozent angestiegen und liegt rund 20 Prozent über dem Volumen, das direkt über die Börse gehandelt wurde.

Seit Beginn des Angriffskrieges im Februar 2022 auf die Ukraine hat sich die Situation auf den Energiemärkten weiter verschärft. Die Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas sind nochmals sehr deutlich angestiegen und sind sehr volatil. Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 waren deutliche Preissteigerungen auf den Energiemärkten zu beobachten. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2021 rund 97,12 Euro/MWh, im Vorjahr lag der entsprechende Durchschnitt noch bei 30,46 Euro/MWh – ein Anstieg von und rund 218 Prozent. Bei Terminkontrakten für das Folgejahr sind die Durchschnittspreise ebenfalls stark gestiegen. Mit 88,42 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future, gehandelt für das Jahr 2022, gegenüber dem Vorjahr, gehandelt für das Jahr 2021, mit 40,17 Euro/MWh um rund 120 Prozent gestiegen. Bei dem Phelix-Peak-Year-Future belief sich der Preis 2021 im Jahresmittel auf 107,23 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (49,04 Euro/MWh) beträgt somit rund 119 Prozent.

Bei einer Betrachtung der unterjährigen Preisentwicklung für Futures im Verlauf des Jahres 2021 ist festzustellen, dass die Preise bis zum Jahresende kontinuierlich gestiegen sind. So erreichten die Maximalwerte für die Terminkontrakte Phelix-Base-Year-Future am 22. Dezember 2021 einen Maximalwert von 324,50 Euro/MWh, der Phelix-Peak-Year-Future markierte am gleichen Tag sogar rund 410 Euro/MWh.

1.6 Einzelhandel

1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Das Bundeskartellamt geht wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass auf den größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist und dass die vier größten Anbieter immer noch deutlich unter der Schwelle zur Marktbeherrschungsvermutung sind. Der kumulierte Marktanteil der aktuell vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden (RLM-Kunden) rund 25,8 Prozent (Vorjahr: 28,5 Prozent), auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (SLP-Kunden) im Rahmen von Sonderverträgen 36,1 Prozent (Vorjahr: 42,8 Prozent).

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten leicht erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2021 im Durchschnitt zwischen 167 Anbietern (2020: 162 Anbieter) je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der bundesweite Durchschnitt 147 Anbieter (2020: 142 Anbieter).

Wie im Jahr 2020 wurde eine relative Mehrheit von 37 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen. Der mengenbezogene Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich auf rund 24 Prozent (2020: 26 Prozent). Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden etwa auf dem Vorjahresniveau geblieben. Rund 39 Prozent der Entnahmemenge aller Haushaltskunden werden von einem Lieferanten geliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2020: 38 Prozent). Insgesamt werden damit rund 61 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte nach wie vor durch den Grundversorger geliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Die immer noch starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ist damit im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben.

Für das Jahr 2021 ist die Zahl der Lieferantenwechsel mit fast 4,8 Mio. Wechseln gesunken. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Anzahl der Haushaltskunden liegt damit bei 9,7 Prozent (2020: 10,9 Prozent) und somit um gut einen Prozentpunkt unter dem Vorjahr. Hier ist zu beachten, dass die Zahl der Lieferantenwechsel für das Jahr 2021 um den Sondereffekt von Insolvenzen und (unfreiwilligen) Wechseln auf Grund von Kündigungen der Lieferanten bereinigt wurde (Anzahl ohne Bereinigung: rund 5,7 Mio. Lieferantenwechsel). Zusätzlich haben rund 1,5 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt. Die Lieferantenwechselquote von Nicht-Haushaltskunden – mit über 10 MWh Jahresverbrauch – lag, bezogen auf die Abnahmemengen, bei 10,7 Prozent (2020: 11,6 Prozent).

1.6.2 Stromsperren

Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag bei 234.926 und ist im Vergleich zum Vorjahr um zwei Prozent gestiegen (2020: 230.015). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden, wenn auch im Vergleich zum Vorjahr rückläufig. Diese Zahl lag bei etwa vier Mio. von denen ca. 740 Tsd. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2020: 4,2 Mio. Sperrandrohungen und 696 Tsd. Sperrbeauftragungen). Mit der im Dezember 2021 in Kraft getretenen Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung wurden die Voraussetzungen für eine Sperrung in der Grundversorgung verschärft.

1.6.3 Preisniveau

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh lag für den 1. April 2022 bei rund 22,51 ct/kWh und damit um 5,57 ct/kWh über dem Mittelwert für April 2021. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag im April 2022 bei 25,65 ct/kWh und ist im Vergleich zum Jahr 2021 um 2,42 ct/kWh gestiegen. Hauptgrund für die Steigerung der Industriepreise sind in diesem Jahr die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile, unter die auch die erhöhten Energiebeschaffungskosten fallen. Aufgrund der Stichtagsbetrachtung sind die dem Stichtag 1. April 2022 folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt.

Die Preise für Haushaltskunden wurden zum Stichtag 1. April 2022 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei deutlich auf 36,06 ct/kWh gestiegen (2021: 32,63 ct/kWh). Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für den Strompreis von Haushaltskunden.

Der Strompreis setzt sich aus einem vom Lieferanten beeinflussbaren Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) und einem nicht beeinflussbaren Bestandteil (Abgaben, Steuern etc.) zusammen. Während der nicht beeinflussbare Bestandteil im Jahr 2022 bei 62 Prozent liegt und gesunken ist (2021: 74 Prozent), beträgt der beeinflussbare Anteil rund 38 Prozent und hat sich somit deutlich erhöht (2021: 26 Prozent). Dies trägt somit signifikant zum Anstieg des Einzelhandelspreises bei. Ursächlich hierfür sind die stark gestiegenen Großhandelspreise, welche sich insbesondere bei den kurzfristig zu beschaffenden Energiemengen der Lieferanten auswirken. Das Netzentgelt liegt im Jahr 2022 auch deutlich höher als im Vorjahr und damit weiterhin auf hohem Niveau. Die EEG-Umlage macht mit 3,72 ct/kWh nur noch rund 10 Prozent des Gesamtpreises aus. Hierbei gilt es zu beachten, dass die Preisabfrage eine stichtagsbezogene Abfrage ist und die vorzeitige Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 hierbei nicht berücksichtigt ist. Wenn die EEG-Umlage bereits zum Stichtag 1. April 2022 entfallen wäre und man annehmen würde, dass die EEG-Umlage vollständig durchgereicht wird, läge der Durchschnittspreis (inkl. USt.) bei 31,64 ct/kWh.

Gegenüber dem Jahr 2021 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh mit 35,70 ct/kWh angestiegen (2021: 33,80 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt 34,86 ct/kWh (2021: 31,89 ct/kWh). Die Beobachtung aus dem Vorjahr, in dem der Preis beim Grundversorger unterhalb des Preises von Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, zeigt sich im Jahr 2022 erneut. Die Preise beider Vertragsverhältnisse beim Grundversorger (Grundversorgungsvertrag; Sondervertrag beim örtlichen Grundversorger) liegen erstmals unter denen von Sonderverträgen bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind. Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund 14 Prozent gestiegen und liegt nun bei 37,22 ct/kWh (2021: 32,70 ct/kWh). Dies ist vermutlich auf die unterschiedlichen Beschaffungsstrategien der Lieferanten zurückzuführen. Während Grundversorger eine eher langfristige Beschaffungsstrategie verfolgen, ist bei Lieferanten außerhalb der Grundversorgung vermutlich eine kurzfristigere Beschaffung der Energiemengen üblich. Dies zeigt auch die Anzahl der Insolvenzen und Kündigungen von Energielieferverträgen von Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind.

1.6.4 Umlagen

Für das Jahr 2022 veranschlagten die Netzbetreiber insgesamt rund 17,2 Mrd. Euro zur Umlage auf die Netznutzer. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der EEG-Umlage (12,96 Mrd. Euro), der Offshore-Netzumlage (1,48 Mrd. Euro), der § 19-StromNEV-Umlage (1,22 Mrd. Euro), der KWKG-Umlage (1,49 Mrd. Euro), und der Abschaltbare-Lasten-Umlage (0,014 Mrd. Euro). Der über die EEG-Umlage von den Netznutzern zu refinanzierende Betrag machte damit weiterhin den größten Anteil (ca. 75 Prozent) aller Umlagen aus, obwohl dieser im Vergleich zum Vorjahr bereits erheblich gesunken ist (Umlagebetrag 2021 – 22,28 Mrd. Euro). Ein für 2022 geplanter Bundeszuschuss zur Deckelung der EEG-Umlage in Höhe von 3,25 Mrd. Euro (Bundeszuschuss 2021 – 10,8 Mrd. Euro) ist auf Grund der hohen Börsenpreise für Strom nicht notwendig.

Die Bundesregierung hat mit dem Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen, ein nationales Brennstoffemissionshandelssystem einzuführen und die Erlöse aus dieser Bepreisung fossiler Kohlendioxidemissionen auch zugunsten der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft für eine Entlastung bei der EEG-Umlage ab dem 01.01.2021 zu verwenden. Um die Stromkunden schnell von den stark gestiegenen Energiekosten zu entlasten, hat die Bundesregierung beschlossen, die Umlage ab 1. Juli 2022 auf 0 ct/kWh abzusenken. Ursprünglich war im Koalitionsvertrag die Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Januar 2023 geplant.

1.6.5 Heizstrom

Der Heizstromverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr insgesamt gestiegen. Nach den Mengenangaben von Heizstromlieferanten wurden knapp 1,98 Mio. Marktlokationen mit etwa 14,3 TWh Heizstrom beliefert. Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr verringert. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge entsprach für 2021 rund 4,6 Prozent bzw. 5,4 Prozent nach Marktlokationen.

Auch zum Stichtag 1. April 2022 liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung bei 25,55 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 23,93 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im Mittel bei 25,07 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 23,80 ct/kWh ebenfalls angestiegen. Für den Anstieg maßgeblich ist der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, insbesondere für die Energiebeschaffung. Auch hier gilt, dass aufgrund der Stichtagsbetrachtung die dem Stichtag folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt sind.

1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Während in der Vergangenheit im Bereich der Haushaltskunden hauptsächlich analoge Ferrariszähler verbaut wurden, handelt es sich bei modernen Messeinrichtungen um digitale Zähler, die über eine Schnittstelle zur Anbindung an eine Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) verfügen. Ein Datenversand findet bei modernen Messeinrichtungen nicht statt. Von einem intelligenten Messsystem wird dann gesprochen, wenn eine moderne Messeinrichtung mit einem Smart Meter Gateway verbunden ist und so die vom Zähler erfassten Daten versandt werden können.

Zum 30. Juni 2017 mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber der Bundesnetzagentur die Wahrnehmung der Grundzuständigkeit anzeigen. Diese Anzeige löste zudem eine gesetzliche Frist des MsbG aus: Drei Jahre nach Anzeige der Grundzuständigkeit, also zum 30. Juni 2020, muss der grundzuständige Messstellenbetreiber an mindestens zehn Prozent seiner dem Gesetz nach auszustattenden Messstellen moderne Messeinrichtungen installiert haben. Bei Nichterfüllung besteht durch den Messstellenbetreiber grundsätzlich die Pflicht, ein Verfahren zur Übertragung der Grundzuständigkeit einzuleiten.

Der Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) konnte mit der Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateways durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) am 12. Dezember 2018 starten. Mit der Zertifizierung eines dritten Gateways im Dezember 2019 und mit Feststellung der technischen Möglichkeit für bestimmte Anwendungsfälle gab das BSI am 24. Februar 2020 den Startschuss für den Rollout iMSys. Zum Februar 2020 haben einige grundzuständige Messstellenbetreiber sowie ein weiteres Unternehmen Klage gegen die vom BSI erlassene Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit über den Einbau iMSys erhoben. Im Rahmen eines Verfahrens im einstweiligen Rechtsschutz hat das Oberverwaltungsgericht Münster zunächst zugunsten des Beschwerdeführers entschieden. Um den sich hieraus ergebenden Rechtsunsicherheiten zu begegnen hat der Gesetzgeber Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes vorgenommen. Das Trägergesetz der Gesetzesanpassungen ist seit dem 27. Juli 2021 in Kraft. Eine zentrale Anpassung des MsbG ist in § 19 Abs. 6 MsbG erfolgt. Hiermit wurde eine Bestandsschutzregelung für die bereits eingebauten und noch einzubauenden intelligenten Messsysteme geschaffen. Zudem wurde der Ausschuss Gateway-Standardisierung des BMWi eingerichtet und zur erweiterten Technischen Richtlinie BSI-TR-03109-1 v1.1 vom 23. September 2021 angehört. Nach abschließender Zustimmung durch das BMWi wurde

die TR durch das BSI bekanntgegeben. Die TR legt den Fokus auf die Interoperabilitäts-Zertifizierung von Smart Meter Gateways. Am 20. Mai 2022 hat das BSI die im vorläufigen Rechtsschutzverfahren als voraussichtlich rechtswidrig bewertete Markterklärung vom 07. Februar 2020 mit Wirkung für die Vergangenheit aufgehoben. Mit der erlassenen Verfügung nach § 19 Abs. 6 MsbG hat das BSI festgestellt, dass bisherige, zertifizierte SMGW sicher nutzbar sind und ein freiwilliger Einbau BSI-konformer Geräte weiterhin möglich ist. Gegen die Aufhebung der Markterklärung durch das BSI wurde Widerspruch eingelegt.

2. Netzübersicht

Alle Akteure des Energiemarktes sind seit dem 1. Februar 2018 verpflichtet, zur Identifikation von Marktlaktionen und Messlokationen einen neuen Identifikationscode einzuführen und exklusiv zu benutzen. Seit dem Monitoringbericht 2019 wird daher der Begriff des Zählpunkts durch die Begriffe der Marktlaktion bzw. Messlokation ersetzt. In einer Marktlaktion wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlaktion ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlaktion ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.

2.1 Netzbilanz

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zum Aufkommen und zur Verwendung der Stromflüsse im deutschen Stromnetz für das Jahr 2021. Die Aufkommensseite (603,0 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 551,3 TWh (davon 9,0 TWh aus Pumpspeichern) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen⁷ aus dem Ausland in Höhe von 51,7 TWh. Auf der Verwendungsseite (insgesamt 608,2 TWh) wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 467,0 TWh durch Letztverbraucher (davon 13,2 TWh für Pumpspeicher) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 42,7 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Bzgl. der Eigenerzeugung ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Wert höher ist, da diese Daten der Bundesnetzagentur erst ab einer Stromerzeugungseinheit für einen Standort von 10 MW übermittelt wird. Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 27,7 TWh, die physikalischen Lastflüsse ins Ausland betragen 70,8 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von rund 608,2 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 603,0 TWh beträgt 5,2 TWh bzw. 0,9 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite von der Monitoringerhebung nahezu gleichermaßen abgedeckt. Die Erhebungsdifferenz von 5,2 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückzuführen.

⁷ Für die Ausgeglichenheit der Netzbilanz sind die physikalischen Lastflüsse, nicht die Handelsflüsse entscheidend. Handelsflüsse (Exporte 70,8 TWh und Importe 51,7 TWh) und physikalische Lastflüsse weichen im vermaschten Wechselstromsystem voneinander ab.

Elektrizität: Netzbilanz 2021

	ÜNB	VNB	Summe 2021	Summe 2020
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2021			238,4	236,3
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			99,8	105,2
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			138,6	131,1
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			134,2	126,7
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			551,3	533,9
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			331,6	297,2
davon Pumpspeicher			9,0	10,2
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			219,7	236,7
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			203,4	222,0
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) ^[1]			42,7	34,4
Netzverluste (in TWh)	9,9	17,8	27,7	27,2
davon Höchstspannung	8,2	<0,1	8,2	8,1
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,7	3,3	5,1	4,9
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)		5,8	5,8	5,7
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)		8,8	8,8	8,6
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)				
davon ins Ausland			70,8	65,4
davon aus dem Ausland			51,7	47,6
Entnahmemengen (in TWh)^[2]	25,5	428,3	467,0	455,6
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	25,5	299,5	325,0	318,5
davon Haushaltskunden		128,8	128,8	125,7
davon Pumpspeicher			13,2	11,4

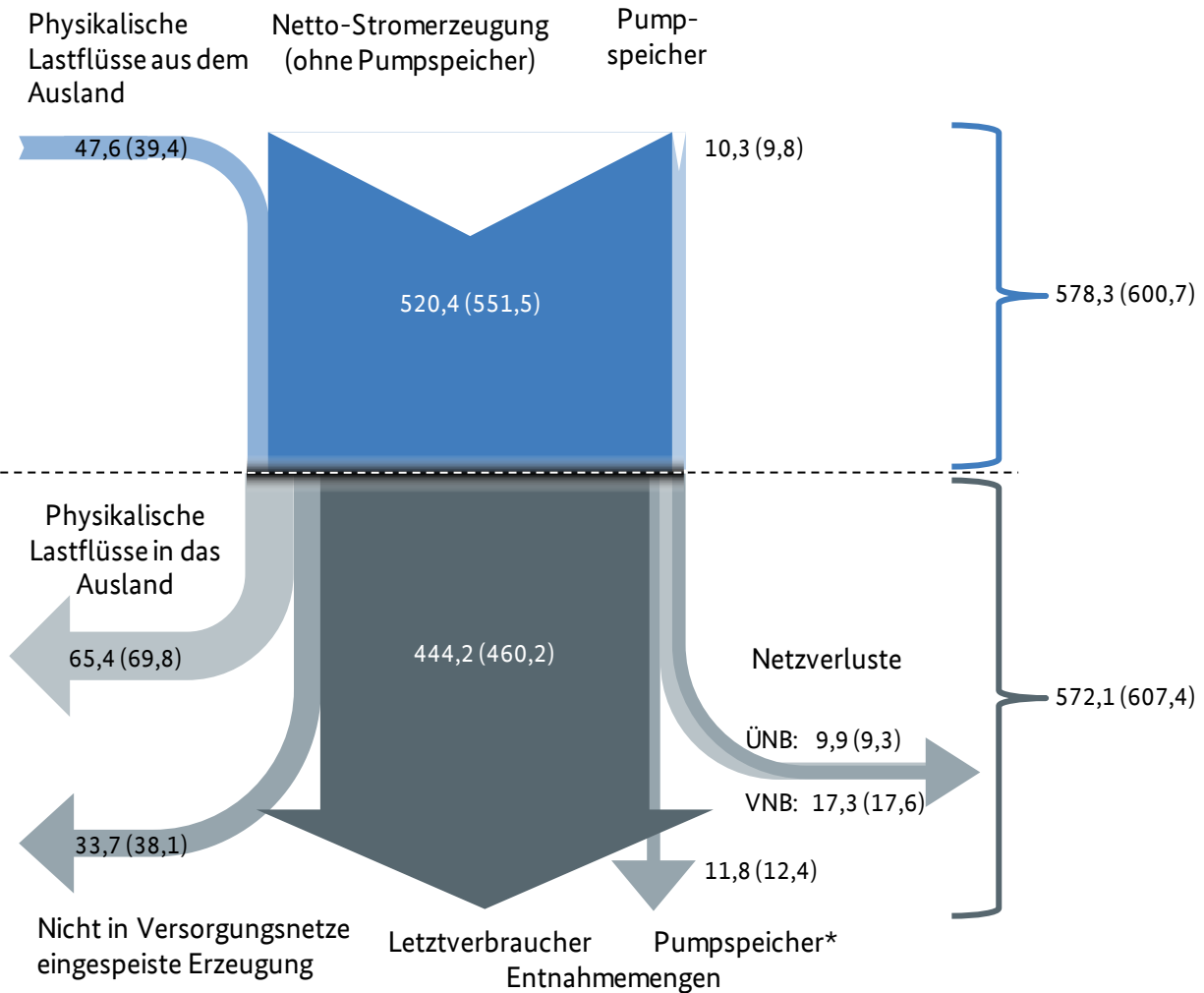
[1] Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich; ohne Einspeisungen in das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

[2] Inkl. Entnahmemengen durch das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

Tabelle 1: Netzbilanz von 2021 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber

Elektrizität: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2020

in TWh



* Die Menge versteht sich hier als Entnahme der Pumpspeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der zum Pumpvorgang benötigt wurde.
Die in Klammern dargestellten Werte beziehen sich auf das Jahr 2019

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz 2021

2.2 Stromverbrauch

Aus der im vorangegangenen Kapitel dargestellten Netzbilanz lässt sich ein jährlicher, im Monitoring gemeldeter, Bruttostromverbrauch von 557,3 TWh für das Jahr 2021 errechnen. Dieser Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung⁸ aus Erneuerbaren Energien (220,8 TWh) und nicht erneuerbaren Energien (355,6 TWh) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland (51,7 TWh) abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland (70,8 TWh). Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei

⁸ Der tatsächliche Wert ist höher, da im Monitoring Kraftwerkseigenverbrauch und Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer installierten Leistung von 10 MW pro Standort erfasst werden.

den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2021 damit bei rund 40 Prozent.

Elektrizität: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	< 0,1	122,0	122,0	27%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	117,4	117,5	26%
> 2 GWh/Jahr	25,4	188,9	214,3	47%
Gesamt 2021	25,5	428,3	453,9	100%
Gesamt 2020	26,1	418,1	444,2	

Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Elektrizität: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Lastprofil

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
RLM-Kunden	25,5	266,1	291,6	64%
SLP-Kunden		162,2	162,2	36%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		128,8	128,8	28%
Gesamt 2021	25,5	428,3	453,8	100%
Gesamt 2020	26,1	418,1	444,2	

Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der im Monitoring erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die aufgeführten Werte für das Jahr 2021 ergeben (Entnahmemengen ohne Pumpspeicher). Aus den VNB-Netzen wurden insgesamt rund 428,3 TWh entnommen, aus den ÜNB-Netzen 25,5 TWh.

Die vorangegangene Tabelle zeigt, dass, obwohl die Anzahl der Kunden mit Jahresverbrauchsmengen von mehr als 2 GWh verhältnismäßig klein ist, in dieser Kundenkategorie fast die Hälfte der gesamten Entnahmemenge in Deutschland verbraucht wurde. Kunden mit einer Jahresverbrauchsmenge zwischen 10 MWh und 2 GWh verbrauchten im Jahr 2021 26 Prozent der Gesamtentnahmemenge. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden, aber auch kleinere Gewerbe können in dieser Kategorie enthalten sein. Sie entnahmen 2020 27 Prozent der Gesamtmenge.

Gemäß den Angaben der VNB verbrauchten Haushaltskunden⁹ im Durchschnitt rund 2.612 kWh im Jahr 2021. Die höchste Abnahmemenge der Haushaltskunden fällt nach Angaben der Stromlieferanten mit einer Gesamtmenge von ca. 44,6 TWh in den Abnahmefall zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Für diesen repräsentativen Fall lag der Durchschnittsverbrauch bei rund 3.449 kWh, die Gesamtzahl der Marktlokationen bei rund 12,9 Millionen.

2.3 Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2022 haben sich die ÜNB¹⁰ sowie 812 VNB beteiligt. Zum Stichtag 2. November 2022 waren bei der Bundesnetzagentur insgesamt 865 Elektrizitätsverteilternetzbetreiber erfasst.

Elektrizität: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	878	890	883	879	873	865
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	797	809	803	799	791	782
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	625	614	645	678	674	664

Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2016 bis 2022

Nachfolgende Tabelle zeigt die Netzstrukturdaten „Stromkreislänge“ und „Marktlokationen“ der ÜNB und VNB auf. Die Marktlokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit 2018 die Anschlüsse für die Belieferung und Bilanzierung gezählt werden. Sie wird also immer dann verwendet, wenn es sich nicht um den technischen Anschluss handelt, sondern um die hinter dem technischen Anschluss stehenden vertraglichen Beziehungen. Die Anzahl der Kunden wird bspw. über die Marktlokationen gezählt, die Anzahl der installierten

⁹ Haushaltskunden i. S. d. §3 Nr. 22 EnWG

¹⁰ Die für die Offshore-Beteiligungsgesellschaften der TenneT GmbH gemeldeten Daten werden im Monitoring der TenneT zugeordnet.

Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant zur Marktlokation, allerdings existiert hier keine Eins zu Eins Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokalitionen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

Elektrizität: Netzstrukturdaten 2021

	ÜNB*	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	8*	867	867
Stromkreislänge (in Tsd. km)	37,2	1.896,9	1.934,1
davon Höchstspannung	37,0	0,2	37,2
davon Hochspannung	0,2	95,0	95,2
davon Mittelspannung		527,1	527,1
davon Niederspannung		1.274,6	1.274,6
Marktlokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,4	52.261,1	52.261,6
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,4	2.964,3	2.964,7
davon Haushaltskunden		49.296,9	49.296,9
Jahreshöchstlast (in GW)			81,4

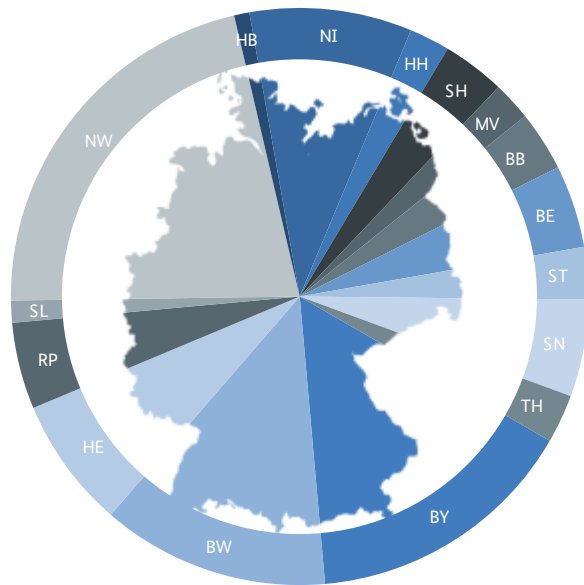
* Hier Anzahl inkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften und Baltic Cable AB.

Tabelle 5: Netzstrukturdaten 2021 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene betrug 37,2 Tsd. km im Jahr 2021. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 414. Diese Marktlokationen weisen fast ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2021 insgesamt rund 1,90 Millionen Kilometer. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt, verfügt die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (610 oder 75 Prozent) über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese VNB entfallen 7,4 Mio. bzw. 14 Prozent aller Marktlokationen in Deutschland. 202 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 44,9 Mio. Marktlokationen etwa 86 Prozent der gesamten Marktlokationen. Die Jahreshöchstlast entspricht dem Maximalwert der in einem Jahr zeitgleich auftretenden Summe der elektrischen Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Netz der allgemeinen Versorgung inklusive der Leitungsverluste und zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss. Im Jahr 2021 lag die Jahreshöchstlast am 30.11.2021 zwischen 11:45 und 12:00 bei 81,37 GW (03.12.2020 zwischen 17:45 und 18:00: 78,71 GW).

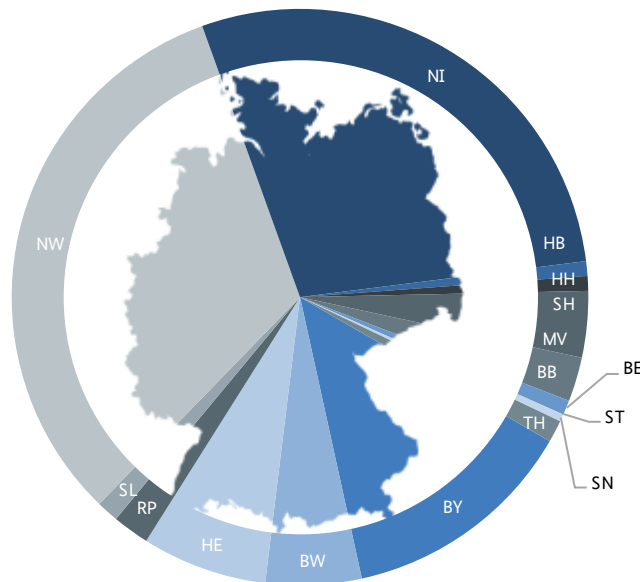
Elektrizität: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2021
Anzahl in Mio.



Bayern	7,98
Baden-Württemberg	6,66
Hessen	3,84
Rheinland-Pfalz	2,53
Saarland	0,65
Nordrhein-Westfalen	11,28
Bremen	0,45
Niedersachsen	4,75
Hamburg	1,19
Schleswig-Holstein	1,83
Mecklenburg-Vorpommern	1,14
Brandenburg	1,76
Berlin	2,42
Sachsen-Anhalt	1,53
Sachsen	2,85
Thüringen	1,42

Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB

Elektrizität: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2021
Anzahl



Hamburg	0
Niedersachsen	69
Bremen	2
Nordrhein-Westfalen	78
Saarland	3
Rheinland-Pfalz	5
Hessen	17
Baden-Württemberg	13
Schleswig-Holstein	2
Mecklenburg-Vorpommern	9
Brandenburg	6
Berlin	2
Sachsen-Anhalt	0
Sachsen	1
Thüringen	3
Bayern	32

Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2021
Anzahl und Verteilung

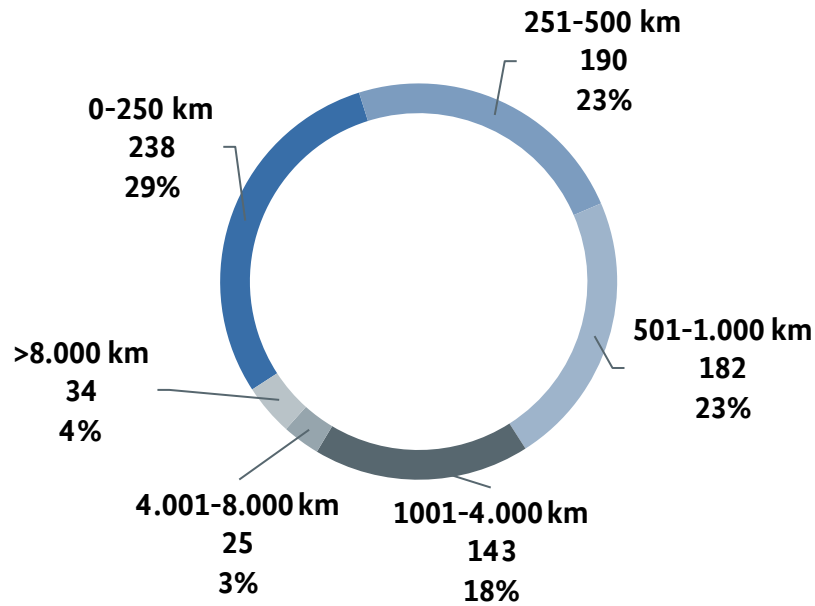


Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2021 Anzahl und Verteilung

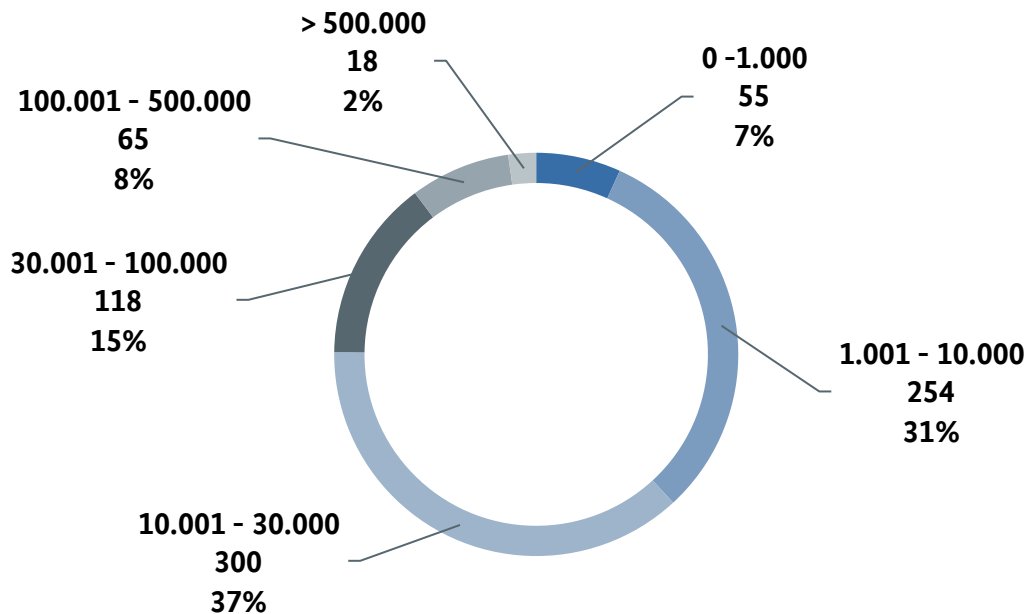


Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Strom

Die Zahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 52,3 Millionen. Hiervon wurden rund 49,3 Mio. Marktlokationen den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet. Rund 385.552 Messlokationen wiesen eine registrierende Lastgangmessung auf.

Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Marktlokationen und 10 Prozent der Unternehmen mehr als 100.000 Marktlokationen. Auf diese 10 Prozent entfallen ca. 75 Prozent (39,4 Mio. Marktlokationen) aller Marktlokationen.

3. Marktkonzentration

Im vorliegenden Monitoringbericht wird – wie auch in den Vorjahren – keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, da eine solche den Rahmen des Berichtes sprengen würde. So wird für die Zwecke dieses Berichtes insbesondere auf eine Pivotalanalyse verzichtet, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung von essentieller Bedeutung ist. Stattdessen baut dieser Bericht – wie weiter unten dargestellt – auf weniger aufwändig zu ermittelnden Indikatoren auf.

Eine umfassende, aktuelle Marktmachtanalyse findet sich dafür in dem am 17. Februar 2022 erschienenen dritten Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung („Marktmachtbericht 2021“), den das Bundeskartellamt nach § 53 GWB erstellt; eine solche Analyse wird auch in dem kommenden Marktmachtbericht enthalten sein. Diese Analyse beruht im Wesentlichen auf Daten des Informationssystems der Übertragungsnetzbetreiber nach der EU-Verordnung zum Übertragungsnetzbetrieb (vormals Energieinformationsnetz) über den Kraftwerkseinsatz im Jahresverlauf sowie auf öffentlich verfügbaren Daten. Auf dieser Grundlage wird der sogenannte „Residual-Supply-Index“ (RSI) ermittelt. Dieser Index gibt an, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens unverzichtbar ist, um die Stromnachfrage zu decken. Er trägt damit den Tatsachen Rechnung, dass zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte und die erzeugte Strommenge übereinstimmen müssen und Speichermöglichkeiten nur sehr begrenzt verfügbar sind. Mit diesem Index kann daher auch gemessen werden, in welchem Umfang ein Unternehmen über Marktmacht verfügt, weil es über die Steuerung seiner Kraftwerke die angebotene Strommenge und – z. B. durch eine Strategie der Kapazitätzurückhaltung – auch den Strompreis maßgeblich beeinflussen kann.

Wie die Ergebnisse der im Rahmen des letzten Marktmachtberichtes 2021 (Analyse von Oktober 2020 bis Ende September 2021) durchgeführten Analyse gezeigt hat, waren die Kraftwerke von RWE im Berichtszeitraum erstmals seit rund zehn Jahren wieder in einer wesentlichen Anzahl von Stunden im Jahr pivotal, also für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar. Im Rahmen der allgemeinen Marktverknappung durch den Kohleausstieg, die geringere Einspeisung von EEG-Strom und der verstärkten Nachfrage im Zuge der Lockerungen im Rahmen der Corona-Pandemie haben diese Zeitanteile der Unverzichtbarkeit zugenommen. Im Berichtszeitraum – also noch vor dem mittlerweile umgesetzten weiteren Kapazitätsrückbau bei der Stromerzeugung mittels Kohle und Kernkraft und den Auswirkungen der Ukraine-Krise – überschritten daher die ermittelten Zeitanteile, in denen der Strombedarf ohne RWE nicht mehr gedeckt werden konnte, erstmals seit über zehn Jahren deutlich die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle. Die Analysen zeigten ferner, dass auch die Bedeutung der Kraftwerkskapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW für die Deckung der deutschen Stromnachfrage im Jahr 2021 zugenommen hat, wobei die ermittelten Zeitanteile für diese beiden Unternehmen in jenem Jahr noch eindeutig unter der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle lagen. Auch die Bedeutung ausländischer Kraftwerke für die Deckung der Nachfrage hatte im Berichtszeitraum zugenommen.

Für die Zwecke dieses Monitoringberichtes wird bei der Identifizierung möglicher Marktmacht auf den Grad der Marktkonzentration abgestellt, der wiederum durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt bestimmt wird. Marktanteile bilden insofern einen geeigneten Ausgangspunkt, als sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.¹¹

Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sogenannte „concentration ratios“, CR 3 – CR 4 – CR 5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

In diesem Jahr wurde bei Stromerzeugung und Stromersatzabsatz wiederum auf die fünf größten Anbieter RWE AG, EnBW AG, LEAG GmbH, Vattenfall GmbH, sowie E.ON SE (beim Stromersatzabsatz) bzw. Uniper GmbH (bei den Stromerzeugungskapazitäten) abgestellt (im Folgenden CR 5). Zu beachten ist dabei, dass es auch innerhalb der CR5 signifikante Größenunterschiede gibt. Wie den untenstehenden Tabellen zu entnehmen ist, führt RWE sowohl bei der Stromerzeugungsmenge als auch bei den Stromerzeugungskapazitäten das Feld der fünf größten Anbieter jeweils mit deutlichem Abstand an.

Bei der Endkundenbelieferung wird auf die vier jeweils absatzstärksten Lieferanten abgestellt, die nur noch zum Teil identisch mit den größten Marktakteuren beim Stromersatzabsatz waren. So hat sich beispielsweise die Konstellation beim Stromvertrieb an Endkunden insoweit geändert, als im Zuge der RWE/E.ON-Transaktion¹² ein umfassender Tausch von Geschäftsaktivitäten zwischen beiden Unternehmen dahingehend stattgefunden hat, dass sich RWE nunmehr auf die Stromerzeugung, den Stromersatzabsatz sowie den Stromgroßhandel konzentriert, während E.ON den Schwerpunkt auf den Betrieb von Stromverteilnetzen und den Stromvertrieb legt.

Zur Methodik: Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerzeugungs- und -ersatzabsatzmarkt sowie für die zwei größten Stromendkundenmärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sogenannten „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromersatzabsatzmarkt werden die Marktanteile hingegen nach der wettbewerbsrechtlichen Verbundmethode bestimmt, womit ein höherer Grad an Genauigkeit erreicht werden kann (zu den Unterschieden der beiden Zurechnungsmethoden siehe folgenden Kasten).

¹¹ Vgl. Bundeskartellamt, 29. September 2019, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

¹² Siehe hierzu ausführlich Bundeskartellamt, Fallberichte B8-28/19, abrufbar unter: https://www.bundeskartellamt.de/Shared-Docs/Entscheidung/DE/Fallberichte/Fusionskontrolle/2019/B8-28-19.pdf?__blob=publicationFile&v=2, aufgerufen am 1. September 2022

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

Für die Berechnung von Marktanteilen ist eine Definition erforderlich, welche Gesellschaften (juristische Personen) als untereinander verbunden und somit als eine Unternehmensgruppe gewertet werden. Dies impliziert die Wertung, dass zwischen den einzelnen Gesellschaften der Unternehmensgruppe kein (wesentliches) Wettbewerbsverhältnis besteht.

Im Kartellrecht findet das Konzept der „verbundenen Unternehmen“ Anwendung (§ 36 Abs. 2 GWB). Das kartellrechtliche Verbundkonzept stellt darauf ab, ob ein Abhängigkeits- bzw. Beherrschungsverhältnis zwischen Unternehmen besteht. Die Umsätze bzw. Absätze jedes beherrschten Unternehmens werden voll dem Unternehmensverbund zugerechnet, die Absätze eines nicht beherrschten Unternehmens werden nicht (auch nicht anteilig) zugerechnet. Typisches Beispiel für eine Beherrschung ist eine Mehrheit der Stimmrechte an einer Beteiligungsgesellschaft. Beherrschung kann aber auch aufgrund anderer Umstände vorliegen, wie z. B. durch personelle Verflechtungen oder durch einen Beherrschungsvertrag. Wirken mehrere Unternehmen derart zusammen, dass sie gemeinsam einen beherrschenden Einfluss auf ein anderes Unternehmen ausüben können (z. B. aufgrund des Gesellschaftsvertrags oder eines Konsortialvertrags), gilt jedes von ihnen als herrschendes Unternehmen. Nach diesen Grundsätzen können die Ermittlung und Bewertung, welche Unternehmen zu einem Verbund gehören, im Einzelfall relativ aufwendig sein.

Zur Vermeidung dieses Aufwands wird im Energie-Monitoring überwiegend eine wesentlich einfachere Zurechnung mit der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Für den Fall, dass es neben anderen Eignern mit Anteilen von unter 50 Prozent lediglich einen Anteilseigner mit einer Beteiligung in Höhe von 50 Prozent gibt, so werden dem größten Anteilseigner die Absatzmengen zur Hälfte zugerechnet; die übrigen Absatzmengen werden keinem anderen Unternehmen zugerechnet. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).

Im Falle von Mehrheitsbeteiligungen gelangen die beiden Zurechnungsmethoden in der Regel zum gleichen Ergebnis. Ein Beherrschungsverhältnis kann aber insbesondere auch bei Minderheitsbeteiligungen vorliegen, was durch die Dominanzmethode nicht erfasst wird. Bei Zurechnung mit der Dominanzmethode gelangt man daher tendenziell zu Marktanteilen der absatzstärksten Unternehmensgruppen, die zu niedrig ausfallen, insbesondere, wenn in einem Markt absatzstarke Gemeinschaftsunternehmen tätig sind.

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung ab (Stromerstabsatzmarkt). Stromerzeugungsmengen und dafür nötige Erzeugungskapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nach dieser Abgrenzung nur insoweit an, als die erzeugten Mengen in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist für die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch und für die Einspeisung in das Bahnstromnetz sowie für die Regelenergie, die Reservekapazitäten und das Redispatch nicht erfüllt. Angebotsseitig sind ferner solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Daher ist die nach EEG geförderte Stromerzeugung ebenfalls nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes, wie er auch für die Zwecke des Monitoringberichtes zugrunde gelegt wird.¹³

Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt¹⁴:

Die Marktanteile werden grundsätzlich anhand der Einspeisemengen (nicht anhand der Kapazitäten) bemessen. Der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. der nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wird zwar indirekt über deren Merit-Order-Effekt in die Pivotalanalyse (s. o.) einbezogen, nicht aber in die hier vorgenommene Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.¹⁵ Dies liegt darin begründet, dass Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen erfolgt. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen, nicht nach dem EEG geförderten Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sogenannten Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.¹⁶

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt einen einheitlichen Markt für Deutschland und Luxemburg ab.¹⁷ Bei der Stromerzeugung wurden die fünf größten Unternehmen gemäß den o. g. Definitionen abgefragt, diese Unternehmen waren hinsichtlich der Stromerstabsatzmengen RWE, LEAG, EnBW, E.ON und Vattenfall. Hinsichtlich der Stromerzeugungskapazitäten der eigenen Kraftwerke einschließlich Bezugsrechten bei anderen Kraftwerken waren die fünf größten Unternehmen RWE, EnBW, LEAG, Vattenfall und Uniper.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2021 sind in folgender Tabelle dargestellt. Zum Vergleich sind die Vorjahresdaten ebenfalls abgebildet.

¹³ Vgl. Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2021, Bericht vom 17.02.2022, S. 12 ff.

¹⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Fallbericht vom 31. Mai 2019, B8-28/19 RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung; ausführlich Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

¹⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Marktmachtbericht 2021, S. 35 f.

¹⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 93 f.

¹⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Marktmachtbericht 2021, S. 24 ff.,

Elektrizität: Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 2020			Deutschland 2021		
Unternehmen	TWh	Anteil	Unternehmen	TWh	Anteil
RWE	67,8	25,3%	RWE	77,1	26,1%
LEAG	39,9	14,9%	LEAG	46,4	15,7%
EnBW	26,6	9,9%	EnBW	33,8	11,4%
E.ON	25,7	9,6%	E.ON	27,5	9,2%
Vattenfall	15,0	5,6%	Vattenfall	13,3	4,5%
CR 5	175,0	65,3%	CR 5	198,0	67,0%
Andere Unternehmen	92,8	34,7%	Andere Unternehmen	97,5	33,0%
Nettostrom- erzeugung gesamt	267,8	100%	Nettostrom- erzeugung gesamt	295,5	100%

Tabelle 6: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromerzeugungsmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch)

Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerzeugungsmarkt betrug im Jahr 2021 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg 67 Prozent. Im Jahr 2020 betrug der Marktanteil noch 65,3 Prozent. Die gesamte, nicht nach dem EEG geförderte Nettostromerzeugung ist im Vergleich zum Vorjahr von 267,8 auf insgesamt 295,5 TWh angestiegen. Die Nachfrage liegt damit nach dem durch die Maßnahmen zur Bekämpfung der Corona Pandemie ausgelösten starken Einbruch der Nachfrage im Jahr 2020 wieder auf dem Niveau der Vorjahre. Bei RWE ist der Marktanteil im Vergleich zum Vorjahr von 25,3 Prozent auf 26,1 Prozent angestiegen. LEAG und EnBW verzeichnen ebenfalls Anstiege der Marktanteile, während E.ON und Vattenfall Marktanteile verloren haben. Der aggregierte Marktanteil der 5 Größten bei gleichzeitig gestiegenem Marktvolumen erhöht hat, d.h. diese Gruppe konnte ihr Angebot „überproportional“ ausweiten.

Die Erzeugung von Erneuerbaren Energien mit Förderungsanspruch nach dem EEG verzeichnet in Jahr 2021 mit rund 203,4 TWh einen Rückgang zum Vorjahr mit rund 221,9 TWh aufgrund weniger Wind- und Solareinspeisung.

Elektrizität: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerabsatzmarkt

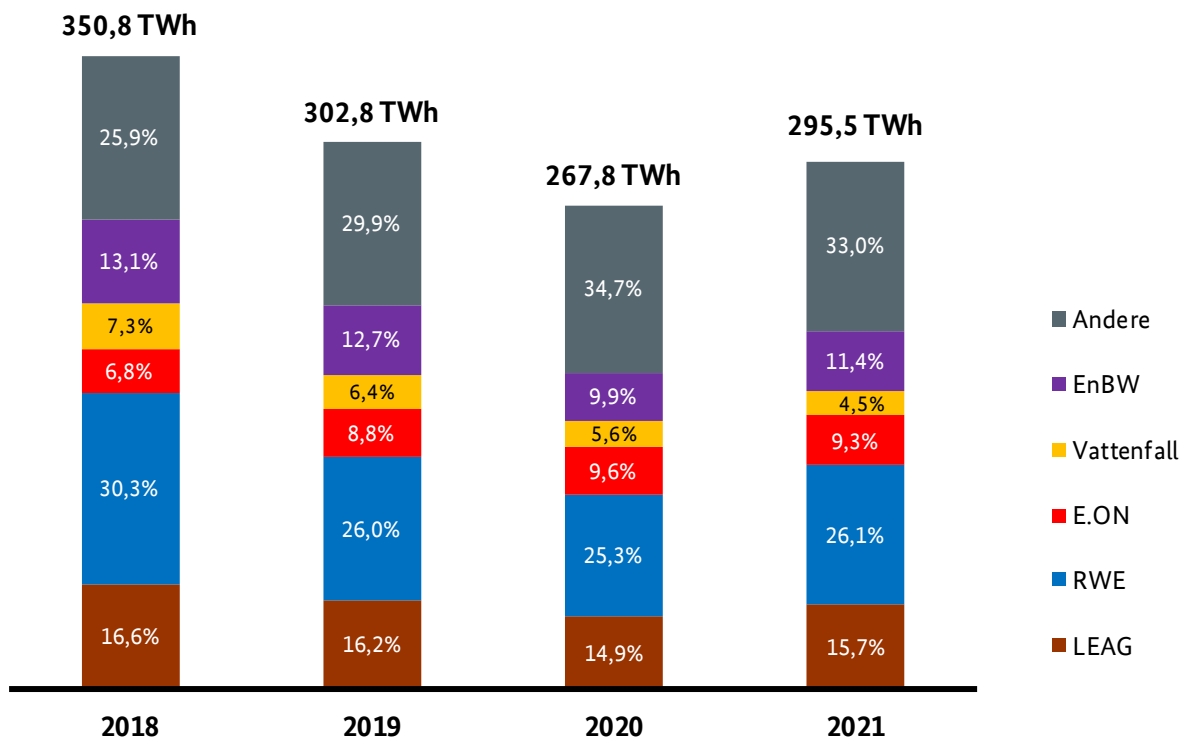


Abbildung 6: Anteile der fünf größten Unternehmen im Stromerabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet

Die insgesamt zur Verfügung stehenden konventionellen nicht-EEG Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland zum Stichtag 31.12.2021 in Höhe von rund 86,9 GW haben sich im Jahresstichtagsvergleich zu 2020 um 5,7 GW reduziert – vor allem wegen Herausnahme weiterer Erzeugungskapazitäten aus dem Markt. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass seit dem Stichtag 31.12.2021 und den darauffolgenden geopolitischen Entwicklungen im Jahr 2022 und der eintretenden Energiekrise dem Markt wieder Kapazitäten zugeführt wurden oder werden sollen, die der aktuelle Wert nicht widerspiegelt. Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen Nicht-EEG-Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, ist im Jahr 2021 mit 53 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 56,7 Prozent. Trotz dieses kleineren konventionellen Kraftwerkspark der großen Anbieter stieg zugleich, wie oben dargestellt, der Anteil der fünf größten Anbieter an der Erzeugungsmenge. Dies verdeutlicht die zunehmende Bedeutung der verbleibenden konventionellen Kapazitäten für die Deckung der Stromnachfrage. Zu beachten ist allerdings, dass die verbleibenden Beteiligungen der E.ON an Kernkraftwerken - durch ihr Tochterunternehmen PreussenElektra - nicht in die Summe der CR5 für die deutschen Nicht-EEG-Erzeugungskapazitäten miteinbezogen wurden, da E.ON bei den Erzeugungskapazitäten nicht zu den fünf größten Erzeugern gehörte.

Elektrizität: Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2020			Deutschland 31. Dezember 2021		
Unternehmen	GW	Anteil	Unternehmen	GW	Anteil
RWE	20,4	22,0%	RWE	18,2	21,0%
EnBW	9,6	10,4%	EnBW	9,7	11,2%
LEAG	7,8	8,4%	LEAG	8,0	9,2%
Vattenfall	7,5	8,1%	Vattenfall	4,9	5,6%
Uniper	7,3	7,9%	Uniper	5,3	6,1%
CR 5	52,6	56,7%	CR 5	46,0	53,0%
Andere Unternehmen	40,0	43,3%	Andere Unternehmen	40,9	47,0%
Kapazitäten insgesamt	92,6	100%	Kapazitäten insgesamt	86,9	100%

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Stromer Absatzmarkt im deutschen Marktgebiet hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2021 mit einem CR 5 von 67 Prozent weiterhin konzentriert ist. Die durchgeführten Kraftwerksabschaltungen im Jahr 2021 haben zudem den Markt angebotsseitig verknappt und hierdurch das wettbewerbliche Gewicht der verbleibenden konventionellen Kapazitäten erhöht. Die vom Gesetzgeber derzeit geplante und teilweise bereits umgesetzte Wiederinbetriebnahme bzw. Verlängerung der Laufzeiten von Kohle- und Kernkraftwerken im laufenden Jahr dürften diesen Entwicklungen strukturell entgegenwirken.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen der Ausgrenzung von EEG-Strom auf den Grad der Konzentration des Stromer Absatzmarktes enthält der vorliegende Monitoringbericht wiederum Erhebungen zu den Anteilen der fünf genannten Erzeuger an der EEG-Strommenge. Dabei wurden diese Erzeuger analog zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabsatzes des nicht nach dem EEG geförderten Stroms nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den entsprechenden Werten für den gesamte EEG-geförderte Strommenge gesetzt. Bei der nach dem EEG geförderten Erzeugungsmenge (gleiche Unternehmen wie bei der Erzeugungsmenge im Erstabsatzmarkt, d. h. hier ohne Uniper) macht der Anteil der fünf größten Unternehmen für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr

2021 rund 6,4 Prozent aus. Im Vorjahr waren es noch rund 5,5 Prozent. Betrachtet man die EEG-Erzeugungskapazitäten, beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger (hier mit E.ON und ohne Uniper) für das Jahr 2021 rund 3,6 Prozent, im Vorjahr waren es ebenfalls 3,6 Prozent.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromendkundenmärkten sachlich zunächst zwischen Letztverbrauchern, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden), und Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden). Bei RLM-Kunden handelt es sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher. SLP-Kunden sind i. d. R. Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen wie Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil angenommen.

Zuletzt hat das Bundeskartellamt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom einen einheitlichen bundesweiten Markt abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt bislang drei sachliche Märkte:

- (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung)¹⁸.

Da das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den Begriff „Sondervertragskunden“ in diesem Sinne nicht mehr verwendet, werden die entsprechenden Verträge im vorliegenden Monitoringbericht nur an jenen Stellen als „Sonderverträge“ bezeichnet, in denen es um die kartellrechtliche Marktabgrenzung geht. Ansonsten werden diese Verträge für die Zwecke des Monitoringberichtes als „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. als „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ bezeichnet.¹⁹ Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden zudem zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von 1.411 Stromlieferanten (juristische Personen) zugrunde (2020: 1.413 Stromlieferanten).

Im Jahr 2021 wurden nach den Angaben der Lieferanten rund 246,6 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 159,0 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt, vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen dabei 14,3 TWh auf Heizstrom. Von den restlichen 144,7 TWh Absatz an SLP-Kunden ohne Heizstrom entfielen wiederum 30,7 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden, das entspricht rund 21 Prozent, und die übrigen 113,9 TWh auf

¹⁸ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff., zuletzt Beschluss vom 30. September 2022, B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie/rhenag, Rz. 143 ff., 335 ff.

¹⁹ Der Begriff „Sondervertrag“ findet sich in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag“ treffend und werden – weil gesetzlich definiert – weiterverwendet.

SLP-Sondervertragskunden, was rund 79 Prozent entspricht. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 wurden mit 213,6 TWh an RLM und 133,8 TWh an SLP-Kunden signifikant niedrigere Mengen abgesetzt. Davon entfielen im Bereich der SLP-Kundenbelieferung auf Heizstrom rund 11,2 TWh; 25,1 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden sowie 97,4 TWh auf SLP-Sondervertragskunden. Der erhebliche Anstieg im Jahr 2021 dürfte zu einem wesentlichen Teil auf die erhöhte Nachfrage in Verbindung mit den Corona-Lockerungen zurückzuführen sein.

Abgabe Stromlieferanten

	2020 in TWh	2021 in TWh
RLM	213,6	246,6
SLP	159,0	133,8
davon Heizstrom	11,2	14,3
davon SLP-Grundversorgung	25,1	30,7
davon SLP-Sonderverträge	97,4	113,9

Tabelle 8: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung BKartA²⁰

Aus den Angaben der einzelnen Unternehmen wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Anbieter in jedem Marktsegment entfielen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“ nach den oben dargestellten Zurechnungsregeln und liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist weiterhin zu berücksichtigen, dass bei der Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht wurde oder einige Lieferanten keine Mengenangaben liefern konnten, so dass das jeweilige Marktvolumen nur ungefähr erfasst wurde. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur annähernd den tatsächlichen Marktanteilen.

Beim Vergleich mit dem Vorjahr ist zu beachten, dass es teils zu Verschiebungen auf den Endkundenmärkten gekommen ist. So hat es zu Veränderungen bei den Marktanteilen und damit in der Rangfolge der großen Stromlieferanten im Bereich RLM gegeben, so dass die aktuellen CR 4-Unternehmen nur noch zum Teil identisch sind mit jenen des Vorjahres.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell: E.ON, RWE, EWE und – neu – GETEC) im Jahr 2021 insgesamt rund 63,7 TWh ab. Ihr aggre-

²⁰ Die Diskrepanz zur Tabelle 3 in der Netzübersicht erklärt sich damit, dass in der Netzübersicht die Angaben auf den ÜNB und VNB beruhen. Demgegenüber sind hier nur die Angaben der Stromlieferanten berücksichtigt.

gierter Marktanteil betrug somit 25,8 Prozent. Ein Vergleich zum Vorjahr ist nur bedingt möglich, da im Vorjahr noch die N-Ergie zu der Gruppe der vier absatzstärksten Unternehmen gehörte. Diese setzten im Vorjahr als größte Stromlieferanten noch 60,8 TWh ab, was einem Anteil von 28,5 Prozent entsprach. Der Wert liegt nach wie vor weit unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer (gemeinsamen) marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) belief sich der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell: E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) im Jahr 2021 auf rund 41,2 TWh – im Vorjahr entfielen auf die gleichen Unternehmen noch 41,7 TWh. Der CR 4-Wert betrug auf diesem Markt für das Jahr 2021 damit rund 36,1 Prozent (2020: 42,8 Prozent). Diese Entwicklung zeigt, dass der Anteil der vier aktuell größten Stromlieferanten entgegen der Marktentwicklung (erheblicher Anstieg der Liefermengen) bei den Liefermengen leicht zurückgegangen ist. Dieser CR 4-Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auch auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden (ohne Grundversorgung und Heizstrom) im Rahmen von Sonderverträgen derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Im Bereich der Grundversorgung von SLP-Kunden betrug der kumulierte bundesweite Absatz der vier aktuell absatzstärksten Unternehmen²¹ (wiederum E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) rund 12,9 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 30,7 TWh. Der Wert betrug für die CR 4-Unternehmen demnach rund 42 Prozent. Im Jahr 2020 lag der Absatz dieser Anbieter im Rahmen der Grundversorgung noch bei rund 13,2 TWh.

Im Bereich der Belieferung von SLP-Kunden nur mit Heizstrom verfügen die Grundversorger in den lokalen räumlichen Märkten regelmäßig über eine überragende Marktstellung. Bei einer nicht der der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes entsprechenden hypothetischen bundesweiten Betrachtung betrug der kumulierte bundesweite Absatz der absatzstärksten Unternehmen (hier E.ON, EnBW, Vattenfall und Lichtblick) rund 7,8 TWh. Die gesamte Abgabe von Heizstrom betrug im Jahr 2021 rund 14,3 TWh. Somit entfielen auf die vier größten Unternehmen rund 54,7 Prozent (2020: 58,8 Prozent) der Liefermengen.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, also einschließlich Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen nicht der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes, sind aber gleichwohl geeignet, die Höhe der Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden hinweg darzustellen. Die Abgabemenge der aktuell vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden (hier E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) beläuft sich auf rund 60,2 TWh von insgesamt 159,0 TWh, was einem aggregierten Anteil von rund 37,9 Prozent entspricht. Im Jahr 2020 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 60,8 TWh, der Anteil an der Gesamtabgabemenge betrug 45,5 Prozent. Der Anteil bezüglich aller SLP-Kunden ist somit leicht höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden. Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen – wie oben dargestellt – in den

²¹ Hierbei handelt es sich um einen fiktiven Wert, der nur der Veranschaulichung der Marktverhältnisse dient, da die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes bei der Grundversorgung keine bundesweite Marktabgrenzung vorsieht.

Bereichen Heizstrom und Grundversorgung tendenziell höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinen als im Bereich der SLP-Sonderverträge (ohne Heizstrom).

Elektrizität: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden inklusive Heizstrom im Jahr 2021

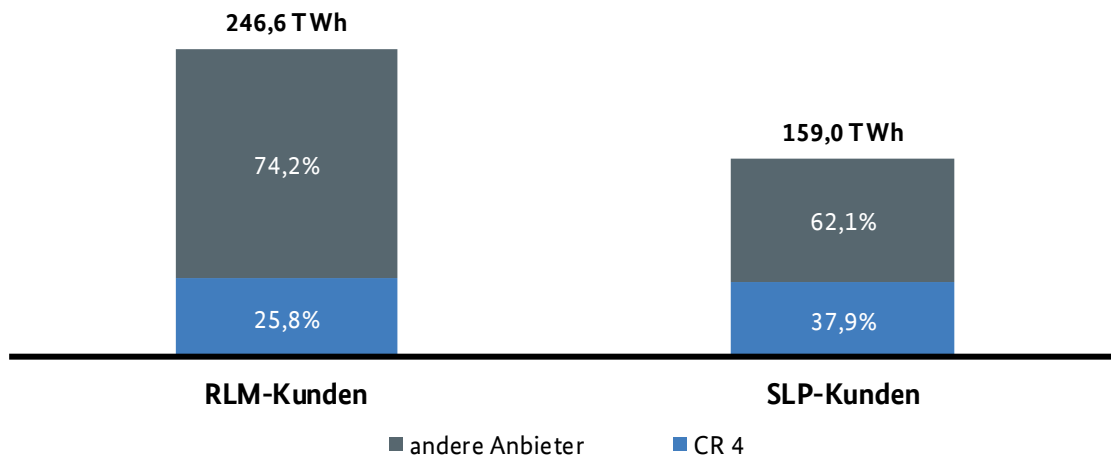


Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2021

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Neben den Informationen über die allgemeinen Formate bietet besonders der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur Kundinnen und Kunden Hilfestellungen bei Fragen zu den Pflichten der Energielieferanten sowie der Netz- und Messstellenbetreiber. Darüber hinaus informiert der Verbraucherservice Energie über Möglichkeiten zu Kundenbeschwerden sowie Schlichtungsverfahren.

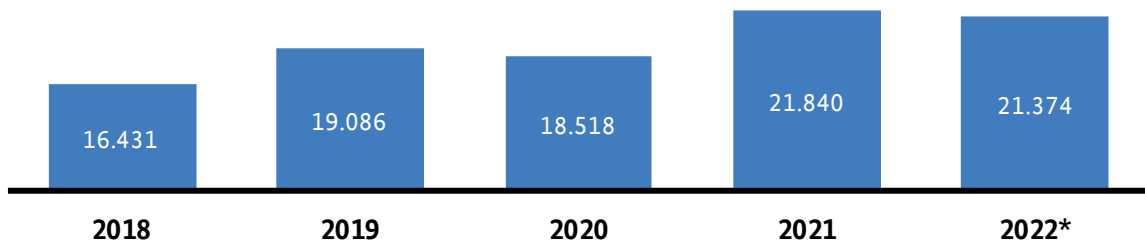
In Deutschland gibt es 48,1 Millionen angeschlossene Strom- sowie 12,8 Millionen Gashaushaltskunden. Im Jahr 2021 gab es im Strombereich circa 4,8 Millionen durchgeführte Lieferantenwechselprozesse. Beim Gas waren es circa 1,64 Millionen Prozesse.

Bis zum 30. September 2022 erreichten insgesamt 21.374 Anrufe, E-Mails, ausgefüllte Online-Formulare und Briefe die Bundesnetzagentur (2021 waren dies zum gleichen Zeitpunkt 14.807). Das entspricht einem Anstieg gegenüber dem Jahr 2021 um gut 40 Prozent.

Die telefonische Beratung des Verbraucherservice Energie nahmen (Stand 30. September 2022) bisher 6.573 Personen in Anspruch, 11.195 Personen schrieben eine E-Mail und 3.611 kontaktierten den Verbraucherservice per Brief oder über das Online-Formular. Gerade das Online-Formular wird zunehmend genutzt: Machte das Formular 2021 noch knapp 7 Prozent aller Eingänge aus, waren es 2022 bereits 13 Prozent.

Erfasst sind hier nicht die schriftlichen und telefonischen Beschwerden, die sich auf mutmaßliche unerlaubte Werbeanrufe für Strom- oder Gaslieferverträge beziehen. Die Zahl dieser Beschwerden summierte sich im ersten Halbjahr 2022 auf 8.338.

Anzahl der Verbraucheranfragen



*Stand: 30. September 2022

Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen 2018-2022

Inhaltliche Schwerpunkte

61 Prozent der Anfragen bis zum 30. September 2022 bezogen sich auf Elektrizitätsthemen. Der Schwerpunkt lag wie schon in den Vorjahren bei Vertragsfragen (Abschluss von Verträgen, Vertragsinhalte und Regelungen zur Vertragsbeendigung) und Themen rund um die Verbrauchsabrechnung. Die Absenkung der EEG-Umlage auf 0 ct/kWh zum 1. Juli 2022 führte kaum zu Rückfragen bei Verbraucherinnen und Verbrauchern. Wie genau sich die Umlagensenkung individuell auswirkt, ist für Kunden bei der nächsten Jahresabrechnung ersichtlich. Somit könnte es zu zeitverzögerten Reaktionen kommen.

Die Eingänge zu Gasthemen haben im Jahr 2022 spürbar zugenommen und umfassen nunmehr 18 Prozent aller Anfragen (2021: 12 Prozent). Dies ist zum einen auf die generell gestiegenen Beschaffungspreise zurückzuführen. Zum anderen wirkt sich die angespannte Lage der Gasversorgung in Deutschland aufgrund des Ukrainekriegs auf Verbraucherinnen und Verbraucher aus.

Diese politischen Entwicklungen rücken zunehmend die Themen rund um Preis- und Abschlagserhöhungen in den Fokus der Verbraucherinnen und Verbraucher. Das größte Interesse gilt allgemeinen Vertrags- sowie Abrechnungsfragen (vergleichbar zu den Elektrizitätsthemen). Darüber hinaus erkundigen sich immer mehr Personen über die Regelungen der Grund- und Ersatzversorgung.

Die übrigen Eingänge (21 Prozent) lassen sich nicht eindeutig zuordnen. Sie beinhalteten beispielsweise wissenschaftliche Fragestellungen, Anfragen von Beraterfirmen und solche, die nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

Mit dem sogenannten Osterpaket reagierte der Gesetzgeber 2022 auf die gestiegenen Beschaffungspreise im Herbst beziehungsweise Winter 2021 und die darauffolgenden Marktaustritte von Energielieferanten. So müssen Energielieferanten künftig eine Beendigung ihrer Tätigkeit drei Monate vorab ankündigen und ihre Haushaltskunden entsprechend informieren. Zudem hat der Gesetzgeber die Regelungen der Bildung und Anpassung der Allgemeinen Preise in der Grund- und Ersatzversorgung neu aufgestellt.

Aktuelle Verbraucherinformationen sowie Details zu den hier aufgeführten Themenblöcken finden Sie auf der Website: www.bnetza.de/verbraucherservice-energie.

5. Sektorenkopplung

Unter Sektorenkopplung wird eine Verknüpfung der energetischen Fragen Sektoren Elektrizität, Wärme, Verkehr und Industrie verstanden. Die entstandene Sektorenkopplung dient dazu, Elektrizität auch in den anderen Sektoren nutzbar zu machen und somit zu einer steigenden Defossilisierung²² des gesamten Energiesystems beizutragen. Die Defossilisierung kann wie im Falle von elektrisch angetriebenen Kraftfahrzeugen direkt durch Elektrifizierung erfolgen. Anwendungen, die z.B. wegen technischer Restriktionen nicht direkt elektrifiziert werden können, können über Nutzung synthetisch erzeugter Gase (Power-to-Gas) defossilisiert werden. Ein wesentlicher Anwendungsfall der Sektorenkopplung ist auch die elektrische Erzeugung von Wärme (Power-to-Heat), z.B. für die Beheizung privater Haushalte. Konzeptbedingt führen die Anwendungen der Sektorenkopplung für das Stromsystem zu einem Anstieg von Last bzw. Verbrauch. Die Sektorenkopplung soll jedoch keinen Selbstzweck darstellen, denn die Wirkungen auf den CO₂-Ausstoß müssen über das gesamte Energiesystem betrachtet werden. In Abhängigkeit vom technologiespezifischen Wirkungsgrad und von der Höhe der mit der Deckung des zusätzlichen Strombedarfs verbundenen CO₂-Emissionen sollen in Summe positive CO₂-Effekte entstehen.

5.1 Wasserstoff

Das Energiewirtschaftsgesetz definiert in § 3 Nr. 10f Biogas als „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16) stammen“.

Die Übersicht zur Einspeisung von Biogas in Kapitel II.B.4 liefert untergliedert auch Zahlen zur Einspeisung von dieser Definition entsprechendem Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan. Im Jahr 2021 speisten 7 Anlagen Wasserstoff und 2 Anlagen synthetisch erzeugtes Methan ein (Stichtag jeweils 31. Dezember 2021). Mit einer Energiemenge von 3,5 Mio. kWh/a Wasserstoff und 0,1 Mio. kWh/a synthetisch erzeugtem Methan machten diese Formen der Einspeisung im Jahr 2021 jedoch nur 0,035 Prozent der gesamt eingespeisten Biogasmenge aus. Wasserstoff einspeisende Anlagen haben in Summe eine Anschlussleistung von 11,3 MWel, die Anlagen, die synthetisches Methan einspeisen, haben eine Anschlussleistung von 8 MWel.

Neben diesen Anlagen gibt es eine ganze Reihe weiterer Anlagen, die allerdings das erzeugte Gas nicht in das Erdgasnetz einspeisen. Die meisten dieser Anlagen sind Demonstrations- und Forschungsanlagen. Genaue Angaben zu den technischen Spezifikationen sind in vielen Fällen nicht bekannt. Die Gesamtzahl der momentan in Betrieb befindlichen Power-to-Gas-Anlagen – inklusive der in das Gasnetz einspeisenden Anlagen – wird jedoch auf etwa 40 geschätzt, die Summe der Anlagenleistung auf mehr als 60 MWel.

Die im Szenariorahmen Strom 2023-2037/2045 genehmigten Szenarien nehmen Elektrolyseleistungen von 26 GW (A 2037), 28 GW (B 2037) und 40 GW (C 2037) bzw. 50 GW (A 2045), 55 GW (B 2045) und 80 GW (C 2045) an, wobei keine näheren Festlegungen getroffen werden, in welchem Umfang der durch Elektrolyse erzeugte

²² Der Begriff „Defossilisierung“ kann im Unterschied zum geläufigeren Begriff „Dekarbonisierung“ deutlicher zwischen der Verwendung von Kohlenstoff-Verbindungen und deren Ursprung trennen. Eine Vielzahl von (z. B. auch industriellen) Prozessen ist auf die Verwendung von Kohlenstoff angewiesen. Die Defossilisierung „erlaubt“ weiterhin diese Nutzung, solange dabei keine fossilen Kohlenstoffe verbraucht werden.

Wasserstoff anschließend evtl. methanisiert wird. Im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 sind diese Annahmen zu berücksichtigen.

5.2 Elektromobilität

Mit Inkrafttreten der Ladesäulenverordnung (LSV) im März 2016 haben Betreiber von Ladeinfrastruktur der Bundesnetzagentur die In- und Außerbetriebnahme von Ladepunkten anzuzeigen. Die Anzeigepflicht umfasst dabei insbesondere Details zur technischen Ausstattung der bereitgestellten Ladeinfrastruktur. Anzeigepflichtig sind alle öffentlich zugänglichen Schnellladepunkte und diejenigen Normalladepunkte die nach Inkrafttreten der LSV in Betrieb genommen wurden. Meldungen nicht anzeigepflichtiger Ladepunkte sind möglich.

Zum 01.01.2022 trat eine novellierte LSV in Kraft (Zweite Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung vom 2. November 2021; BGBl. I S. 4788). Eine zentrale Änderung betrifft das Bezahlssystem an Ladepunkten beim Ad-hoc Laden. Künftig muss als Mindestanforderung ein kontaktloser Zahlungsvorgang mittels gängiger Kredit- und Debitkarte angeboten werden. Auch muss bei neu errichteten Ladepunkten eine Schnittstelle vorhanden sein, die genutzt werden kann, um Standortinformationen und dynamische Daten zu übermitteln.

Bis zum 1. Juli 2022 wurden der Bundesnetzagentur insgesamt 34.476 Ladeeinrichtungen mit 66.132 Ladepunkten angezeigt.²³ Dabei handelt es sich um 55.549 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 10.583 Schnellladepunkte (siehe <https://www.bnetza.de/ladeinfrastruktur>). Im Jahr 2021 wuchs der Bestand um 8.179 Ladeeinrichtungen und 15.581 Ladepunkte.

Zum 1. Juli 2022 waren laut Kraftfahrt-Bundesamt 1.440.574 mittels externer Lademöglichkeit ladbare Personenkraftwagen in Deutschland zugelassen. Darunter fielen 756.517 vollelektrisch betriebene Fahrzeuge und 684.057 Plug-In-Hybride.

5.3 Elektrische Wärmeerzeugung

Nach wie vor dienen nahezu 100 Prozent der sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen der elektrischen Wärmeerzeugung, insbesondere sind dies Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen. Für 1.813.007 steuerbare Verbrauchseinrichtungen erheben die befragten Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um 36.242 Verbrauchseinrichtungen (siehe I.C.7.2). Dabei ist ein wesentlicher Rückgang von Nachtspeicherheizungen zu verzeichnen, wohingegen die Anzahl an Wärmepumpen zugenommen hat.

Zu beachten ist, dass die Anzahl der insgesamt angeschlossenen Wärmepumpen und anderer elektrischer Heizungen von der hier genannten Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit einer Vereinbarung nach § 14a EnWG noch einmal deutlich abweichen kann.

Aufgrund der politischen Zielsetzungen ist zukünftig mit einer starken Zunahme der Wärmepumpen zu rechnen. So sieht die im Rahmen des Wärmepumpengipfels erzielte Absichtserklärung vor, bis zum Jahr 2024 die Voraussetzungen dafür zu schaffen, jährlich bis zu 500.000 Wärmepumpen neu installieren zu können.

²³ Bundesnetzagentur (2022), Ladeinfrastruktur in Zahlen (Stand: 1. Juli 2022)

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

1.1 Nettostromerzeugung 2021

Die jährliche Nettostromerzeugung kann seit dem Jahr 2015 nach einzelnen Energieträgern aufgeschlüsselt werden.²⁴ Eine detaillierte Betrachtung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG und deren Entwicklung findet sich im Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“. Daher werden die Erneuerbaren Energien in der folgenden Abbildung bzw. Tabelle nur in aggregierter Form dargestellt.

Elektrizität: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

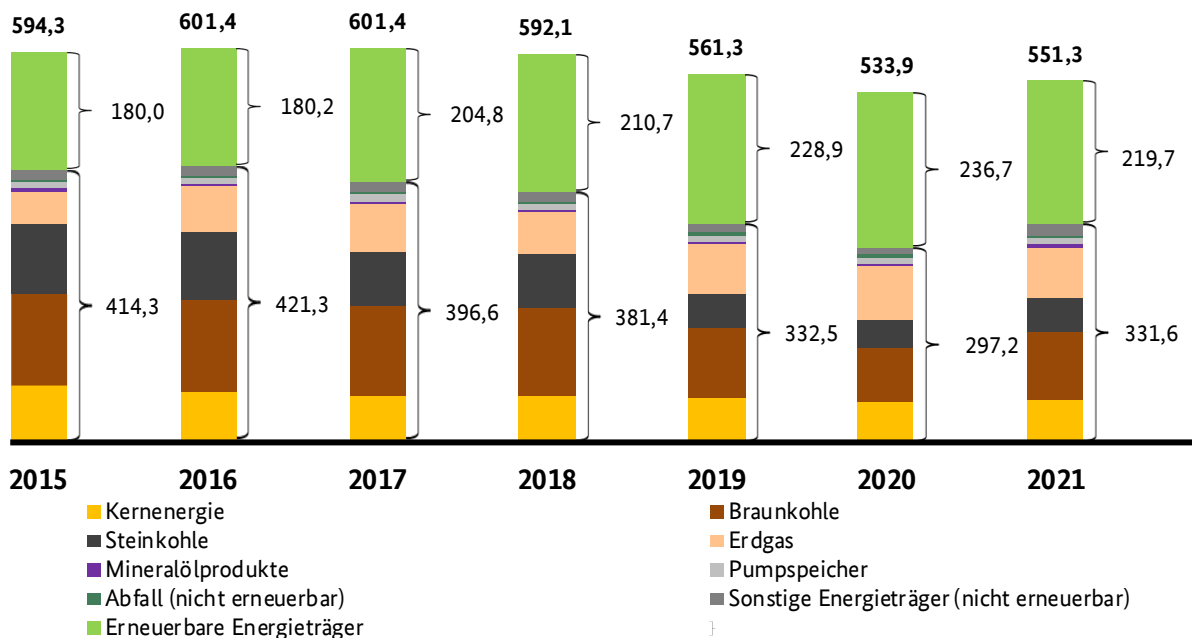


Abbildung 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2015

²⁴ Die Nettostromerzeugung wurde auf Basis der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ermittelt und kann von vergleichbaren Werten anderer Herausgeber abweichen.

Elektrizität: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kernenergie	85,1	78,3	70,5	70,4	69,5	61,8	65,4
Braunkohle	142,5	139,9	137,5	135,9	104,2	83,5	102,8
Steinkohle	106,1	103,3	83,5	80,3	53,4	40,2	51,3
Erdgas	48,7	68,0	72,7	64,4	75,5	82,1	77,8
Mineralölprodukte	4,3	3,9	3,5	3,5	3,1	4,5	4,8
Pumpspeicher	10,1	9,9	10,2	9,2	9,8	10,2	9,0
Abfall (nicht erneuerbar)	4,2	4,3	4,3	4,2	4,1	4,0	4,0
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	13,4	13,6	14,3	13,6	12,9	10,9	16,5
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	414,3	421,3	396,6	381,4	332,5	297,2	331,6
Erneuerbare Energieträger	180,0	180,2	204,7	210,7	228,9	236,7	219,7
Insgesamt	594,3	601,4	601,3	592,1	561,3	533,9	551,3

Tabelle 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2015

Im Jahr 2021 nahm die gesamte Netto-Stromerzeugung im Gegensatz zum Jahr 2020 wieder leicht zu, lag aber immer noch unter dem Niveau von 2019. Insbesondere bei den Energieträgern Kernenergie, Braun- und Steinkohle erhöhte sich die Stromerzeugung im Vergleich zum Jahr 2020 stark. Die Stromerzeugung aus Erdgas verzeichnete einen Rückgang. Die Stromerzeugung aus Mineralöl nahm gering zu. Die Stromerzeugungsmengen aus Erneuerbaren Energieträgern waren aufgrund der vergleichsweise wind- und sonnenarmen Witterung, trotz gestiegener installierter Leistung, rückläufig.

Die Zunahme der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2021 ist insbesondere mit der teilweisen konjunkturellen Erholung der Wirtschaftsleistung²⁵ und dem damit einhergehenden höheren Stromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr zu erklären.

Die Stromerzeugung aus Steinkohle stieg um rund 27,6 Prozent, die der Braunkohle um rund 23,1 Prozent, trotz der gesetzlichen Stilllegung von Niederaußem D nach KVBG zum 31.12.2020, dem Kohleverbot zum

²⁵ Vgl. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/01/PD22_020_811.html

08.07.2021 aus der 1. Ausschreibungsrunde und zum 08.12.2021 aus der 2. Ausschreibungsrunde nach KVBG sowie des Anstiegs der CO₂-Zertifikatspreise.

Zu erklären ist dies unter anderem damit, dass Kohlekraftwerke andere Energieträger, wie nachfolgend beschrieben, teilweise ersetzen mussten.

Die Stromerzeugung aus Erdgas ging um rund 5,2 Prozent zurück. Dieser Rückgang ist hauptsächlich mit den seit Herbst 2021 kräftig gestiegenen Erdgaspreisen zu erklären. Ein weiterer relevanter Grund für die Zunahme der Kohleverstromung ist der Rückgang der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere die der Windkraft. Gerade die ersten Monate des Jahres 2021 waren im Gegensatz zu 2020 sehr windstill und trotz Zubaus konnte die Erzeugung im Vergleich zum Jahr 2020 nicht mehr aufgeholt werden. Darüber hinaus war das Jahr 2021 vergleichsweise sonnenarm. Trotz eines starken Zuwachses von neu gebauten PV-Anlagen erreichte die Stromerzeugung nur das Niveau des Jahres 2020. Mehr Informationen zur Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien nach EEG finden sich in Kapitel EE.

Mineralölkraftwerke erzeugten rund 6,6 Prozent mehr Strom.

Die Stromerzeugung aus den letzten sechs Kernkraftwerken erreichte einen moderaten Zuwachs von rund 5,8 Prozent.

Aus den oben genannten Gründen ist der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 auf rund 40 Prozent gesunken (siehe auch Kapitel Stromverbrauch).

Der folgenden Abbildung sind die prozentualen Anteile der einzelnen Energieträger an der gesamten Nettostromerzeugung des Jahres 2021 zu entnehmen.

Elektrizität: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung in TWh

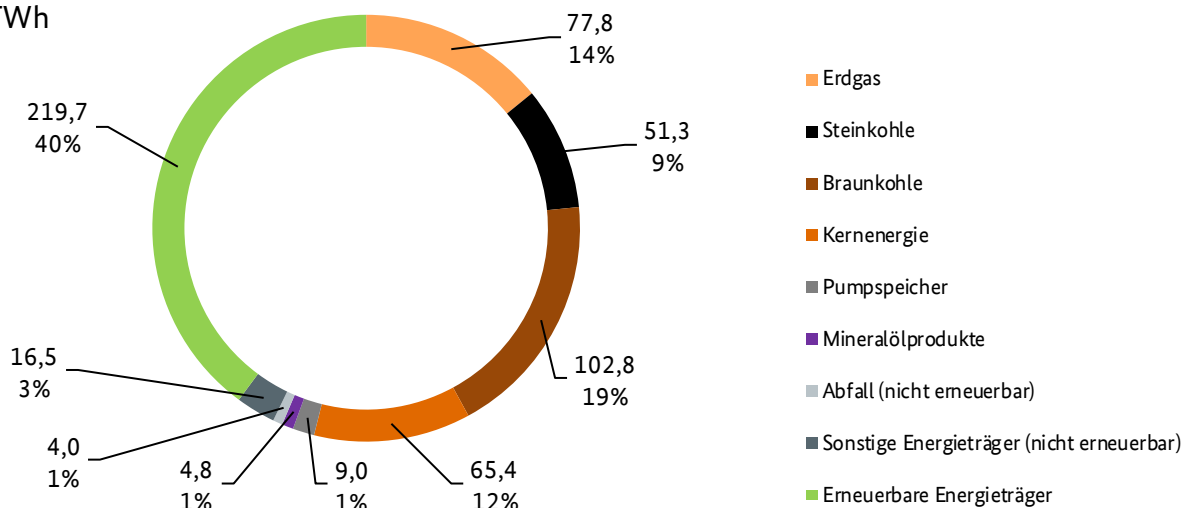


Abbildung 10: Anteile der Energieträger an der Nettostromerzeugung im Jahr 2021

1.2 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2021

Die Bundesnetzagentur hat bei den Betreibern von Stromerzeugungseinheiten mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW (je Standort) den mit der Stromerzeugung einhergehenden CO₂-Ausstoß für das Jahr

2021 abgefragt.²⁶ Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der CO₂-Emissionen anzugeben, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist. In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse der Befragung der Kraftwerksbetreiber dargestellt.

Elektrizität: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

in Mio. t

	CO ₂ -Emissionen			Veränderung zu
	2019	2020	2021	2020
Braunkohle	117,0	94,2	115,3	21,0
Steinkohle	47,9	36,3	45,6	9,3
Erdgas	26,3	30,0	28,0	-2,0
Mineralölprodukte	1,3	3,1	3,7	0,6
Abfall	8,0	7,2	7,8	0,7
Sonstige Energieträger	17,2	12,3	12,0	-0,3
Gesamt	217,8	183,1	212,4	29,3

Tabelle 10: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Die Zunahme der Netto-Stromerzeugung schlägt sich ebenfalls im gestiegenen CO₂-Ausstoß zur Stromerzeugung nieder (+ 29,3 Mio. t CO₂). Die Gründe für die erhöhte Stromerzeugung können Kapitel Nettostromerzeugung 2021 entnommen werden. Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber waren Braunkohlekraftwerke mit 115,3 Mio. t CO₂ für über die Hälfte aller CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (54,6 Prozent) verantwortlich. Steinkohlekraftwerke stießen im Vergleich zum Vorjahr 9,3 Mio. t mehr CO₂ aus. Aufgrund der geringeren Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken wurden 2,0 Mio. t CO₂ weniger ausgestoßen. Die restlichen emittierten Tonnen CO₂ verteilen sich entsprechend obiger Tabelle auf Mineralölkraftwerke, Abfallkraftwerke und sonstige Energieträger.

²⁶ Der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung wurde auf Basis der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ermittelt und kann von vergleichbaren Werten anderer Herausgeber abweichen.

1.3 Kraftwerksbestand 2021 in Deutschland

Die Entwicklung der installierten Nettonennleistung seit dem Jahr 2015 kann aus nachfolgender Abbildung sowie der darauffolgenden Tabelle entnommen werden (umfasst sind auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt, bspw. in der Netzreserve befinden oder vorläufig stillgelegt sind)²⁷.

Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung in GW

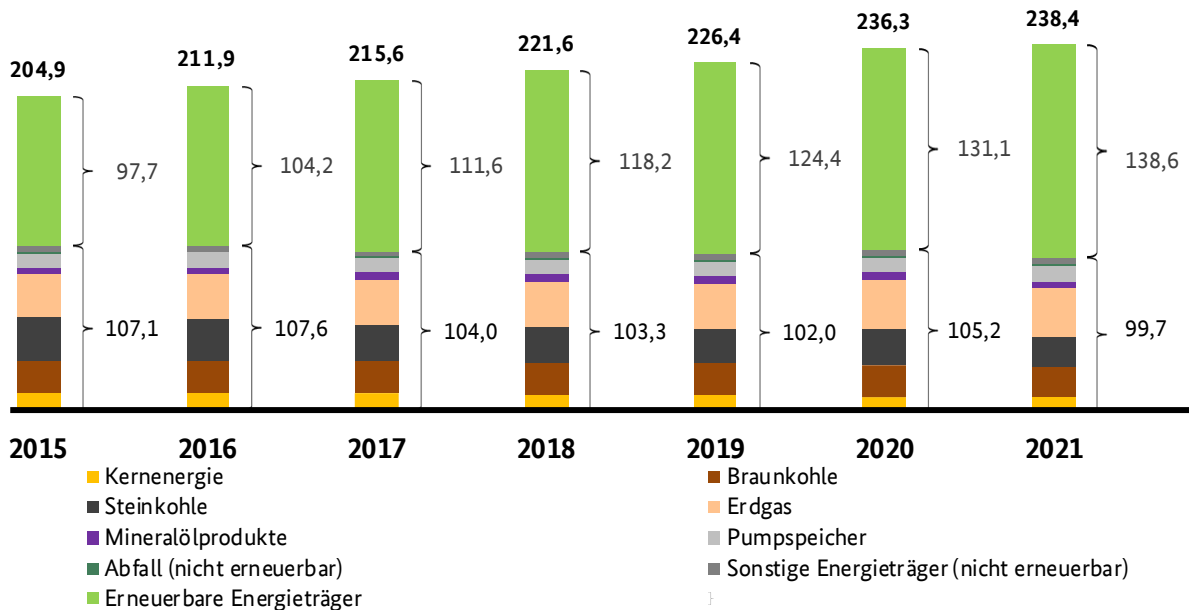


Abbildung 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2015

Aufgrund der Änderung der Systematik durch Umstellung auf die Stammdaten aus dem MaStR, ist ein Vergleich mit den Monitoringzahlen vor 2020 nicht uneingeschränkt möglich.

Die installierten Netto-Erzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien haben sich um 7,5 GW erhöht. Der Rückgang der konventionellen Energieträger ist vor allem auf die Stilllegungen von Braun- und Steinkohleanlagen nach dem KVVG und weiteren Stilllegungen einzelner Anlagen zurückzuführen.

Die gesamten Erzeugungskapazitäten lagen demnach im Jahr 2021 bei 238,4 GW. Hiervon sind 99,8 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 138,6 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

²⁷ Seit dem Monitoring 2021 werden bei den Kraftwerksbetreibern keine Leistungsdaten mehr abgefragt, die im Marktstammdatenregister (MaStR) einzutragen sind. Daher basieren die Auswertungen seit dem Jahr 2021 auf den Leistungsdaten aus dem MaStR und können von den bisherigen Monitoringberichten abweichen.

Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung in GW

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kernenergie	10,8	10,8	10,8	9,5	9,5	8,1	8,1
Braunkohle	21,4	21,3	21,1	20,9	20,9	20,9	19,9
Steinkohle	28,7	27,4	24,0	23,8	22,7	23,7	19,1
Erdgas	28,4	29,7	29,8	30,1	30,1	32,5	32,8
Mineralölprodukte	4,2	4,6	4,4	4,4	4,4	4,9	4,8
Pumpspeicher	9,4	9,5	9,5	9,8	9,8	9,7	9,7
Abfall (nicht erneuerbar)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3,4	3,5	3,5	3,5	3,7	4,4	4,4
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	107,1	107,6	104,0	103,1	102,0	105,2	99,8
Erneuerbare Energieträger	97,7	104,2	111,6	118,2	124,4	131,1	138,6
Insgesamt	204,9	211,8	215,6	221,3	226,4	236,3	238,4
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Erzeugungsleistung	48%	49%	52%	53%	55%	55%	58%

Tabelle 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2015

Der Leistungszuwachs im Jahr 2021 lag insbesondere bedingt durch den weiter voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien in der Größenordnung des Vorjahres. Gegenüber dem Jahr 2011 (Beginn der Zeitreihe) stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energien um 72,1 GW. Eine detaillierte Betrachtung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG sowie deren Entwicklung findet sich in Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“.

1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland

Mit Stichtag zum 02. November 2022 sind 239,0 GW Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) installiert. Davon sind 95,8 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 143,2 GW den erneuerbaren Energieträgern (Stand: 30. Juni 2022) zugeordnet. Aufgrund von zwischenzeitlichen Stilllegungen aber auch Inbetriebnahmen reduzierte sich die Leistung im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger gegenüber dem 31.12. 2021 um rund 3,9 GW. Dies begründet sich im Wesentlichen durch die drei Stilllegungen der Kernkraftwerke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C sowie die Stilllegungen der Braunkohleblöcke Neurath B, Weisweiler E und Niederaußem C jeweils zum 31.12.2021. Im Detail wird auf die installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“ eingegangen.

Elektrizität: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung in GW

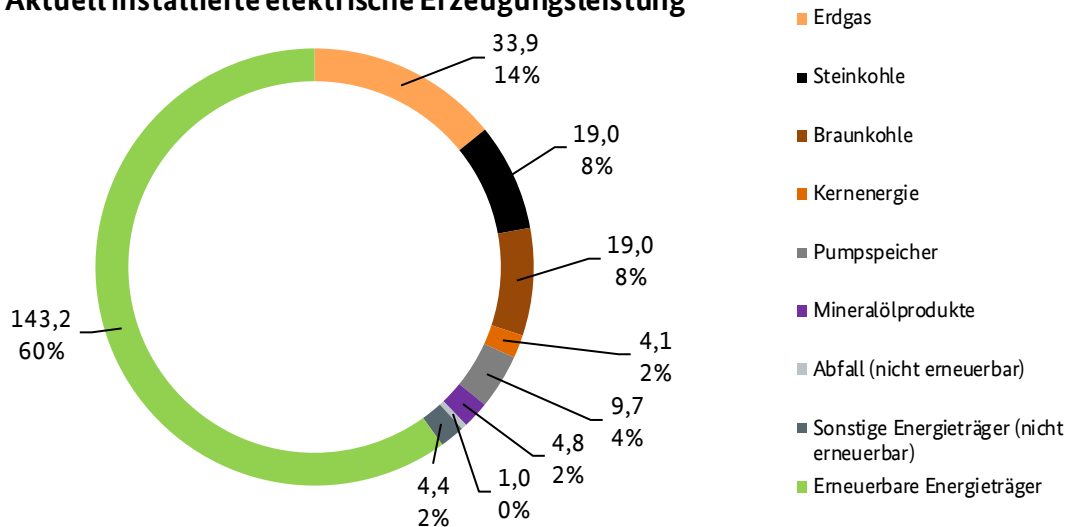


Abbildung 12: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung zum 02. November 2022

Elektrizität: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2016

Jahr		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 ⁽¹⁾	Gesamt
Aus dem Markt ausgeschiedene Leistung in MW		2.039	4.610	2.861	3.947	375	10.244	478	22.668*
	Leistung in MW	1.687	2.764	1.767	1.753	78	538	184	8.771
davon endgültig stillgelegt ⁽²⁾	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	36	41	34	35	33	34	26	34
	Leistung in MW	352	562	1.094	792	0	0	0	2.800
Im Jahr hinzugekommene Sicherheitsbereitschaft ⁽³⁾	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	31	49	41	39	-	-	-	41
	Leistung in MW	0	1.284	0	1.402	0	4.058	0	6.744
Stilllegungen gemäß Atomausstiegsgesetz ⁽⁴⁾	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	33	-	34	-	36	-	35
	Leistung in MW	0	0	0	0	297	5.648	294	6.239
Kohlestromvermarktungs- & Verfeuerungsverbote & Stilllegungen	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	52	36	50	37

[1] vorläufige Werte inkl. gesetzlich festgelegte Leistung bis zum 02. November 2022

[2] enthalten sind alle stillgelegten Anlagen nach § 13b und ohne § 13b EnWG

[3] Die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft sollten nach vier Jahren endgültig stillgelegt werden und befanden sich ab dem jeweiligen dargestellten Jahr bereits außerhalb des Strommarktes. Die Kraftwerke, welche 2016 und 2017 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden, sind bereits stillgelegt. Die Kraftwerke, welche in 2018 und 2019 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden, sind gem. § 50d EnWG in eine Versorgungsreserve überführt worden und dürfen bis zum 31.03.2024 nicht stilllegen. Gegenwärtig sind sie bis zum 30.06.2023 befristet an den Markt zurückgekehrt.

(4) die Stilllegungszeitpunkte der 19. Novelle des Atomgesetzes (Inkrafttreten: 09.12.2022) sind berücksichtigt.

* Die Leistungen der Kraftwerke, welche der Sicherheitsbereitschaft in den Jahren 2018 und 2019 neu überführt wurden, werden nicht der gesamten aus dem Markt ausgeschiedenen Leistung hinzuaddiert. Diese Leistung in Höhe von 1.886 MW befindet sich gem. § 50d EnWG aktuell in der Versorgungsreserve. Aufgrund der Versorgungsreserveabruflverordnung befinden sich diese aktuell am Strommarkt.

Tabelle 12: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2016

Elektrizität: Entwicklung der außerhalb des Marktes vorgehaltenen Kraftwerksleistung

Jahr		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 ⁽¹⁾	Gesamt*
Vorgehaltene Kraftwerksleistung in MW		1.717	2.272	0	0	1.481	1.565	4.006	12.752
davon vorläufig stillgelegt ⁽²⁾	Leistung in MW	29	40	0	0	0	0	0	1.767
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	49	25	-	-	-	-	-	37
davon Netzreserve gem. § 13b EnWG ⁽³⁾	Leistung in MW	1.688	2.232	0	0	425	0	0	4.358
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	29	38	-	-	38	-	-	31
davon Kapazitätsreserve gem. § 13e EnWG	Leistung in MW	-	-	-	-	1.056	0	30	1.086
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	37	-	47	37
davon Versorgungsreserve gem. § 50d EnWG ⁽⁴⁾	Leistung in MW	-	-	-	-	-	-	1.886	1.886
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	-	-	40	40
davon Netzreserve gem. § 26 KVBG ⁽⁵⁾	Leistung in MW	0	0	0	0	0	1.565	2.090	3.655
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	-	34	47	45

[1] vorläufige Werte inkl. gesetzlich festgelegte Leistung bis zum 02. November 2022

[2] enthalten sind alle vorläufig stillgelegten Anlagen nach § 13b und ohne § 13b EnWG

[3] teilweise gab es Marktrückkehrungen aus der Netzreserve und gem. § 50a Abs.1 EnWG i.V.m. der StaaV dürfen Anlagen befristet bis zum 31.03.2024 an den Markt zurückkehren, sofern Sie keinen Strom aus Erdgas erzeugen.

[4] Die Anlagen aus § 13g Abs. 1 EnWG wurden am 01.10.2022 in die Versorgungsreserve ge. § 50d EnWG überführt und müssen mit Ablauf des 31.03.2024 stillgelegt werden. Durch den Erlass der Versorgungsreserveabrufverordnung haben die Betreiber der Kraftwerke in Versorgungsreserve von ihrem Recht Gebrauch gemacht und die Kraftwerke an den Strommarkt zurückgeführt. Diese Teilnahme am Strommarkt ist bis zum 30.06.2023 befristet.

[5] Insbesondere für Anlagen aus der 3. und 4. Ausschreibungsrunde mit Kohleverbot zum 31.10.2022 bzw. 22.05.2023 gem. § 52 Abs. 2 KVBG ist die endgültige Stilllegung bis zum 31.03.2024 verboten. Diese Anlagen werden automatisch ab dem Kohleverbot in die Netzreserve überführt (§ 50a Abs.4 S.1 und 2 EnWG). Solange die Alarmstufe bzw. die Notfallstufe des Notfallplans Gas ausgerufen ist und StaaV gilt, dürfen solche Anlagen auch befristet an den Markt zurückkehren. Von ihrem Recht auf eine befristete Marktrückkehr haben bis jetzt fast alle Betreiber aus der 3. Ausschreibung Gebrauch gemacht.

*aktueller Stand zum 02.11.2022 (enthalten sind auch Leistungen vor 2016)

Tabelle 13: Entwicklung der außerhalb des Marktes vorgehaltenen Kraftwerksleistung seit 2016

1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Abbildung 13 zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen auf die einzelnen Bundesländer mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern. Auch gegenwärtig nicht am Markt agierende Kraftwerke sind in der Abbildung enthalten. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, in der Schweiz und in Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten (insgesamt 4,4 GW). Im Bereich der nicht erneuerbaren Energien sind in der Grafik Kraftwerke ab einer Leistung von 10 MW je Standort enthalten. Kleinere, nicht nach dem EEG förderberechtigte Anlagen mit einer Leistung unter 10 MW erfasst die Bundesnetzagentur im Monitoring in aggregierter Form je Energieträger. Die einzelnen Anlagen können daher nicht einem bestimmten Bundesland zugeordnet werden (insgesamt 6,9 GW).

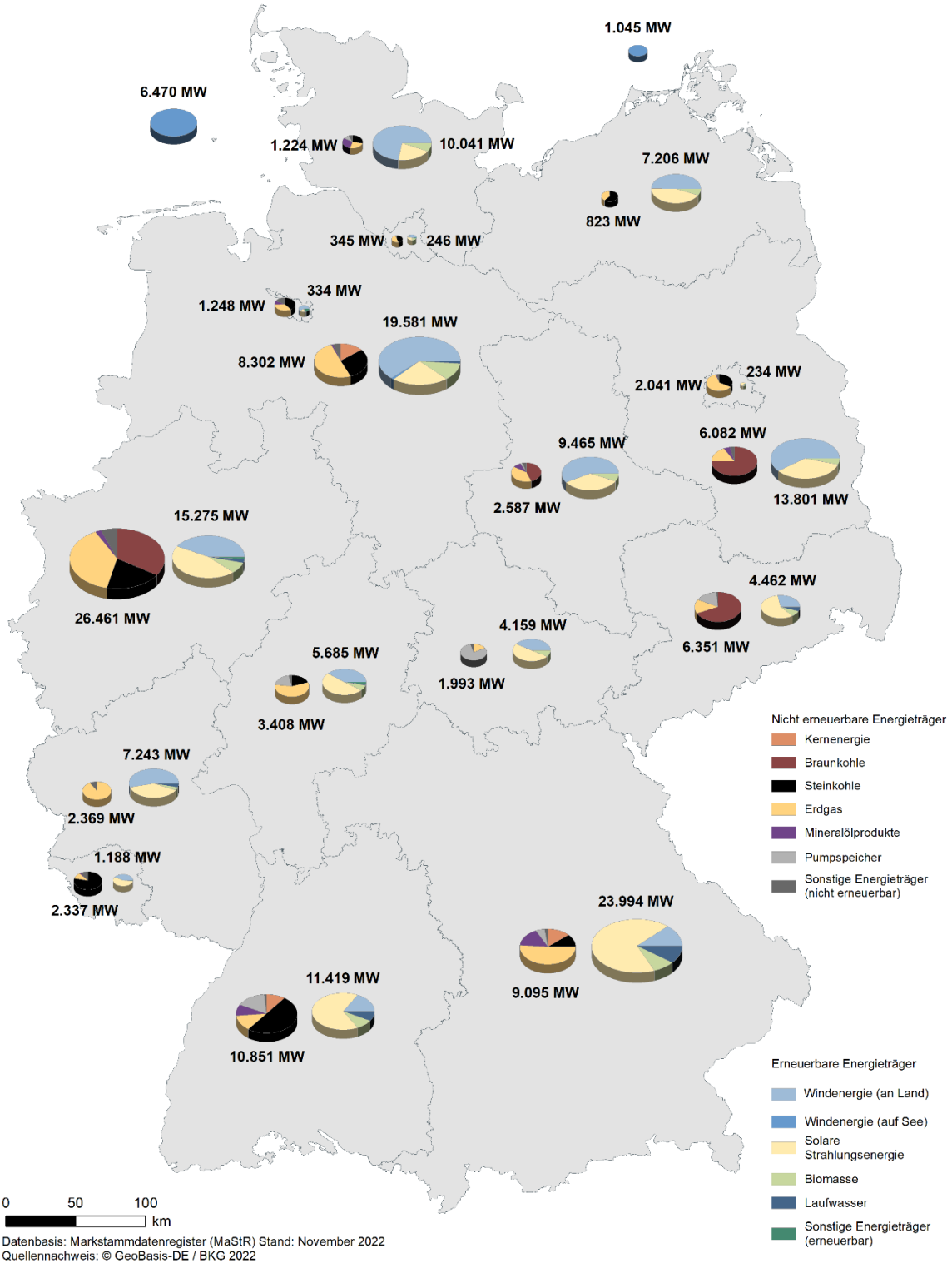


Abbildung 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

Elektrizität: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland, inklusive vorläufig stillgelegter Kraftwerke, Kraftwerke in Netzreserve und Kapazitätsreserve*
 in MW

Bundesland	Nicht erneuerbare Energieträger							Erneuerbare Energieträger						Summe
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernenergie	Pump-speicher	Mineralöl-produkte	Sonstige	Biomasse	Wasserkraft	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs-energie	Sonstige	
BW	0	5.477	1.218	1.310	1.876	779	191	981	746	0	1.759	7.889	44	22.270
BY	0	857	4.655	1.410	586	1.369	219	1.968	2.019	0	2.581	17.274	152	33.089
BE	0	653	1.267	0	0	34	87	44	0	0	17	156	18	2.276
BB	4.572	0	931	0	0	334	245	508	5	0	8.004	5.206	79	19.883
HB	0	469	459	0	0	86	234	14	10	0	198	57	56	1.582
HH	0	154	171	0	0	0	20	45	0	0	119	71	12	591
HE	34	687	1.881	0	645	25	136	316	63	0	2.318	2.876	112	9.093
MV	0	514	294	0	0	0	14	410	3	48	3.550	3.185	9	8.028
NI	19	2.166	4.153	1.336	0	119	509	1.909	265	224	11.789	5.335	60	27.884
NW	8.508	5.867	9.450	0	162	638	1.836	1.104	301	0	6.678	6.975	217	41.736
RP	0	0	2.121	0	0	11	237	202	231	0	3.836	2.924	51	9.612
SL	0	1.825	226	0	0	35	252	11	12	0	510	641	14	3.525
SN	4.403	0	760	0	1.085	17	87	318	212	0	1.259	2.665	8	10.813
ST	1.113	0	1.029	0	80	229	136	528	29	0	5.300	3.515	93	12.053
SH	0	342	333	0	119	332	97	623	5	0	7.227	2.159	28	11.265
TH	0	0	373	0	1.509	0	111	306	36	0	1.750	2.061	6	6.152
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.470	0	0	0	6.470
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.045	0	0	0	1.045
Summe	18.648	19.011	29.321	4.056	6.061	4.009	4.410	9.285	3.935	7.787	56.893	62.989	958	227.363

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (6.929 MW)

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Dänemark, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (4.410 MW)

* Diese Tabelle umfasst folgende Betriebsstände: in Betrieb, saisonale Konservierung, befristete Strommarktückkehr, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Kapazitätsreserve, Netz- und Kapazitätsreserve

Tabelle 14: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

1.6 Bivalenz

Unter Bivalenz bzw. bivalentem Betrieb eines Kraftwerkes/einer Stromerzeugungseinheit versteht man Stromerzeugungseinheiten, welche neben dem Hauptbrennstoff der Turbine auch mit einem anderen Brennstoff betrieben werden können. Damit verbunden ist meistens ein Leistungsverlust der Turbine von bis zu 55 Prozent im Vergleich zum Betrieb des Hauptenergieträgers. Durch die geopolitischen Veränderungen in Europa und der damit einhergehenden Rohstoffknappheit sowie den ohnehin schon sehr hohen Rohstoffpreisen gewinnt die Fähigkeit, Kraftwerke im Notfall bivalent betreiben zu können, aktuell an Bedeutung.

Für den bivalenten Betrieb kommen grundsätzlich folgende Energieträger in Betracht: Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Biomasse, Mineralöl, sonstige Energieträger. Zur besseren visuellen Darstellung und der Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen wird ausschließlich in Erdgas, Braun- und Steinkohle zusammengefasst und der Rest unter Sonstiges betrachtet. In Folgender Grafik ist dargestellt, welche verbleibende Leistung im Verhältnis zur Nettonennleistung der einzelnen Stromerzeugungseinheiten im bivalenten Betrieb noch zur Verfügung steht.

Verbleibene Leistung im bivalenten Betrieb in MW

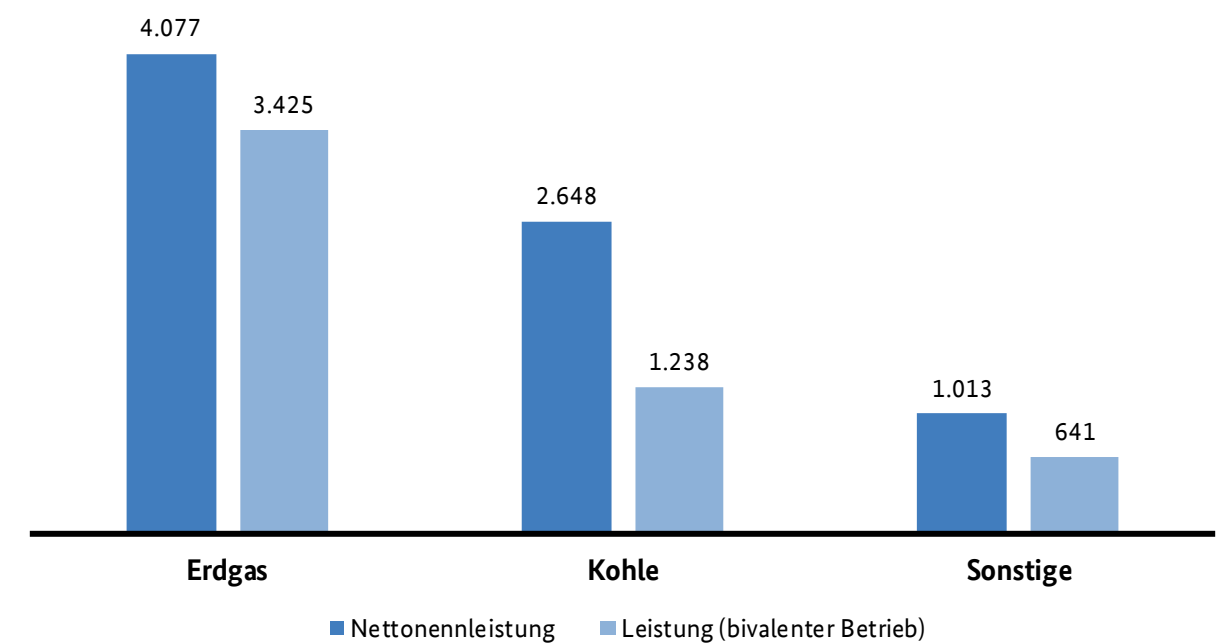


Abbildung 14: Verbleibende Leistung im bivalenten Betrieb

Es ist klar ersichtlich, dass sich hauptsächlich Erdgas- und Kohlekraftwerke für einen Betrieb mit einem anderen Energieträger eignen. Im Verhältnis zur gesamten installierten Leistung ist die Bedeutung der bivalenten Kraftwerke gering. Rund 13 Prozent (4,1 GW) der gesamten installierten Leistung an Erdgas ist bivalent betreibbar (entspricht 3,4 GW Leistung im bivalenten Betrieb).

Bei Kohle sind es rund 7 Prozent (2,6 GW mit 1,2 GW bivalenter Leistung) und bei den sonstigen Energieträgern rund 5 Prozent (1,0 GW bei 0,6 GW bivalenter Leistung). Geografisch betrachtet befinden sich in Süddeutschland²⁸ (4,1 GW bzw. 2,6 GW nach Umstellung auf anderen Energieträger). In Norddeutschland sind 3,6 GW bzw. nach Umstellung 2,7 GW der installierten Leistung nach Umstellung verfügbar.

Verbleibende Leistung aufgeteilt auf die Ersatzbrennstoffe in GW

Energieträger im bivalenten Betrieb									
Hauptenergie-träger	Abfall	Erdgas	Heizöl	Heizöl extra leicht (Heizöl EL)	Heizöl schwer (Heizöl S)	sonstige Mineralöl produkte	Sonstige	Stein-kohle	Gesamt
Erdgas	0,0	0,0	12,1	3.203,3	70,0	0,0	15,5	25,8	3.326,7
Kohle	11,5	412,1	0,0	65,9	748,5	0,0	0,0	0,0	1.238,0
Sonstige	0,0	60,0	0,0	410,8	0,0	0,0	142,6	0,0	613,4
Gesamt	11,5	472,1	12,1	3.679,9	818,5	0,0	158,1	25,8	5.178,1

Tabelle 15: Verbleibende Leistung aufgeteilt auf die Ersatzbrennstoffe

Tabelle 15 beschreibt anhand der verbleibenden Leistung im bivalenten Betrieb, wie sich diese Leistung auf die Ersatzbrennstoffe verteilt. Der ursprüngliche Energieträger ist ebenfalls enthalten.

Im Monitoring 2022 wurden auch Fragen zur Möglichkeit der Umrüstung einer Anlage auf Bivalenz gestellt. Auch hier ist der Anteil an ohne Änderung der bestehenden BImSchG-Genehmigung potentiell umrüstbaren Stromerzeugungseinheiten mit rund 8 Prozent eher gering (insgesamt 574 MW).

²⁸ Näherungsweise werden folgende Bundesländer Süddeutschland zugeordnet: Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland

Möglichkeit auf bivalenten Betrieb umzurüsten

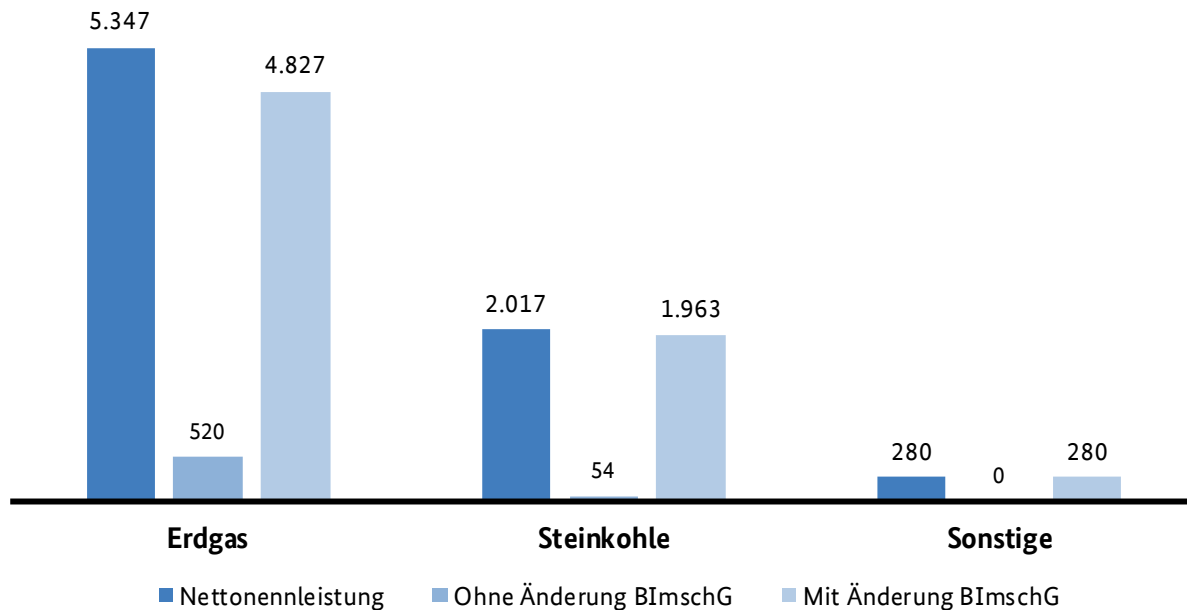


Abbildung 15: Möglichkeit auf bivalenten Betrieb umzurüsten

Fast alle Kraftwerke benötigen eine Änderung der bestehenden BImSchG-Genehmigung bei Umstellung auf einen anderen Energieträger. Das erklärt die seitens der Betreiber angegebenen Zeiträume für die Umrüstung. In der Hälfte der Fälle würde diese länger als 24 Monate dauern.

Eine besondere Bedeutung für die Bivalenz haben die systemrelevanten Erdgaskraftwerke²⁹. Für diese bestehen gewisse Pflichten nach § 13f Abs. 2 EnWG eine Bivalenz des Kraftwerkes vorzuhalten. Folgende Daten können hierzu genannt werden: Es sind 10,3 GW an systemrelevanten Erdgaskraftwerken installiert (32 Prozent der gesamten installierten Leistung an Erdgaskraftwerken in Deutschland). 1,4 GW der systemrelevanten Erdgaskraftwerke sind bereits bivalent betreibbar. Im bivalenten Betrieb würden noch 1,3 GW zur Verfügung stehen (89 Prozent der bivalent betreibbaren Stromerzeugungseinheiten). Eine Umrüstung ist bei weiteren 2,6 GW der Anlagen möglich. Nicht umrüstbar sind dagegen 4,9 GW. Der Bundesnetzagentur liegen keine Informationen vor, weshalb diese Kraftwerke nicht umrüsten können bzw. ob dies den Kraftwerksbetreibern unzumutbar wäre.

²⁹ Die Rechte und Pflichten von systemrelevanten Erdgaskraftwerken sind in § 13f EnWG festgelegt. Der Übertragungsnetzbetreiber kann beantragen ein Gaskraftwerk als systemrelevant einstufen zu lassen. Dazu muss das Gaskraftwerk eine Nettonennleistung von mehr als 50 MW aufweisen und der Übertragungsnetzbetreiber muss darlegen, dass dieses Kraftwerk für die Sicherheit des Netzes erforderlich ist. Eine aktuelle Übersicht der ausgewiesenen Erdgaskraftwerke nach § 13f EnWG können hier eingesehen werden: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html

1.7 Speicher und Pumpspeicher

Der Begriff Stromspeicher umfasst Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben (§ 3 Nr. 15d EnWG). Zu gängigen Stromspeichertechnologien zählen insbesondere Batteriespeicher, Luftdruckspeicher oder Pumpspeicher. Stromspeichern kommt energiewirtschaftlich eine Doppelfunktion zu. Sie sind einerseits Letztverbraucher der eingespeicherten Strommengen. Der Strom, der in einen Stromspeicher eingespeichert wird, wird in eine andere energetische Form umgewandelt und dadurch letztverbraucht. Generell werden Speicher dabei hinsichtlich der aus dem Netz entnommenen elektrischen Energie als Letztverbraucher betrachtet (vgl. BGH EnVR 56/08 Rn. 9). Andererseits ist der Speicherbetreiber auch Erzeuger hinsichtlich der ausgespeicherten Strommengen.

Entsprechend dieser Zuordnung gelten Vorgaben und Pflichten für Speicherbetreiber. So fallen an sich auch bei der Nutzung von Stromspeichern für alle aus dem Netz bezogenen, gelieferten bzw. letztverbrauchten Strommengen Netzentgelte und Umlagen an. Aus verschiedenen Gründen gelten für Stromspeicher zahlreiche Sonderregeln, die die Zahlung von Entgelten und Umlagen drastisch reduzieren.

Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke sowie neu errichtete sonstige Stromspeicher gelten hinsichtlich der Netzentgelte die Begünstigungsregelungen nach § 118 EnWG, die bei Vorliegen der gesetzlich normierten Voraussetzungen eine befristete vollständige Befreiung von den Netzentgelten vorsehen. Im Jahr 2019 belief sich die Summe aller Begünstigungen von Speichern oder von Pumpspeichern nach § 118 EnWG auf ca. 275,5 Mio. Euro. Des Weiteren können Pumpspeicherkraftwerke, die nicht nach § 118 EnWG vollständig von den Netzentgelten befreit sind, ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 4 StromNEV vereinbaren und zusätzlich einen Rabatt durch netzdienliches Verhalten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV erzielen.

Nach § 18 StromNEV werden vom Verteilnetzbetreiber an den Speicherbetreiber die sogenannten „vermiedenen Netzentgelte“ ausgeschüttet, soweit die dafür geltenden Regelungen hinsichtlich der Einspeiseleistung zum Höchstlastzeitpunkt vom Speicher erfüllt werden. Diese Auszahlungen werden – wie bei anderen von der Regelung begünstigten Stromerzeugern (fossile Anlagen, ausgeförderte Wasserkraft) auch – auf den erzeugten und ins Verteilnetz eingespeisten Strom (Leistung und Arbeit) geleistet. Die Begünstigungen nach § 118 EnWG und § 19 StromNEV reduzieren die Zahlungen der vermiedenen Netzentgelte nicht. Es ist möglich, dass Stromspeicher im Elektrizitätsverteilernetz vermiedene Netzentgelte erhalten, die die Kosten für die Netzentgelte übersteigen.

Im Marktstammdatenregister (MaStR) haben sich grundsätzlich alle Speicher unabhängig von ihrer Größe zu registrieren. Im MaStR sind 452.564 (Stand: 1. September 2022) registriert. Aus dem Monitoring liegen der Bundesnetzagentur Informationen zu Speichern ab einer Leistung von mindestens 10 MW pro Standort vor. Dazu zählen gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher. Für das Monitoring 2022 wurden Batteriespeicher mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW pro Standort gemeldet. Diese Anlagen verfügen insgesamt über 798 MW Netto-Nennleistung. Darüber hinaus wurden im Monitoring 2022 Pumpspeicherkraftwerke, welche sich innerhalb der Bundesrepublik Deutschland befinden, als auch sogenannte Grenzkraftwerke, die sich im Ausland befinden, jedoch direkt ins deutsche Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, gemeldet. Die Gesamtleistung der innerhalb der BRD befindlichen Pumpspeicherkraftwerke beträgt gegenwärtig 6.063 MW und außerhalb der BRD 3.625 MW, die in das Netz der deutschen Versorgung ein-

speisen. Die für den Pumpvorgang der bezogenen Strommengen, also für das Hochpumpen des Wassers, beliefen sich im Jahr 2021 auf 13,2 TWh. Im Gegenzug dazu erzeugten Pumpspeicherkraftwerke im Jahr 2021 9,0 TWh Strom, die wiederum in das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wurden.

1.8 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 95,4 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand: 02.11.2022) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (88,1 GW) und Kraftwerke, die sich außerhalb des Strommarktes befinden (7,3 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

- 88,1 GW: Am Strommarkt teilnehmende Kraftwerksleistung:
 - davon 81,2 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb
 - davon 2,9 GW: Befristete Strommarktrückkehr aus der Netzreserve. Auf Grundlage des § 50a Abs. 4 EnWG i.V.m. der Stromangebotsausweitungsverordnung können Netzreservekraftwerke mit Ausnahme des Energieträgers Erdgas, wieder befristet am Strommarkt bis zum 31.03.2024 teilnehmen. Dieses ist jedoch nur während der Ausrufung der Notfall- und Alarmstufe des Notfallplans Gas durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz möglich. Hiervon haben einige Betreiber Gebrauch gemacht.
 - davon 2,1 GW: Anlagen der dritten Ausschreibungsrunde gem. KVBG, die zum 31.10.2022 ein Kohleverfeuerungsverbot erhalten hätten, wurden aufgrund der Regelungen des § 50a Abs. 4 EnWG zum 01.11.2022 bis zum 31.03.2024 in die Netzreserve überführt. Aufgrund der Stromangebotsausweitungsverordnung können die erwähnten Kraftwerke bis zum 31.03.2024 befristet am Markt teilnehmen. Dieses ist jedoch nur während der Ausrufung der Notfall- und Alarmstufe des Notfallplans Gas durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz möglich. Von diesem Recht der befristeten Teilnahme am Strommarkt haben fast alle Betreiber mit bezuschlagten Kraftwerken Gebrauch gemacht.
 - davon 1,9 GW: Kraftwerksleistung in der Versorgungsreserve gemäß § 50d EnWG³⁰. Diese befinden sich aufgrund der Versorgungsreserveabrufverordnung bis zum 30.06.2023 befristet am Strommarkt.

Gemäß § 13g EnWG wurden folgende Braunkohlekraftwerke bis 30. September 2022 in untenstehender Tabelle in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt. Die Kraftwerksblöcke blieben vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft. Während dieser Zeit war diesen Anlagen eine Produktion von Strom außerhalb der Sicherheitsbereitschaft untersagt. Nach Ablauf der vier Jahre mussten die Anlagen endgültig stillgelegt werden. Eine Rückkehr in den Strommarkt war nicht zulässig.

³⁰ Die Kosten für diese Kraftwerke lagen in 2021 zwischen 250 Mio. Euro und 300 Mio. Euro. Nähere Angaben sind hierzu nicht möglich, da die Betreiber dieser Anlagen diese Information als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis ansehen.

Im Zuge der Vorsorge eines Versorgungsengpasses auf dem Gas- und Elektrizitätsmarkt wurden zum 01. Oktober 2022 bis max. 31. März 2024 gem. § 50d EnWG die Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft gem. § 13g EnWG in eine Versorgungsreserve überführt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat mit der Versorgungsreserveabrufverordnung geregelt, dass die Kraftwerke in Versorgungsreserve während der Ausrufung der Alarmstufe oder Notfallstufe des Notfallplans Gas befristet am Strommarkt teilnehmen dürfen. Diese Befristung ist möglich von 01. Oktober 2022 bis zum 30. Juni 2023. Von diesem Recht der befristeten Teilnahme am Strommarkt haben alle Betreiber mit Kraftwerken in Versorgungsreserve Gebrauch gemacht.

Braunkohlekraftwerke in der Versorgungsreserve gemäß § 50d EnWG

Kraftwerk	Netto-Nennleistung in MW	Eintritt in die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft	Eintritt in die Versorgungsreserve	befristete Marktrückkehr gem. Versorgungsreserveabrufverordnung	endgültige Stilllegung zum
Niederaußem F	299	1. Oktober 2018	1. Oktober 2022	Oktober 2022 bis 30. Juni 2023	31. März 2024
Niederaußem E	295	1. Oktober 2018	1. Oktober 2022	Oktober 2022 bis 30. Juni 2023	31. März 2024
Jänschwalde F	500	1. Oktober 2018	1. Oktober 2022	Oktober 2022 bis 30. Juni 2023	31. März 2024
Jänschwalde E	500	1. Oktober 2019	1. Oktober 2022	Oktober 2022 bis 30. Juni 2023	31. März 2024
Neurath C	292	1. Oktober 2019	1. Oktober 2022	Oktober 2022 bis 30. Juni 2023	31. März 2024

Tabelle 16: Braunkohlekraftwerke in der Versorgungsreserve gemäß § 50d EnWG

- 7,3 GW: Außerhalb des Strommarktes befindliche Kraftwerksleistung:
 - davon 4,4 GW: Systemrelevante Kraftwerke gemäß EnWG in der Netzreserve

Ein Kraftwerk ist systemrelevant, wenn dessen dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt, die auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann. Bei den systemrelevanten Kraftwerken in der Netzreserve (siehe auch Abschnitt „Einsatz der Netzreservekraftwerke“ im Kapitel Netze) handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs weiterbetrieben werden müssen, obwohl das Kraftwerk nach dem Willen seines Betreibers (vorläufig oder endgültig) stillgelegt werden soll oder dieser zur Stilllegung aufgrund des Kohleverfeuerungsverbots nach dem KVBG verpflichtet ist.

Von den als systemrelevant ausgewiesenen Kraftwerken werden 1,4 GW mit Erdgas, 1,4 mit Steinkohle sowie 1,6 GW mit Mineralölprodukten befeuert.

- davon 1,8 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke gemäß EnWG

Das EnWG unterscheidet zwischen vorläufigen und endgültigen Stilllegungen: Eine vorläufige Stilllegung liegt vor, wenn das Kraftwerk binnen 12 Monaten vom Betreiber wieder betriebsbereit gemacht werden kann. Eine endgültige Stilllegung liegt dementsprechend vor, wenn die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage nicht binnen 12 Monaten erfolgen kann.

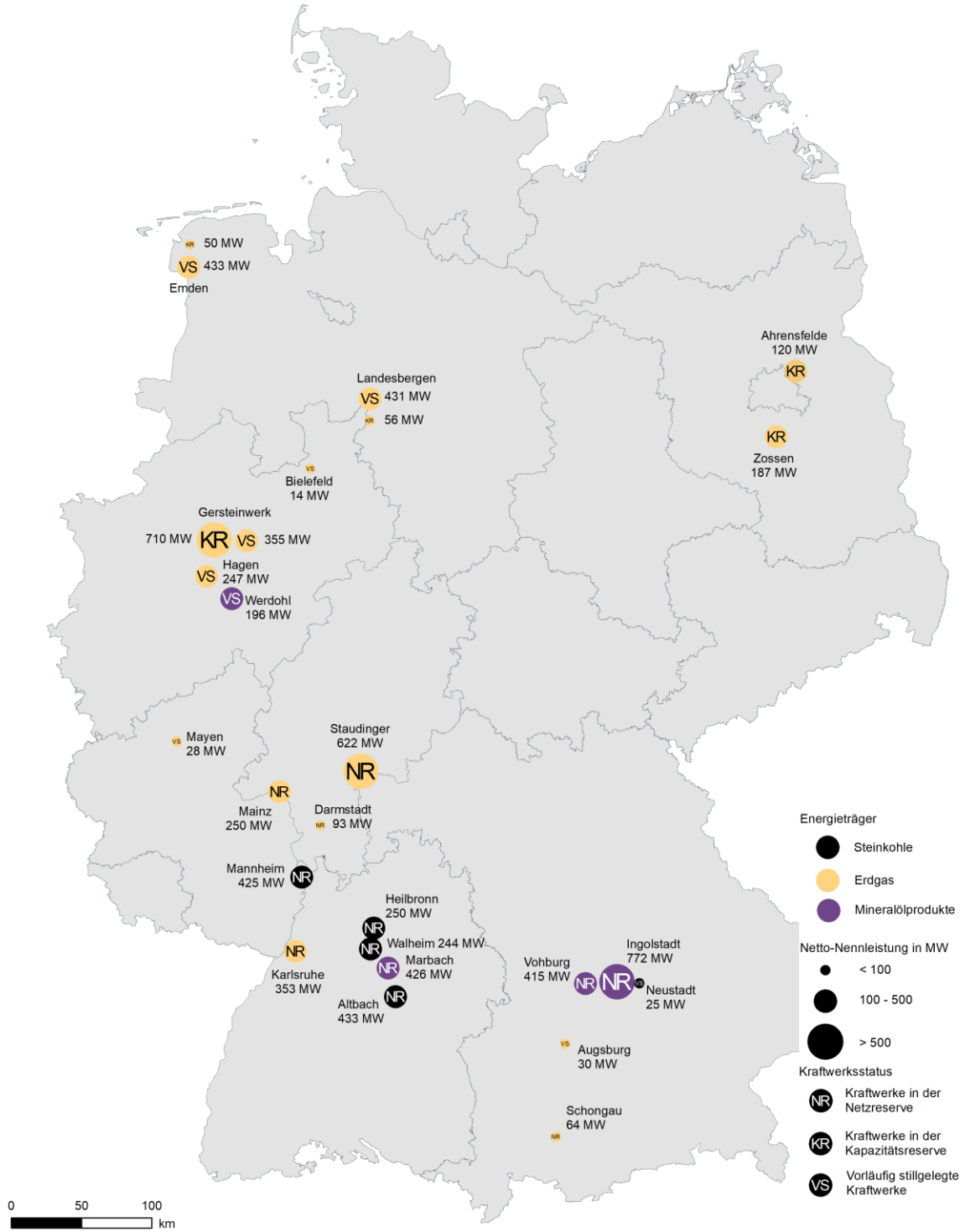
Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken, die nicht in der Netzreserve vorgehalten werden, handelt es sich um Erdgaskraftwerke (1,6 GW) und um Mineralölkraftwerke (0,2 GW).

- davon 1,1 GW: Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG

In der Kapazitätsreserve werden Kraftwerke vorgehalten, um in außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Situationen die Systembilanz zu stützen (siehe auch Kapitel D Abschnitt 1). Hierbei handelt es sich um mit Erdgas befeuerte Kraftwerke.

Die räumliche Verteilung der außerhalb des Strommarktes agierenden Kraftwerke zeigt die nachfolgende Abbildung.

Kraftwerke außerhalb des Strommarktes



Datenbasis: Kraftwerksliste Stand November 2022, Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste Stand 2022
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2022

Abbildung 16: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

1.9 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger

1.9.1 Erwarteter Kraftwerkszubau

Neben den Informationen zu Bestandskraftwerken fragt die Bundesnetzagentur im Monitoring auch die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ab. Im Folgenden wird in einem ersten Schritt der Kraftwerkszubau betrachtet. Anschließend werden im Abschnitt die Stilllegungen in die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks einbezogen. Die Betrachtung des zukünftigen Kraftwerksparks beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW pro Standort bis zum Jahr 2025 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 3.286 MW konventioneller Erzeugungskapazitäten im Probetrieb oder im Bau, die voraussichtlich in den nächsten vier Jahren fertig gestellt werden (nachfolgende Abbildung). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Erdgas (2.779 MW), Mineralölprodukte (300 MW), sonstige Energieträger (73 MW), Pumpspeicher (16 MW) und Batteriespeicher (118 MW).

Elektrizität: Im Probetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2022 bis 2025, bezogen auf das voraussichtliche Inbetriebnahmejahr in MW

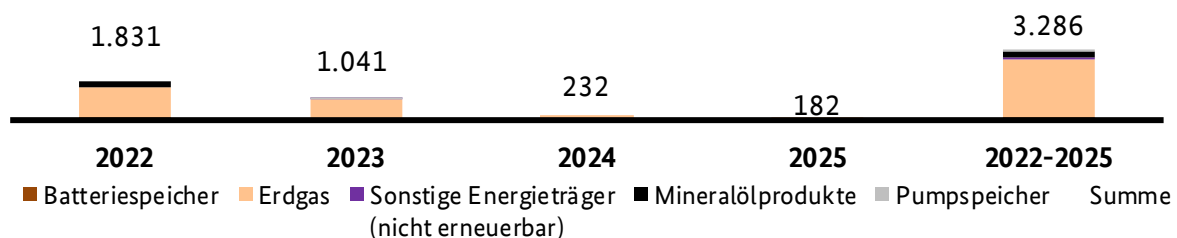


Abbildung 17: Im Probetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2022 - 2025

1.9.2 Ausschreibungen und gesetzliche Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung

Anschließend an die bereits im Monitoringbericht 2021 dargestellten Ergebnisse der ersten drei Ausschreibungen zum Kohleausstieg hat die Bundesnetzagentur im Berichtszeitraum drei weitere Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung in Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) abgeschlossen.

Das Ausschreibungsvolumen der vierten Gebotsrunde mit Gebotstermin zum 1. Oktober 2021 für das Zieljahr 2023 betrug 433,016 MW und der gesetzliche Höchstpreis lag bei 116.000 Euro pro MW Nettonennleistung. Die vierte Ausschreibungsrunde war überzeichnet. Drei der eingereichten Gebote für den Verzicht auf die Kohleverstromung haben einen Zuschlag erhalten. Insgesamt wurde eine Nettonennleistung von 532,514 MW bezuschlagt. Der Gebotswert der bezuschlagten Gebote lag zwischen 75.000 € und 116.000 € pro MW Nettonennleistung. Die Ergebnisse der Ausschreibung wurden am 15. Dezember 2021 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekanntgemacht.

Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. Oktober 2021

Name des Bieters	Name der Anlage	Anlagenstandort	Bezuschlagte Gebotsmenge (MW)
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	HKW Euskirchen	Euskirchen	14,164
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	HKW Könnern - Block 1	Könnern	8,350
Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Staudinger Block 5	Großkrotzenburg	510,000
		Summe	532,514

Tabelle 17: Übersicht zu den bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. Oktober 2021

Jeder der Anlagenbetreiber, dessen Gebot bezuschlagt wurde, hat ab Bestandskraft des Zuschlags einen Anspruch auf Zahlung des Steinkohlezuschlags. Der Steinkohlezuschlag entspricht dem jeweiligen Gebotswert multipliziert mit der Gebotsmenge. Fällig wird der Zahlungsanspruch mit Wirksamwerden des Verbots der Kohleverfeuerung. Das Verbot der Kohleverfeuerung für die Zuschläge der vierten Runde galt zunächst ab dem 22. Mai 2023.

Angesichts der aktuellen Gasversorgungslage wird die Stilllegung der in der dritten und vierten Ausschreibungsrunde bezuschlagten Anlagen jedoch auf Grundlage des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (§ 50a EnWG) befristet bis zum 31. März 2024 ausgesetzt. Sofern die Anlagen stillgelegt werden sollen, werden sie unabhängig von ihrer Systemrelevanz in die Netzreserve überführt und dort betriebsbereit gehalten. Zudem dürfen diese Anlagen auf Grundlage der Stromangebotsausweitungsverordnung befristet bis zum 31. März 2024 am Strommarkt teilnehmen, solange die Alarmstufe des Notfallplan Gas ausgerufen ist. Die Fälligkeit des Steinkohlezuschlags ist von diesen Änderungen unberührt.

Die Ergebnisse der fünften Ausschreibungsrunde zum Gebotstermin 01. März 2022 wurden am 20. Mai 2022 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekanntgemacht. In dieser Runde wurden bei insgesamt ausgeschriebenen 1.222,886 MW sechs Gebote mit einer Nettonennleistung von 1.015,604 MW bezuschlagt. In diesen Anlagen darf ab dem 27. Mai 2024 keine Kohle mehr verfeuert werden.

Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. März 2022

Name des Bieters	Name der Anlage	Anlagenstandort	Bezuschlagte Gebotsmenge (MW)
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	HKW Könnern - Block 2	Könnern	19,670
Grosskraftwerk Mannheim AG	DSA 6,7,8 - Block 8	Mannheim	435,000
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	RDK 7	Karlsruhe	517,000
Koehler Greiz GmbH & Co. KG	Braunkohlestaub - Heizkraftwerk Greiz	Greiz	1,488
Südzucker AG	KWK Anlage Ochsenfurt - Steinkohleblock	Ochsenfurt	16,474
Basell Polyolefine GmbH	Kraftwerk Wesseling - Block 2	Wesseling	25,972
		Summe	1.015,604

Tabelle 18: Übersicht zu den bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. März 2022

Die bezuschlagten Gebotswerte reichten von 0 bis 107.000 Euro pro Megawatt, wobei jeder erfolgreiche Bieter einen Zuschlag in Höhe seines individuellen Gebotswertes erhält. Damit erhalten auch Anlagen einen Zuschlag, die mit dem Höchstpreis am Gebotsverfahren teilnahmen. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert betrug rund 45.000 Euro pro Megawatt.

Da die fünfte Ausschreibungsrunde um rund 207 MW unterzeichnet war, musste dem Kraftwerk Scholven B (Nettonennleistung: 345 MW) für die Erreichung der Reduktionsziele im Jahr 2024 die gesetzliche Reduzierung angeordnet werden. Das Kraftwerk Scholven B hat dabei keinen Anspruch auf Zahlung eines Steinkohlezuschlags.

Der Gebotstermin der sechsten Ausschreibung war der 1. August 2022, die Ergebnisse wurden am 14. Oktober 2022 veröffentlicht. In der sechsten Ausschreibung sank der Höchstpreis erneut ab und lag bei 98.000 Euro pro MW. Das Ausschreibungsvolumen betrug 698,882 MW. Es wurde ein Gebot mit einer Gebotsmenge von insgesamt 472 MW bezuschlagt. Das bezuschlagte Gebot hat einen Zuschlag in Höhe des für diese Ausschreibungsrunde geltenden gesetzlichen Höchstpreises erhalten. Die bezuschlagte Anlage darf ab dem 21. Februar 2025 keine Kohle mehr verfeuern. Bis zu diesem Zeitpunkt kann sie am Strommarkt aktiv bleiben.

Übersicht über die bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. August 2022

Name des Bieters	Name der Anlage	Anlagenstandort	Bezuschlagte Gebotsmenge (MW)
Onyx Kraftwerk Zolling GmbH & Co. KGaA	Onyx Steinkohlekraftwerk Zolling – Block 5	Zolling	472,000

Tabelle 19: Übersicht zu den bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. August 2022

1 KVBG jedes zulässige Gebot einen Zuschlag erhalten. Hinsichtlich der nicht bezuschlagten Ausschreibungsmenge hat die Bundesnetzagentur gemäß § 20 Abs. 3 KVBG dem Heizkraftwerk West der Volkswagen AG (HKW-West, KVBG103), die gesetzliche Reduzierung angeordnet. Mit einer Nettonennleistung von 277 Megawatt führt die Anordnung dieser Anlage zu einer Übererfüllung der ausgeschriebenen Gebotsmenge.

Ausschreibungen

Gebotstermin	Höchstpreis (Euro/MW Nettonennleistung)	Ausschreibungsvolumen (MW)	Bezuschlagte Gebotsmenge (MW)	Wirksamwerden des Kohleverfeuerungsverbots (Jahr / Datum)
1. September 2020	165.000	4.000	4.787,676	2021 / 08.07.2021
4. Januar 2021	155.000	1.500	1.514,000	2021 / 08.12.2021
30. April 2021	155.000	2.481	2.132,682	vormals 2022 / 31.10.2022 aber unwirksam bis 31.03.2024 gemäß § 50a Abs. 4 EnWG
1. Oktober 2021	116.000	433	532,514	vormals 2023 / 22.05.2023 aber unwirksam bis 31.03.2024 gemäß § 50a Abs. 4 EnWG
1. März 2022	107.000	1.223	1.015,604	2024 / 27.05.2024
1. August 2022	98.000	699	472,000	2025 / 21.02.2025
1. Juni 2023	89.000	noch offen		2026

Tabelle 20: Ausschreibungen

Die insgesamt bezuschlagte Gebotsmenge beläuft sich für die ersten sechs Ausschreibungen auf 10.454 MW. Die Steinkohlezuschläge summieren sich auf rund 730 Mio. Euro. Hieraus ergibt sich ein durchschnittlicher Steinkohlezuschlag von rund 70.000 Euro/MW.

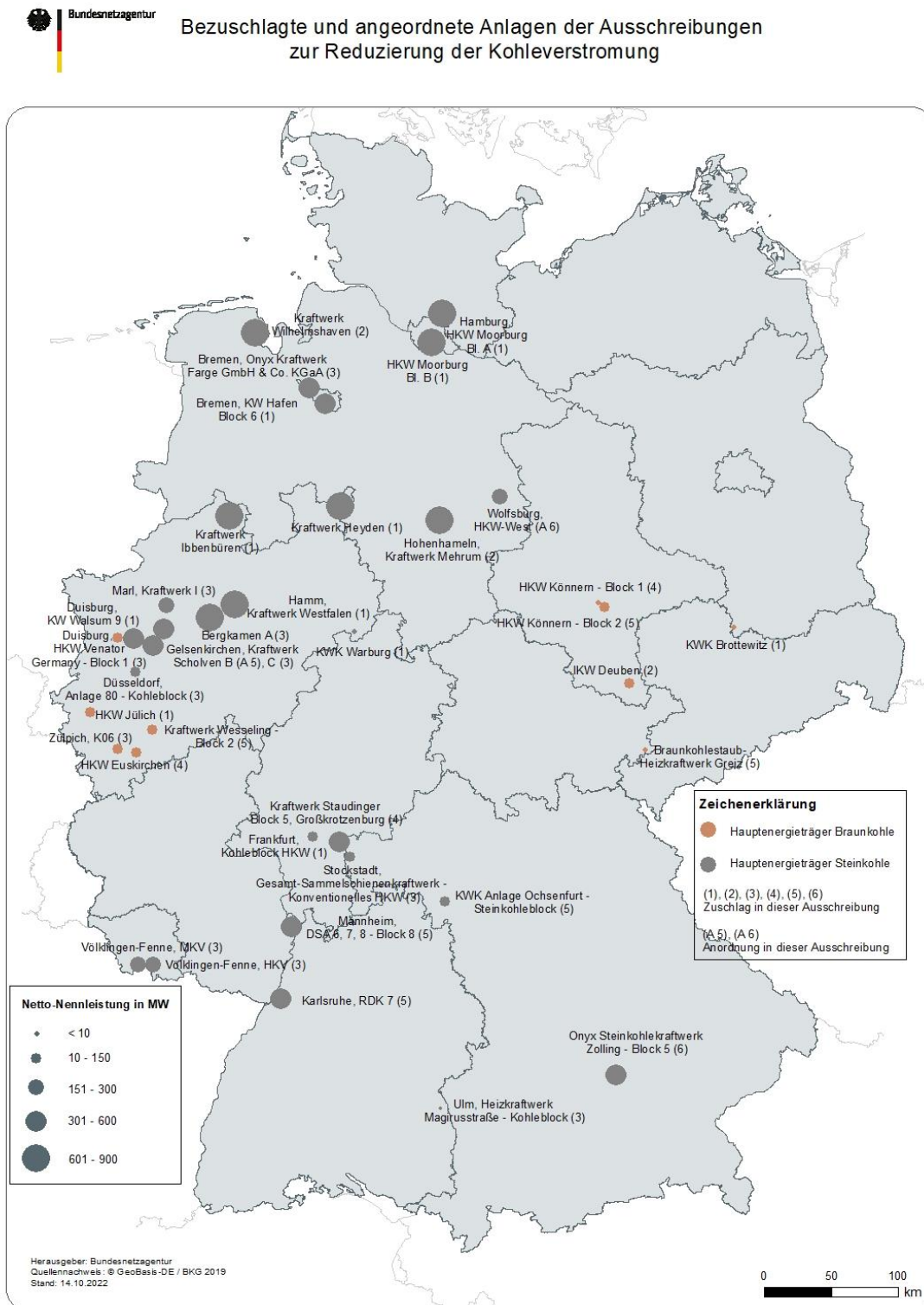


Abbildung 18: Bezuschlagte und angeordnete Anlagen der ersten bis sechsten Ausschreibungsrunde

1.9.3 Erwartete Kraftwerksstilllegungen

Die in Kapitel 1.9.2 aufgeführten Daten zur freiwilligen Beendigung der Kohleverstromung sowie dem Reduktionspfad für Braunkohleanlagen nach dem KVBG führen in den nächsten Jahren zu Stilllegungen von Kohlekraftwerkskapazitäten im Umfang von ca. 6,4 GW. Neben diesen Kraftwerksstilllegungen von Kohlekraftwerken im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg werden bis zum Jahr 2025 weitere Kraftwerke stillgelegt. Diese teilen sich auf in:

- die gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerke (4,1 GW),
- Braunkohlekraftwerke, die nach Beendigung der Versorgungsreserve (1,9 GW), stillgelegt werden (vgl. Tabelle 16)
- Stilllegungen nach Marktrückkehr aus der Netzreserve (2,9 GW),

Folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die zu erwartende aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2025.

Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2022 bis 2025 in MW

	2022	2023	2024	2025	2022 - 2025
Kohleausstieg gem. KVBG	120	-	5.237	1.070	6.427
davon gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen ⁽¹⁾	120		1.211	321	1.652
davon Ausschreibungen für Steinkohleanlagen und Braunkohlekleinanlagen			4.026	749	4.775
3. Ausschreibungsrunde*			2.133		2.133
4. Ausschreibungsrunde*			533		533
5. Ausschreibungsrunde			1.361 ⁽²⁾		1.361
6. Ausschreibungsrunde				749 ⁽³⁾	749
Stilllegungen nach Beendigung der Versorgungsreserve gem § 50d EnWG	-	-	1.886	-	1.886
Kernkraftwerke gem. § 7 Abs. 1a AtG⁽⁴⁾	-	4.056	-	-	4.056
Stilllegungen nach Marktrückkehr aus der Netzreserve⁽⁵⁾	-	-	1.565	1.382	2.947
Insgesamt	120	4.056	8.688	2.452	15.316

* Auf Grundlage des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (§ 50a EnWG) dürfen die bezuschlagten Anlagen aus der 3. und 4. Ausschreibungsrunde bis zum 31. März 2024 nicht stilllegen, soweit ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Sie werden unabhängig ihrer Systemrelevanz in die Netzreserve überführt und dort betriebsbereit gehalten.

⁽¹⁾ die angegebene Leistungen für KVBG Reduktionspfad beinhalten die politische Vereinbarung zwischen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, dem Kraftwerkwerksbetreiber RWE und dem Land Nordrhein-Westfalen. Eine gesetzliche Grundlage ist zum Redaktionsschluss noch nicht erfolgt.

⁽²⁾ bezuschlagte Gebotsmenge 1.015,6 MW und gesetzliche Reduzierung 345 MW

⁽³⁾ bezuschlagte Gebotsmenge 472 MW und gesetzliche Reduzierung 277 MW

⁽⁴⁾ die Stilllegungszeitpunkte des Gestzentwurfes des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz der 19. Novelle des Atomgesetzes vom 19.10.2022 sind berücksichtigt.

⁽⁵⁾ Kraftwerke die sich in der Netzreserve befanden, aber auf Grundlage des § 50a EnWG wieder befristet an den Markt zurück gekehrt sind

Tabelle 21: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2022 bis 2025

Bundesweit summieren sich die erwarteten Marktaustritte bis zum Jahr 2025 auf 15.316 MW. Damit übersteigen sie den geplanten Zubau konventioneller Kraftwerke von 3.286 MW um 12.030 MW.

Die Beendigung der Kohleverfeuerung in einer Anlage bedeutet aber nicht zwingend, dass die Leistung der Anlage in vollem Umfang aus dem Markt geht, da den Anlagenbetreibern anheim steht, ihre Anlagen auf andere Energieträger umzurüsten oder dies sogar schon getan zu haben.

Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Kraftwerksblöcken bis 2025

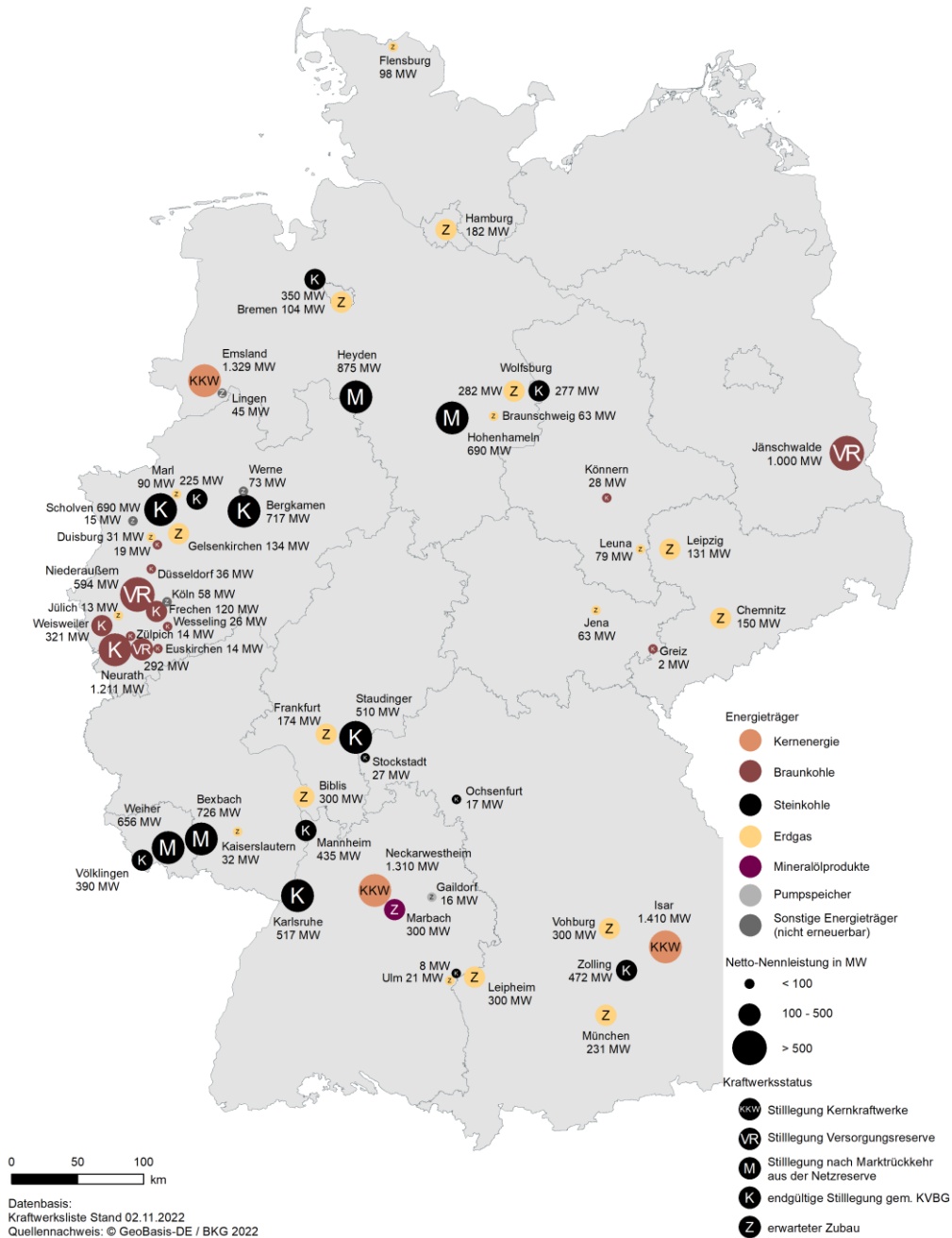


Abbildung 19: Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Kraftwerksblöcken bis 2025

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen Kraftwerksstilllegung hinaus, wurden der Bundesnetzagentur im Monitoring weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Diese im Monitoring gemeldeten geplanten Stilllegungen sind in obiger Tabelle nicht enthalten. Bis zum Jahr 2025 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 361 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich um Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 211 MW, Mineralöl mit einer Leistung von 116 MW und sonstige Energieträger mit einer Leistung von 34 MW.

Somit betragen die geplanten Stilllegungen bis zum Jahr 2025 insgesamt 15.677 MW.

Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2025 beträgt damit voraussichtlich 12.391 MW.

1.10 KWK-Erzeugung

Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie sowie nutzbare Wärme in einem gemeinsamen thermodynamischen Prozess bezeichnet.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen mehr als 1 MW bis einschließlich 50 MW sind zuschlagsberechtigt, wenn sie die Voraussetzungen nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWKG erfüllen. Um eine Zuschlagszahlung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom zu erhalten, müssen KWK-Anlagenbetreiber erfolgreich an einer KWK-Ausschreibung teilgenommen haben. Gleiches gilt für innovative KWK-Systeme nach § 5 Abs. 2 KWKG. Die erste Ausschreibung für KWK-Anlagen wurde zum 1. Dezember 2017, für innovative KWK-Systeme zum 1. Juni 2018 durchgeführt. Jährlich finden für beide Verfahren zwei Gebotstermine statt.

Die Auswertungen zur Leistung auf den Daten basieren auf dem Marktstammdatenregister (MaStR) (vgl. auch 1.3). Im MaStR der Bundesnetzagentur müssen sich seit dem 1. Juli 2017 grundsätzlich alle KWK-Anlagen registrieren, unabhängig von ihrer Größe.

1.10.1 Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW

Die in diesem Kapitel dargestellten Auswertungen umfassen KWK-fähige Stromerzeugungseinheiten in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW je Standort (siehe auch 1.3). Zu diesen KWK-Anlagen erhebt die Bundesnetzagentur auch weiterhin Daten bei den Kraftwerksbetreibern, die nicht im MaStR einzutragen sind (z. B. Nutzwärmeerzeugung).

Die installierte Leistung dieser KWK-Anlagen wird in folgender Abbildung in MW dargestellt. Dabei werden separat die installierte elektrische sowie die thermische KWK-Leistung betrachtet.

Elektrizität: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW
in MW

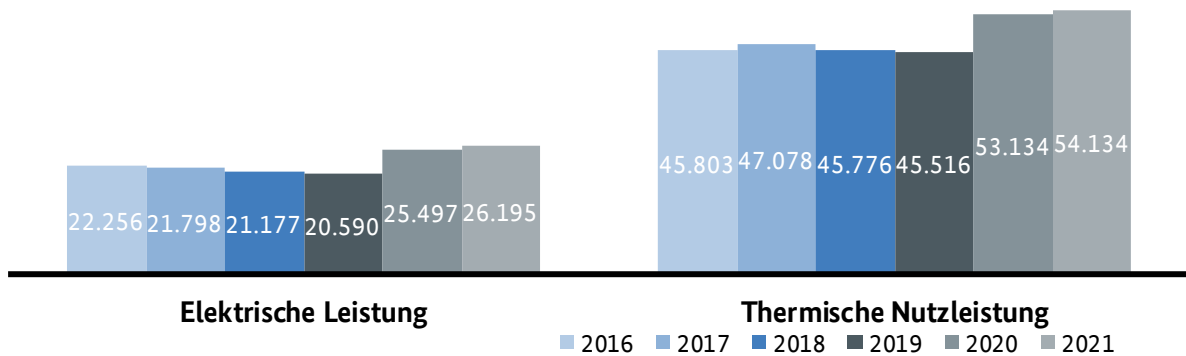


Abbildung 20: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW je Standort

Die installierte Leistung (elektrisch sowie thermisch) verteilt sich wie folgt auf die unterschiedlichen Energieträger (nachfolgende Tabelle). Aus der Tabelle wird deutlich, dass in KWK-Anlagen vornehmlich die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle zum Einsatz kommen. Insbesondere im Bereich Erdgas sind darüber hinaus in Deutschland zahlreiche kleinere KWK-Anlagen mit einer Netto-Nennleistung mit weniger als 10 MW je Standort installiert.

Elektrizität: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW
in MW

	Elektrische Leistung		Thermische Nutzleistung	
	2020	2021	2020	2021
Abfall	1.185	1.203	4.007	4.022
Biomasse	1.002	1.002	3.626	3.626
Braunkohle	1.700	1.700	4.817	4.817
Erdgas	13.077	13.758	23.192	24.167
Sonstige	1.749	1.748	4.986	4.987
Steinkohle	6.784	6.784	12.515	12.515
Summe	25.497	26.195	53.143	54.134

Tabelle 22: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

Der folgenden Abbildung sind die erzeugten elektrischen und thermischen Energiemengen seit 2017 zu entnehmen.

Elektrizität: Erzeugte elektrische und thermische Energiemengen durch KWK in TWh

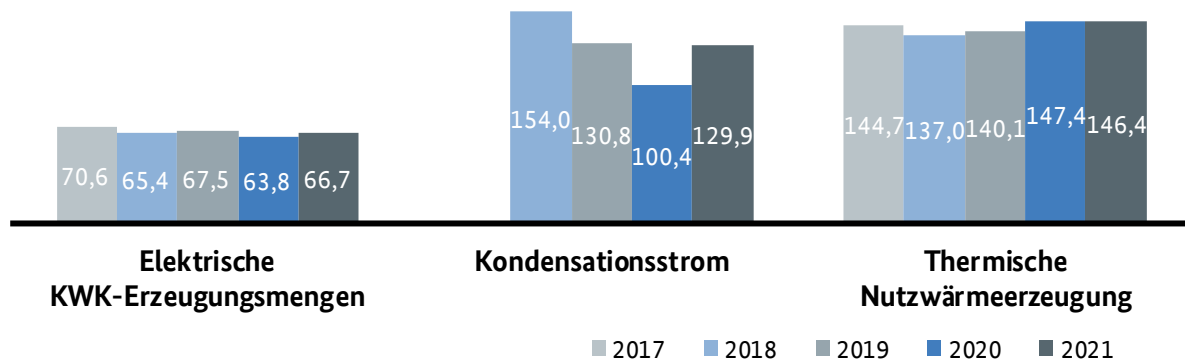


Abbildung 21: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW

In den dieser Auswertung zugrundeliegenden KWK-Anlagen wurden 146,4 TWh Nutzwärme sowie 66,7 TWh Strom aus KWK-Anlagen im Jahr 2021 produziert. Die erzeugten Strommengen aus KWK-Anlagen sind gegenüber 2020 um etwa 2,9 TWh (+4,4 Prozent) gestiegen. Die erzeugten Mengen an Nutzwärme sind im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 leicht um etwa 1 TWh (-0,7 Prozent) gesunken. Der Kondensationsstrom ist im Vergleich zum Vorjahr um 23 Prozent (29,5 TWh) gestiegen. Unter Kondensationsstrom versteht man einen Teil der Nettostromerzeugung von KWK-Anlagen. Es wird der im Kraftwerk erzeugte Dampf zur Stromproduktion verwendet und es findet keine Wärmeauskopplung statt. Der Anstieg des Kondensationsstroms ist insbesondere auf die Energieträger Braunkohle (61 Prozent) und Steinkohle (24 Prozent) zurückzuführen. Insgesamt verläuft die Entwicklung des Kondensationsstroms damit weitgehend proportional zur gestiegenen Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energien.

Elektrizität: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW in TWh

	Elektrische KWK-Erzeugungsmengen		Kondensationsstrom		Thermische Nutzwärmeerzeugung	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Abfall	2,9	1,6	2,3	2,4	12,0	10,1
Biomasse	2,4	3,1	1,7	1,6	9,0	10,5
Braunkohle	2,4	3,2	54,8	79,2	11,6	12,6
Erdgas	43,8	45,9	14,2	10,6	67,9	67,9
Sonstige	3,5	2,8	7,0	5,4	24,0	19,1
Steinkohle	8,8	10,1	20,4	30,7	22,9	26,2
Summe	63,8	66,7	100,4	129,9	147,4	146,4

Tabelle 23: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW

Die wichtigsten Energieträger für die Erzeugung von mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen und Nutzwärme-Mengen sind Erdgas und Steinkohle (vorangegangene Tabelle). Für die erzeugten Mengen durch mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen ist insbesondere der Energieträger Erdgas von Bedeutung. Dieser machte im Jahr 2021 rund 67 Prozent der gesamten erzeugten Menge aus. Im Bereich der Nutzwärme hatte Erdgas einen Anteil in Höhe von rund 46 Prozent und Steinkohle in Höhe von rund 18 Prozent.

1.10.2 Im Marktstammdatenregister neu registrierte KWK-Anlagen im Jahr 2021

Seit 1. Juli 2017 müssen sich KWK-Anlagen nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) im Marktstammdatenregister registrieren. Neben den Anlagenbetreiberdaten und den Standortdaten der Anlage werden Angaben zur Genehmigung und technische Stammdaten der Anlage – wie Hauptbrennstoff und Leistungswerte – abgefragt. Außerdem sind das Inbetriebnahmedatum der Anlage, der Anschlussnetzbetreiber, die Spannungsebene und Informationen zur Fernsteuerbarkeit der Anlage anzugeben.

Im Kalenderjahr 2021 wurden 4.966 Stromerzeugungseinheiten von KWK-Anlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 1.004 MW neu erfasst. Der deutlich geringere Zubau im Vergleich zum Vorjahr (2020: 2.389 MW) ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass in 2020 Datteln 4, ein großes Steinkohlekraftwerk mit einer Netto-Nennleistung von 1.052 MW, neu in Betrieb gegangen ist. Allgemein kann aber auch ein Rückgang der neu registrierten Netto-Nennleistung in fast allen Größenklassen von mindestens 36 % gegenüber dem Vorjahr verzeichnet werden. Ausgenommen davon ist die neu installierte Leistung in der Größenklasse bis 50 kW mit 50 MW konstant geblieben.

Die meisten in Betrieb genommenen Einheiten von KWK-Anlagen werden mit Erdgas (4.374) betrieben, gefolgt von mit Biomasse betriebenen Einheiten (364). Diese Energieträger machen über 95 Prozent der Einheiten von KWK-Anlagen und knapp 90 Prozent der Netto-Nennleistung aus. Gegenüber dem Vorjahr sank die Netto-Nennleistung bei Erdgas um 2 Prozent und bei Biomasse um 63 Prozent.

Elektrizität: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen im Jahr 2021

Monat	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
Januar	49	480
Februar	27	423
März	39	483
April	106	385
Mai	1.352	459
Juni	89	486
Juli	51	516
August	88	401
September	96	515
Oktober	115	588
November	94	704
Dezember	283	740
Summe	2.389	6.180

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Inbetriebnahmen Stromerzeugungseinheiten von KWK-Anlagen

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Energieträgern im Jahr 2021

Größenklasse	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
andere Gase	8	143
Biomasse	154	364
Druck aus Gasleitungen	0,03	2
Erdgas	750	4.374
Grubengas	0,1	1
Klärschlamm	5	8
Mineralölprodukte	1	59
nicht biogener Abfall	32	1
Solarthermie	0,01	2
Wärme	55	12
Summe	1004	4.966

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Inbetriebnahmen nach Energieträger

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Größenklassen im Jahr 2021

Größenklasse	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
≤ 50 kW	50	4.308
50 kW - 250 kW	37	282
250 kW - 1 MW	150	271
1 MW - 10 MW	28	84
> 10 MW	560	21
Summe	1004	4.966

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Inbetriebnahmen nach Größenklassen

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Bundesländern im Jahr 2021

Bundesland	Netto-Nennleistung	Anzahl
Baden-Württemberg	181	975
Bayern	221	910
Berlin	7	117
Brandenburg	67	130
Bremen	0,4	17
Hamburg	1	61
Hessen	115	356
Mecklenburg-Vorpommern	13	44
Niedersachsen	181	569
Nordrhein-Westfalen	96	891
Rheinland-Pfalz	23	234
Saarland	24	34
Sachsen	43	194
Sachsen-Anhalt	5	92
Schleswig-Holstein	17	230
Thüringen	10	112
Summe	1.004	4.966

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Inbetriebnahmen nach Bundesländern

In der Größenklasse bis 50 kW wurden die meisten Einheiten von KWK-Anlagen in Betrieb genommen (4.308). Dies macht knapp 87 Prozent aller gemeldeten Inbetriebnahmen aus. Die größte Netto-Nennleistung ist der Anlagenklasse über 10 MW mit 560 MW zuzurechnen, was etwa 56 Prozent der zugebauten Leistung entspricht. Die meisten Inbetriebnahmen gab es in Baden-Württemberg (975), Bayern (910) und Nordrhein-Westfalen (891). Auf die Netto-Nennleistung bezogen wurde in Bayern mit 221 MW am meisten zugebaut.

1.10.3 KWK-Ausschreibungen

Ausschreibungen zur finanziellen Förderung von KWK-Strom wurden auch im Jahr 2021 durchgeführt. Das Leistungssegment liegt bei den KWK-Anlagen zwischen mehr als 0,5 Megawatt bis einschließlich 50 Megawatt elektrischer Leistung. Innovative KWK-Systeme sind teilnahmeberechtigt, wenn die elektrische Leistung der KWK-Anlage mehr als 1 Megawatt bis einschließlich 10 Megawatt beträgt. Der Höchstwert für die Gebote der Ausschreibungen beträgt 7,0 ct/kWh für KWK-Anlagen und 12,0 ct/kWh für innovative KWK-Systeme. Erfolgreiche Gebote werden mit dem im Gebot angegebenen Gebotswert bezuschlagt (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Die nachstehenden Tabellen zeigen die bisherigen Ausschreibungsergebnisse:

Elektrizität: KWK-Ausschreibungen

Gebotstermin	3. Juni 2019	2. Dez. 2019	2. Juni 2020	1. Dez 2020	01. Jun 2021	01. Dez. 2021	01. Jun 2022
KWK-Anlagen							
Ausschreibungsmenge	51 MW	80 MW	75 MW	75 MW	59 MW	76 MW	84 MW
Anzahl Gebote	13 (87 MW)	13 (58 MW)	22 (71 MW)	22 (71 MW)	16 (112 MW)	18 (131 MW)	23 (140 MW)
Anzahl Zuschläge	4 (46 MW)	12 (53 MW)	21 (69 MW)	21 (69 MW)	13 (58 MW)	3 (76 MW)	17 (79 MW)
Gebotsausschlüsse	0	3 (8 MW)	1 (2 MW)	1 (2 MW)	1 (0,8 MW)	2 (7 MW)	2 (32 MW)
Durchschnittlicher Zuschlagswert*	3,95 ct/kWh	5,12 ct/kWh	6,22 ct/kWh	6,22 ct/kWh	5,64 ct/kWh	6,11 ct/kWh	5,87 ct/kWh
Innovative KWK-Systeme							
Ausschreibungsmenge	30 MW	25 MW	29 MW	28 MW	26 MW	26 MW	25 MW
Anzahl Gebote	5 (22 MW)	10 (43 MW)	13 (44 MW)	12 (31 MW)	9 (29 MW)	7 (21 MW)	5 (20 MW)
Anzahl Zuschläge	5 (22 MW)	5 (20 MW)	8 (26 MW)	10 (27 MW)	7 (25 MW)	5 (17 MW)	5 (20 MW)
Gebotsausschlüsse	0	1 (9 MW)	1 (2 MW)	2 (4 MW)	1 (1,6 MW)	2 (4 MW)	0
Durchschnittlicher Zuschlagswert*	11,17 ct/kWh	10,25 ct/kWh	10,22 ct/kWh	10,80 ct/kWh	11,57 ct/kWh	11,37 ct/kWh	11,74 ct/kWh

*mengengewichtet

Tabelle 28: KWK Ausschreibungen

2. Entwicklung Erneuerbare Energien



Ein wesentlicher Eckpfeiler der Energiewende ist ein kontinuierlicher Ausbau von erneuerbaren Energien. Hierfür wurden ambitionierte jährliche Ausbaupfade für die erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse gesetzlich im EEG verankert.

Betreiber von neu-installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW (also von Anlagen, wie sie typischerweise auf Hausdächern errichtet werden) können nach wie vor eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung erhalten, d. h. für den produzierten Strom Zahlungen nach dem EEG erhalten, ohne sich um die Vermarktung des

Stroms kümmern zu müssen. Alle anderen Betreiber mit Anlagen größer als 100 kW müssen den von der Anlage produzierten Strom selbst oder über einen Dienstleister vermarkten. Sie tragen dafür auch die Bilanzierungsverantwortung.

Der überwiegende Teil (79 Prozent) des 2021 in Deutschland produzierten EE-Stroms wurde entweder vom Betreiber oder einem Dienstleister direkt vermarktet.

2.1 Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

Nicht alle Erzeugungsanlagen mit Erneuerbaren Energieträgern haben auch einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Es wird daher zwischen den Erneuerbaren Energien-Anlagen mit und ohne Zahlungsanspruch unterschieden. Für den Großteil der installierten Erneuerbaren Energien-Anlagen besteht ein Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach dem EEG. Von den installierten 138,6 GW Ende 2021 haben 134,2 GW einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Daher wird auf Erneuerbare Energien mit Zahlungsanspruch in diesem Kapitel näher eingegangen.

Die insgesamt 4,4 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Wasser (3,3 GW) und Abfall (1,0 GW). Beim Energieträger Abfall wird hälftig nur der biogene Anteil des Abfalls den Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch zugeordnet. Die anderen 1,0 GW Erzeugungsleistung des Energieträgers Abfall werden den nicht erneuerbaren Energien zugeschrieben. Insgesamt erzeugten die Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch 16,3 TWh im Jahr 2021. Der Großteil wurde dabei in Wasserkraftwerken (Lauf- und Speicherwasserkraftwerken) (insgesamt 12,2 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (4,0 TWh) erzeugt.

Die in diesem Kapitel dargestellten Kennzahlen erhebt die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufsichtstätigkeiten zum bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus. Dazu übermitteln ÜNB (zum 31. Juli), EVU und VNB (zum 31. Mai) auf jährlicher Basis ausgewählte Daten aus ihrer EEG-Jahresendabrechnung. Seit Juli 2017 wird das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur als zusätzliche Quelle zur Auswertung der installierten Leistung von EEG-Anlagen herangezogen.

In der Veröffentlichung „EEG in Zahlen 2021“ stellt die Bundesnetzagentur den Marktakteuren über die hier dargestellten Kennzahlen hinausgehende Auswertungen zur Verfügung. Insbesondere erfolgen die Auswertungen spezifisch für die einzelnen Energieträger, die Bundesländer und nach den Anschlussebenen.³¹

2.1.1 Installierte Leistung³²

Zum 31. Dezember 2021 belief sich die gesamte installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf ca. 134,2 GW. Insgesamt wurde in 2021 ca. 7,5 GW zusätzliche Leistung von Anlagen mit einem Zahlungsanspruch installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 5,9 Prozent.

Elektrizität: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2021 in GW

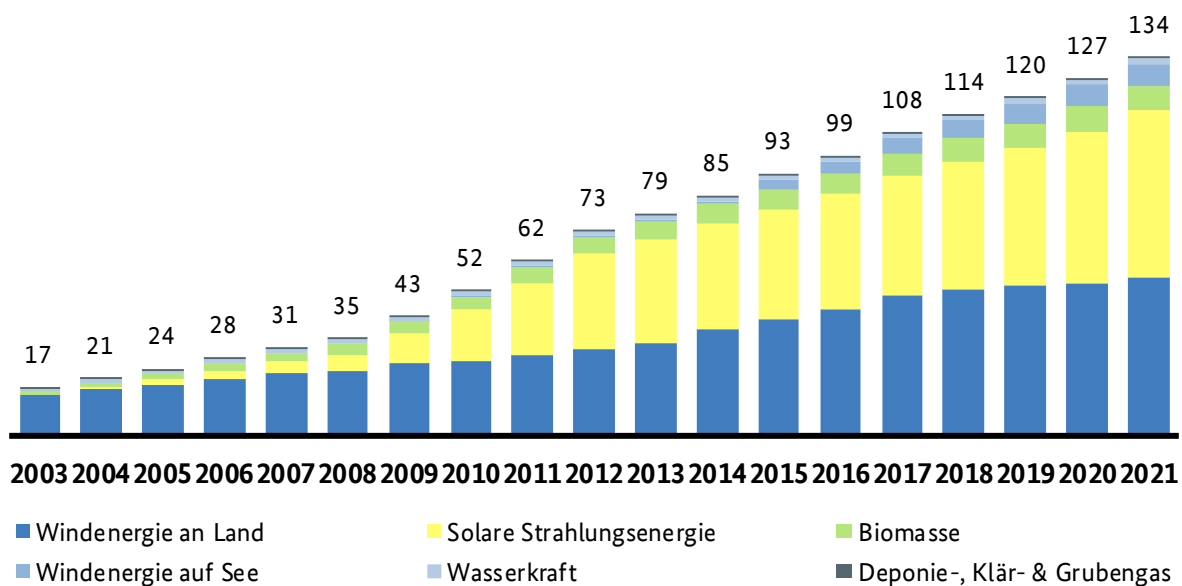


Abbildung 22: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2021

Im Jahr 2021 ist bei den Solaranlagen wieder ein stärkerer Anstieg des Zubaus zu verzeichnen. Der Zubau lag im Jahr 2021 bei 5,7 GW während in den fünf vorangegangenen Jahren durchschnittlich 2,9 GW hinzugebaut wurden. Auch im Bereich von Windenergieanlagen an Land ist weiterhin ein Zubau zu verzeichnen, während im Bereich der Windenergieanlagen auf See im Jahr 2021 kein Zubau stattfindet. Nach einem Tiefstand 2019 ist auch im Jahr 2021 wieder ein leichter Anstieg des Nettoausbaus bei Windenergieanlagen an Land mit 1,6 GW zu verzeichnen (2020: 1,2 GW, 2019: 0,9 GW, 2018: 2,2 GW). Der Zubau von Biomasseanlagen ist mit 0,1 GW im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken (2020: 0,4 GW).

³¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/eeg-daten>

³² Die Zahlen zur installierten Leistung der erneuerbaren Energieträger für das Jahr 2020 können noch Änderungen unterliegen und sind mit der AGEE-Stat noch nicht endabgestimmt.

Elektrizität: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

	Gesamt	Gesamt	Zubau / Rückbau in	Zuwachs / Rückgang
	31. Dezember 2020	31. Dezember 2021	2021	im Vergleich zu 2020
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.624,5	1.627,0	2,5	0,2%
Gase ^[1]	376,5	374,0	-2,5	-0,7%
Biomasse	8.748,4	8.884,6	136,2	1,6%
Geothermie	47,1	54,1	7,0	14,9%
Wind an Land	54.413,8	56.045,5	1.631,8	3,0%
Wind auf See	7.786,8	7.786,8	0,0	0,0%
Solar	53.720,7	59.422,9	5.702,2	10,6%
Gesamt	126.717,8	134.194,9	7.477,1	5,9%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 29: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Jahr 2021 wurden 232.272 neue Anlagen installiert. Die neu installierten Anlagen waren zu rund 99,8 Prozent Solaranlagen, zu rund 0,1 Prozent Windenergieanlagen an Land und die restlichen Anteile verteilten sich auf die anderen Technologien. Für das Jahr 2021 zeichnet sich beim Zubau zum 30. Juni 2022 ein gleichbleibender Trend ab. Bei Geothermie ist anzumerken, dass der deutliche Anstieg der Anlagenanzahl aus einer anderen Erfassungsmethode mit dem Marktstammdatenregister resultiert.

Elektrizität: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Jun 22
Wasserkraft	7.041	7.138	7.172	7.192	7.243	7.261	7.276
Gase ^[1]	612	600	593	567	566	566	568
Biomasse	14.186	14.271	14.496	14.535	14.699	14.821	14.898
Geothermie	10	9	10	11	11	20	22
Wind an Land	26.057	27.406	28.131	28.310	28.579	28.818	28.948
Wind auf See	945	1.167	1.307	1.467	1.499	1.499	1.499
Solar	1.622.405	1.686.993	1.760.396	1.863.684	2.047.963	2.279.847	2.434.361
Gesamt	1.671.256	1.737.584	1.812.105	1.915.766	2.100.560	2.332.832	2.487.572

Tabelle 30: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Elektrizität: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2020	Gesamt 31. Dezember 2021	Zubau /Rückbau in 2021	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2020
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.243	7.261	18	0,2%
Gase ^[1]	566	566	0	0,0%
Biomasse	14.699	14.821	122	0,8%
Geothermie	11	20	9	81,8%
Wind an Land	28.579	28.818	239	0,8%
Wind auf See	1499	1499	0	0,0%
Solar	2.047.963	2.279.847	231.884	11,3%
Gesamt	2.100.560	2.332.832	232.272	11,1%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 31: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

2.1.2 Ausbaupfade

Mit dem EEG 2017 wurden für die Energieträger Wind an Land, Wind auf See, solare Strahlungsenergie und Biomasse leistungsbezogene Ausbaupfade definiert, um die Ziele einer zunehmend erneuerbaren, kosteneffizienten und netzverträglichen Energieversorgung bis zu den Jahren 2025, 2035 und 2040 zu erfüllen. Mit den Novellierungen des EEG 2023 und WindSeeG 2023 wurden diese Ausbaupfade angepasst. Diese Ziele werden in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

Elektrizität: Übersicht Ausbaupfade

	Wind an Land	Wind auf See	Solare Strahlungs-energie	Biomasse
EEG 2017	2,8 GW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019; 2,9 GW Brutto-Zubau ab 2020	20 GW Ausbau im Jahr 2030	2,5 GW Brutto-Zubau pro Jahr	150 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019 200 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2020 bis 2022
EEG 2021	57 GW im Jahr 2022 62 GW im Jahr 2024 65 GW im Jahr 2026 68 GW im Jahr 2028 71 GW im Jahr 2030	20 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2040	63 GW im Jahr 2022 73 GW im Jahr 2024 83 GW im Jahr 2026 95 GW im Jahr 2028 100 GW im Jahr 2030	
EEG 2023	69 GW im Jahr 2024 84 GW im Jahr 2026 99 GW im Jahr 2028 115 GW im Jahr 2030 157 GW im Jahr 2035 160 GW im Jahr 2040	30 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2035 70 GW im Jahr 2045	88 GW im Jahr 2024 128 GW im Jahr 2026 172 GW im Jahr 2028 215 GW im Jahr 2030 309 GW im Jahr 2035 400 GW im Jahr 2040	8,4 GW im Jahr 2030

Tabelle 32: Übersicht Ausbaupfade

In den nachfolgenden Abbildungen wird der jährliche Ausbau der vier Technologien ausgewiesen und den Ausbauzielen im EEG gegenübergestellt. Der Netto-Zubau von Windenergieanlagen an Land betrug im ersten Halbjahr 2022 rund 848 MW, so dass insgesamt eine Leistung von 56,9 GW installiert ist. Im letzten Halbjahr wurden die meisten Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein (233 MW), Nordrhein-Westfalen (177 MW) und Brandenburg (144 MW) neu in Betrieb genommen.

Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land in Megawatt [MW]

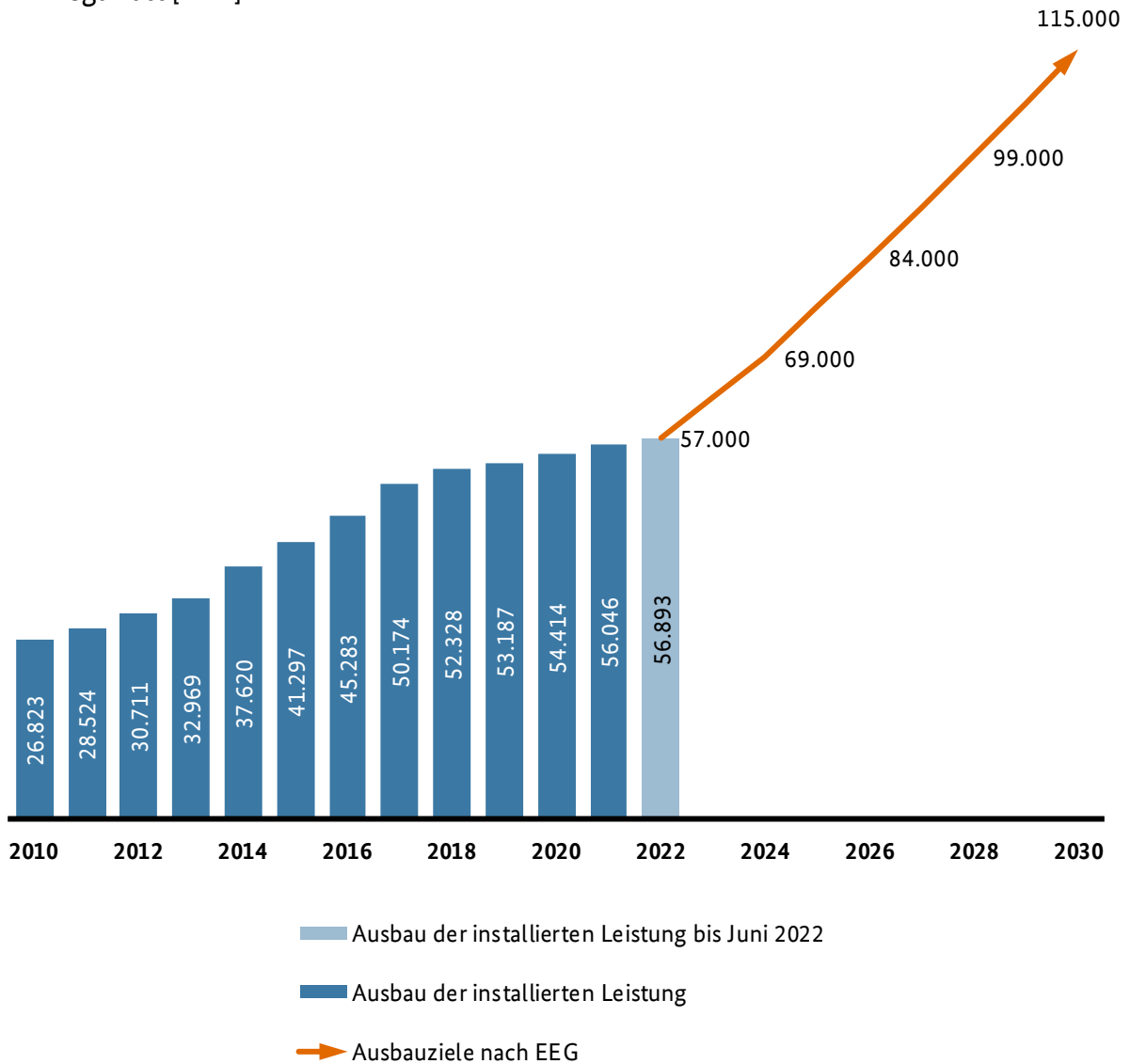


Abbildung 23: Ausbauziele Wind an Land

Bei der solaren Strahlungsenergie lag der Netto-Zubau im ersten Halbjahr 2022 bei 3,6 GW. Insgesamt sind in Deutschland 2,4 Millionen PV-Anlagen mit 63 GW Leistung in Betrieb. Dabei wurde im vergangenen Halbjahr die meiste Solarleistung in Bayern (1.051 MW), Brandenburg (582 MW) und Nordrhein-Westfalen (398 MW) neu installiert.

Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie in Megawatt [MW]

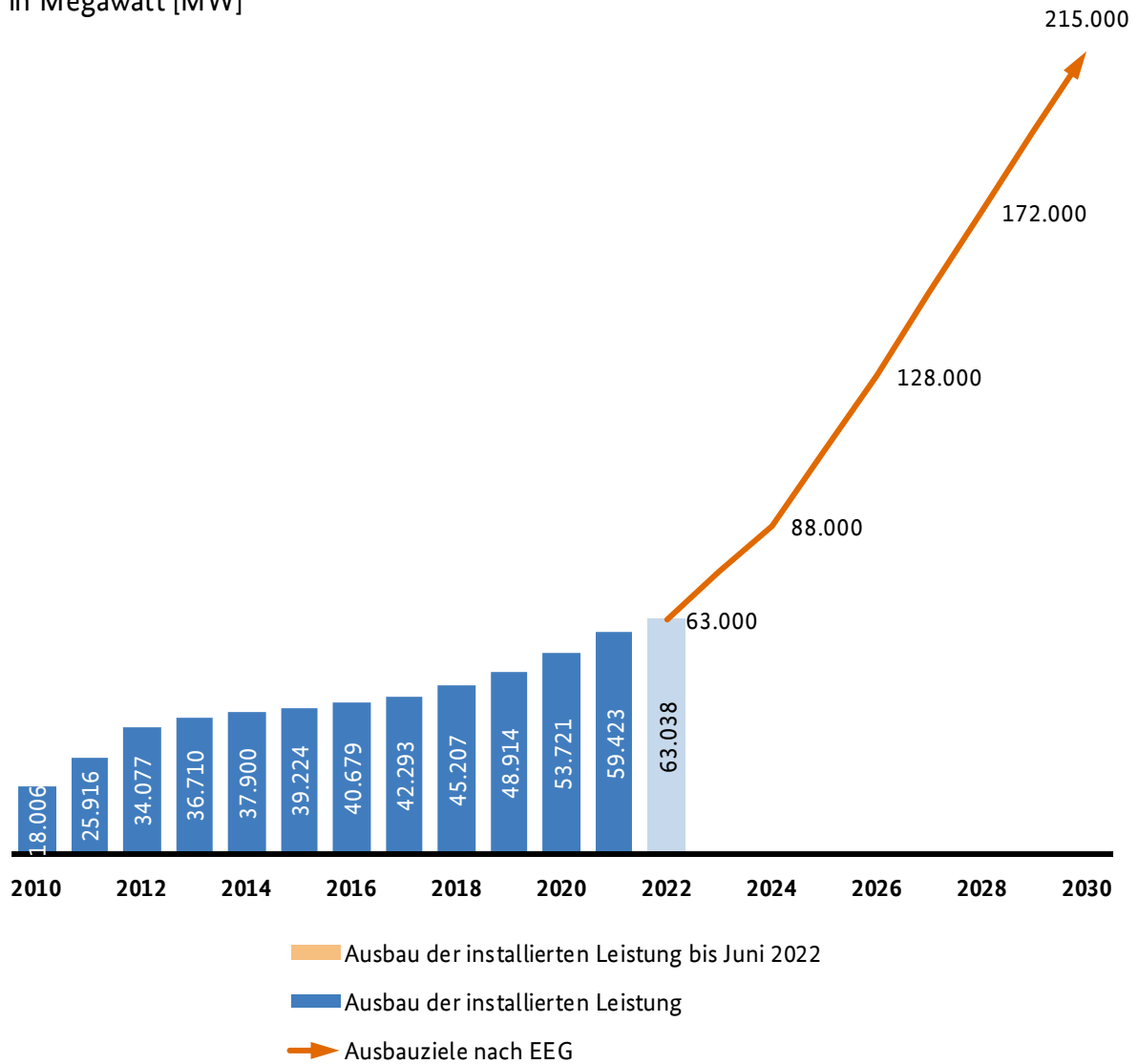


Abbildung 24: Ausbauziele solare Strahlungsenergie

Der Netto-Zubau der Biomasse lag im ersten Halbjahr 2022 mit 41 MW auf einem relativ niedrigeren Niveau. Insgesamt werden bereits 8,9 GW Biomasseleistung nach dem EEG gefördert, wovon nach den Ausbauzielen im EEG 2021 8,4 GW bis zum Jahr 2030 erhalten bleiben sollen.

Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen in Megawatt [MW]

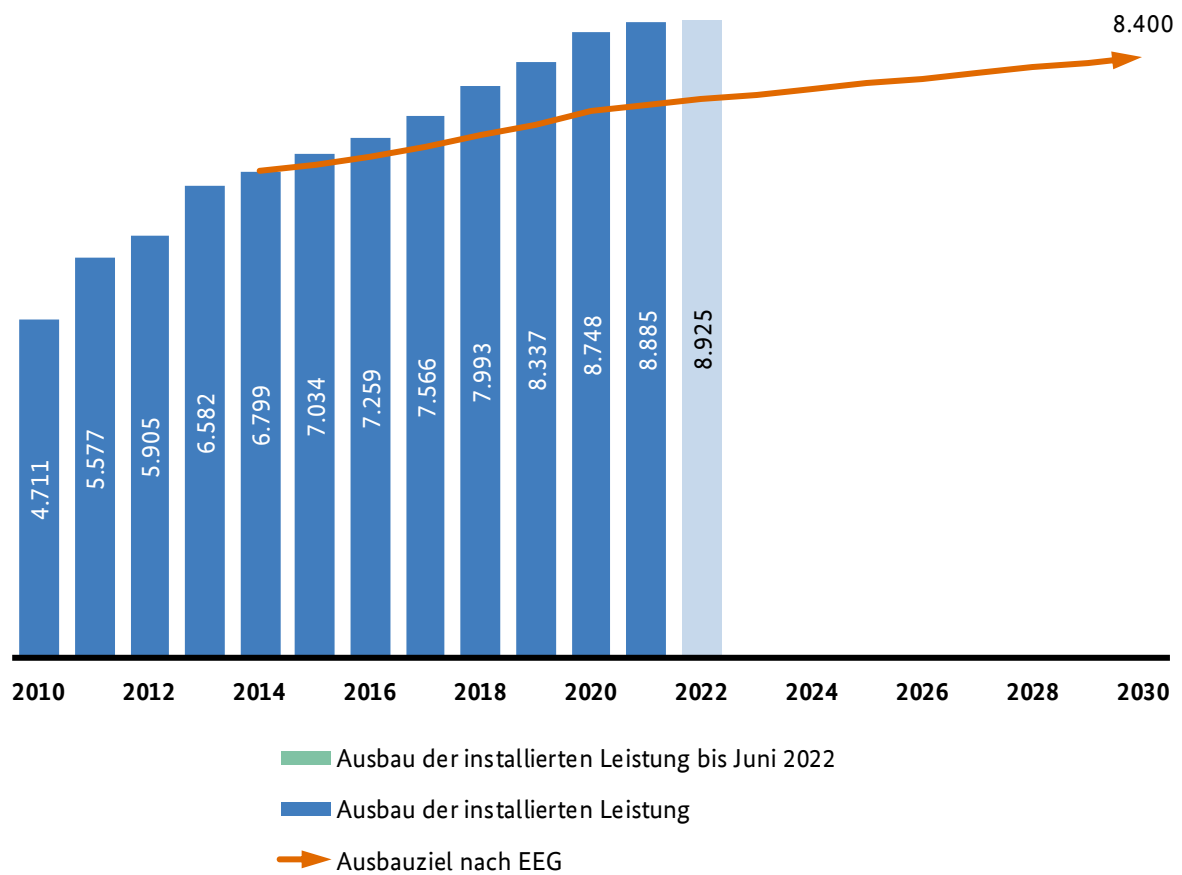


Abbildung 25: Ausbauziele Biomasse

Im Bereich der Windenergie auf See ist der Netto-Zubau seit Juli 2020 zum Erliegen gekommen.

Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See in Megawatt [MW]

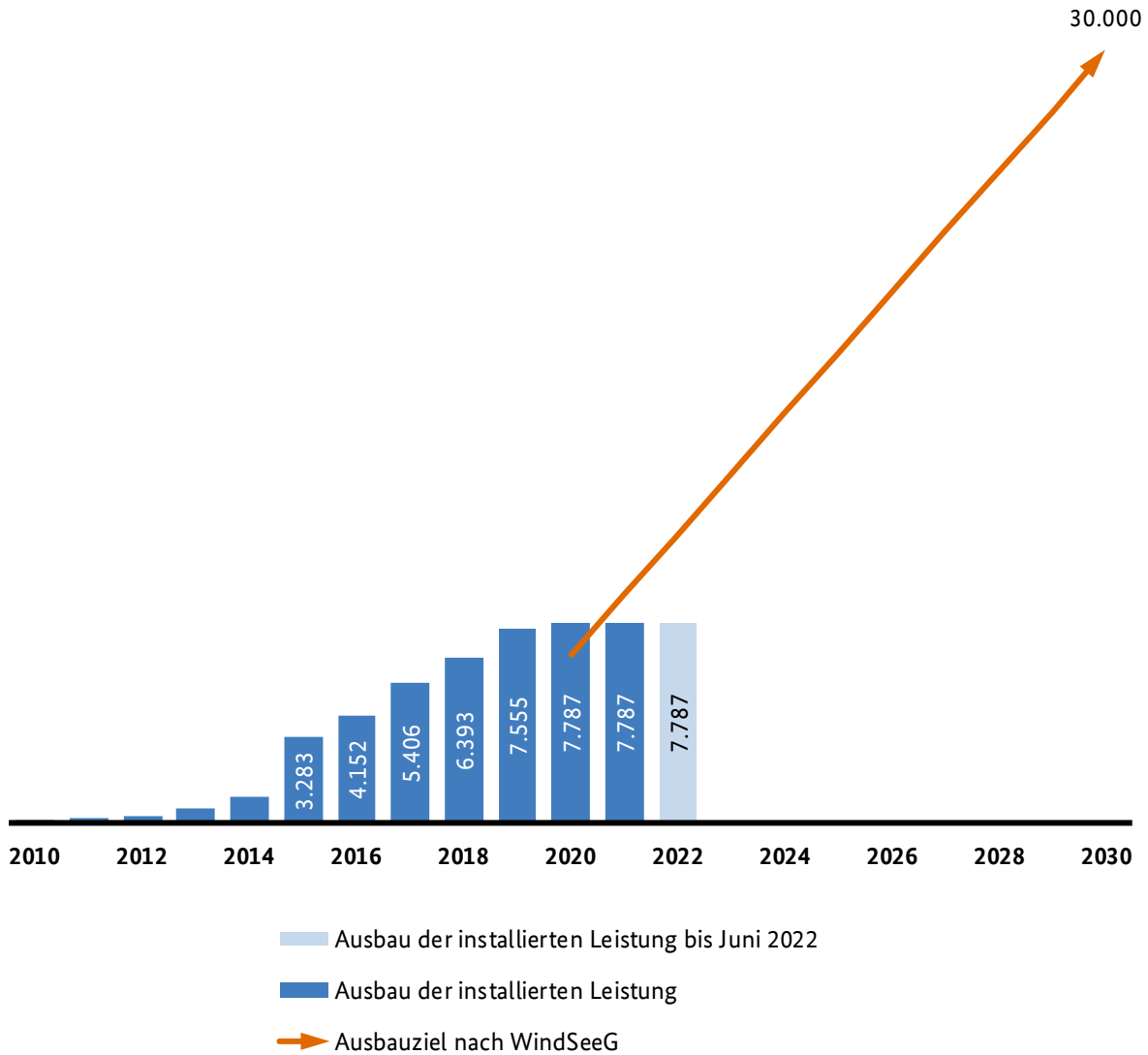


Abbildung 26: Ausbauziele Wind auf See

2.1.3 Eingespeiste Jahresarbeit

Die in 2021 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG betrug 203,4 TWh. Die eingespeiste Jahresarbeit ist um 8,4 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (2020: 222,0 TWh) gesunken. Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 88,5 TWh (43,5 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Solaranlagen mit 44,3 TWh (21,8 Prozent) und Biomasseanlagen mit 40,0 TWh (19,7 Prozent).

Elektrizität: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG in TWh

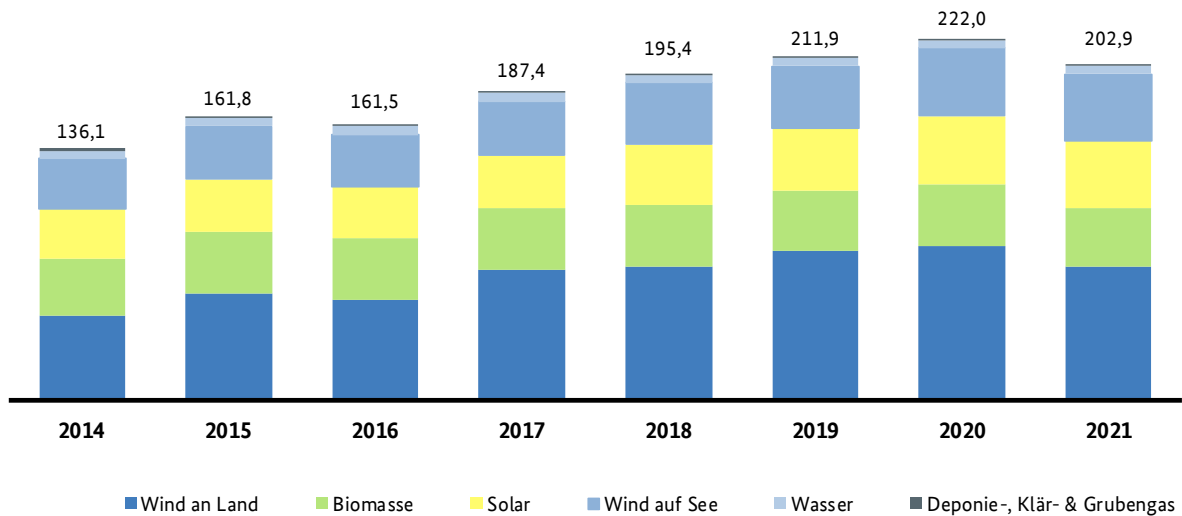


Abbildung 27: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Bei der eingespeisten Jahresarbeit aus Solaranlagen ist ein leichter Rückgang um 1,7 Prozent zu verzeichnen. Die Stagnation der Menge der eingespeisten Jahresarbeit durch Solaranlagen trotz stetig ausgebauter Leistung lässt sich durch die relativ sonnenarmen Sommermonate im Jahr 2021 erklären³³.

Der signifikante Rückgang der Menge der eingespeisten Jahresarbeit durch Windanlagen an Land und auf See von jeweils über 10 Prozent lässt sich dadurch erklären, dass das Jahr 2021 windstill war (vgl. Abbildung 25).

Der signifikante Rückgang der Menge der eingespeisten Jahresarbeit durch Gasanlagen kann nur zum Teil mit dem Rückbau in diesem Bereich erklären werden (vgl. Tabelle 25).

Im Gegensatz zu anderen Energieträgern ist bei der eingespeisten Leistung, die 2021 durch von Wasserkraft gewonnen wurde, ein Zuwachs zu verzeichnen. Während 2020 noch 5,0 TWh gewonnen wurden, stieg der Wert der eingespeisten Leistung im folgenden Jahr 2021 auf 5,6 TWh – ein Wachstum um 10,8 Prozent. Erklärbar wird diese Entwicklung dadurch, dass 2021 erstens insgesamt ein leicht überdurchschnittliches Jahr in Bezug auf den Niederschlag war und zweitens mehrere Starkregenereignisse zu beobachten waren³⁴. Vor allem in Bayern und Baden-Württemberg, wo aufgrund der Höhenlage am Alpenrand bzw. Schwarzwald eine Vielzahl der Wasserkraftwerke installiert sind, wurden hohe Niederschlagsmengen gemessen

³³ Quelle: Daten entnommen aus der Veröffentlichung „Das Strahlungsjahr 2021“ des Deutschen Wetterdienstes unter <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/solarenergie.html;jsessionid=202DF6C959DA3A98FAA70C9CE3A1B71D.live11042?nn=16102>.

³⁴ Quelle: Pressemitteilung des Deutschen Wetterdienstes unter [https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2021/20211230_deutschlandwetter_jahr2021_news.html#:~:text=Im%20Jahr%202021%20fielen%20rund,\(791%20l%20Fm%C2%B2%20\)](https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2021/20211230_deutschlandwetter_jahr2021_news.html#:~:text=Im%20Jahr%202021%20fielen%20rund,(791%20l%20Fm%C2%B2%20)).

Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2020	Gesamt 31. Dezember 2021	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2020
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	5.048	5.592	10,8%
Gase ^[1]	1.089	765	-29,8%
Biomasse	40.948	40.016	-2,3%
Geothermie	197	210	6,6%
Wind an Land	102.741	88.502	-13,9%
Wind auf See	26.903	24.015	-10,7%
Solar	45.030	44.252	-1,7%
Gesamt	221.956	203.352	-8,4%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 33: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

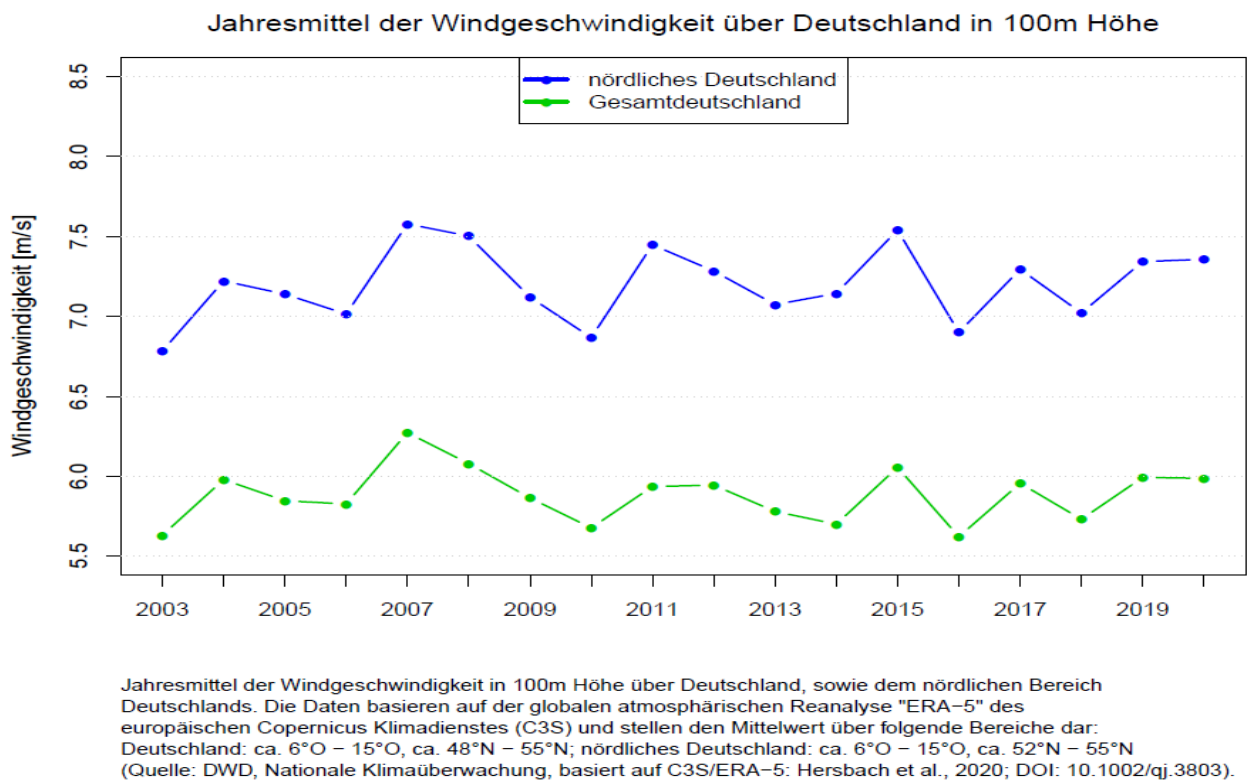


Abbildung 28: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands

Maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen

Die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen ist im Vergleich zu den Vorjahren kaum merklich angestiegen. Im Jahr 2021 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 71,8 GW am 05. Mai 2021 zwischen 13:00 und 14:00 Uhr auf. Diese Einspeisespitze ist zu 70,4 Prozent auf die Einspeisung aus Windenergieanlagen zurückzuführen, 29,6 Prozent fielen auf die Einspeisung aus Solaranlagen. An diesem Tag speisten die Windenergieanlagen bis zu 50,6 GW Leistung in das Netz. Hinzu kam eine mit 21,3 GW eine für die fröhsommerliche Jahreszeit recht hohe Einspeisung aus den Solaranlagen.

Elektrizität: Maximale Einspeisung in GW

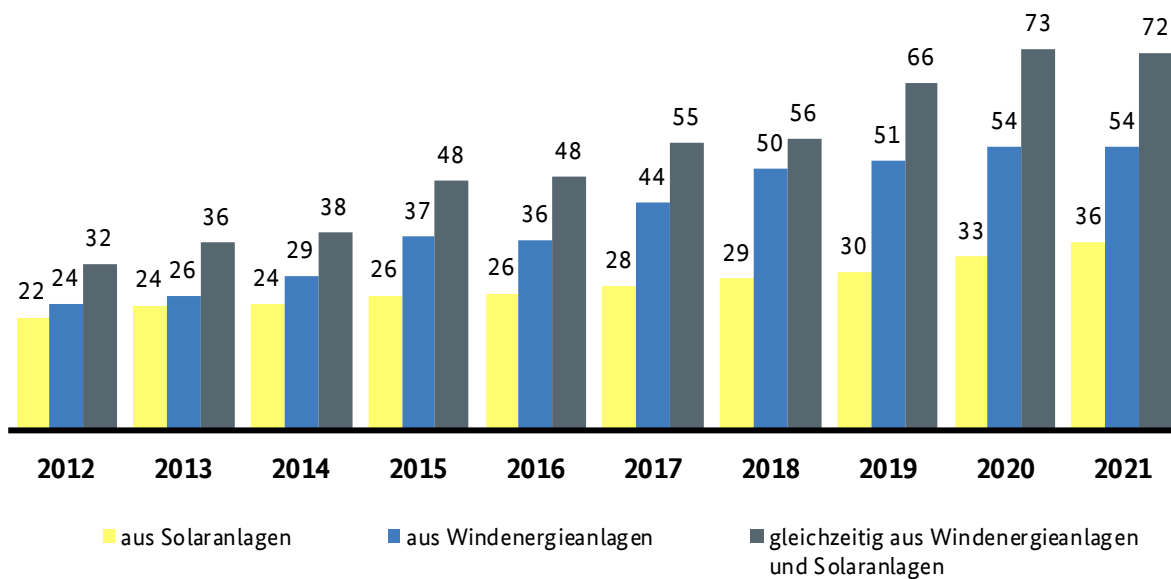
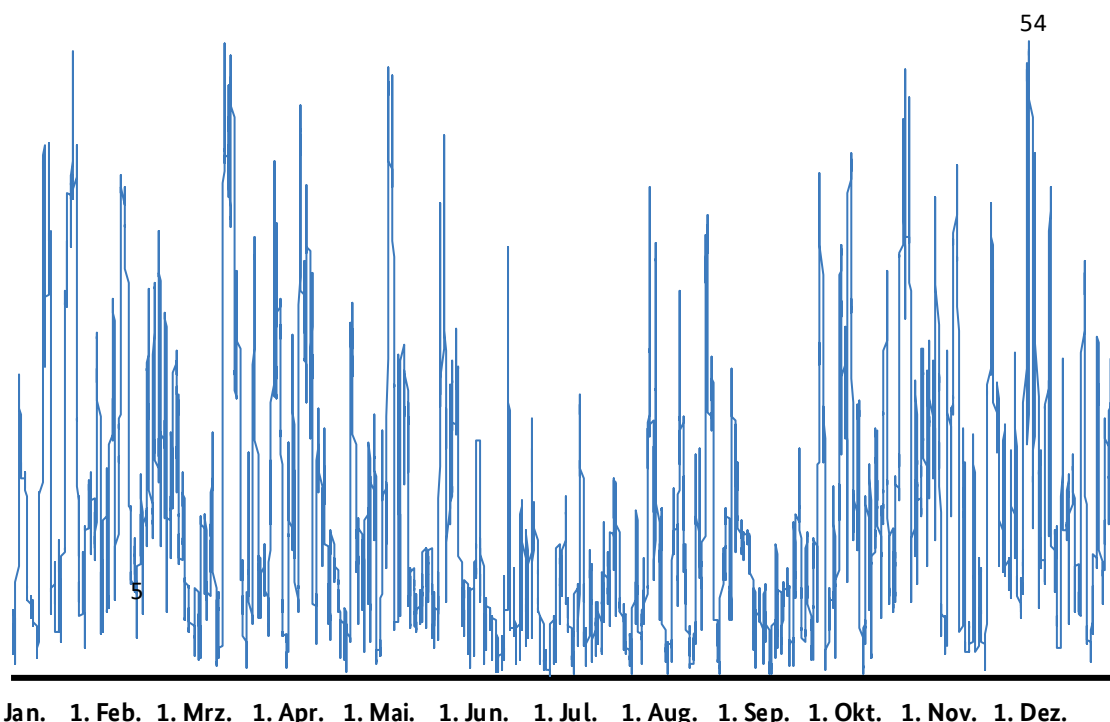


Abbildung 29: Maximale Einspeisung

Die maximale Einspeisung ausschließlich aus Solaranlagen im Jahr 2021 wurde am 27. April 2021 zwischen 13:00 und 14:00 Uhr gemessen. Der Wert der eingespeisten Energiemenge lag bei 36,3 GW. Zwischen Ende November und Anfang Dezember 2021 erreichten die Windenergieanlagen (solche an Land und auf See zusammenaddiert) die höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere auf das dichte Aufeinanderfolgen von Sturmtief „Christian“ und „Daniel“ zurückzuführen ist, wurde am 01. Dezember 2021 zwischen 20:00 und 21:00 Uhr erzielt und lag bei 54,1 GW.³⁵ Auch im gesamten Verlauf des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden, die teils für mehrere Tage zu hohen Einspeisewerten führten.

³⁵ Quelle: Daten entnommen aus dem Jahresbericht des Deutschen Wetterdienstes 2021 (DWD Jahresbericht 2021) unter: https://www.dwd.de/DE/presse/publikationen/jahresberichte_node.html.

Elektrizität: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2021 in GW



Quelle: Monitoringbericht 2022 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Abbildung 30: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2021

2.1.4 Entwicklung der Vermarktungsformen

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern zum ersten Mal als Alternative zur festen Einspeisevergütung verschiedene Formen der Direktvermarktung zur Wahl: die Inanspruchnahme einer Marktprämie (als zusätzliche EEG-basierte Zahlung zu den Markterlösen) oder die sonstige Direktvermarktung (Verkauf des EEG-Stroms ohne zusätzliche Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung). Die darauffolgenden Fassungen des EEG sehen die Direktvermarktung bzw. die Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten oder mit dem Mieterstromzuschlag vergütet werden. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Im Jahr 2021 erhielten 79 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit die Zahlungen nach dem EEG in Form der Marktprämie. Bei Windenergieanlagen auf See waren es 100 Prozent, auch bei Windenergie an Land und Geothermie jeweils deutlich über 90%. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen mit Marktprämie ist mit 36 Prozent (2020: 34 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering, steigt jedoch stetig an.

Der Anteil der sonstigen Direktvermarktung ist im Jahr 2021 das erste Mal auf über 2 Prozent gestiegen. Insbesondere im Bereich der Gase ist dieser Anteil auffällig gestiegen, aber auch bei Wind, Solar und Wasserkraft.

Dies ist bei Wind und Wasserkraft insbesondere auf die Anlagen zurückzuführen, denen nach 20 Jahren Förderung nun keine Zahlungen nach dem EEG mehr zustehen, bei der Solarenergie dagegen auf neugebaute oder vorzeitig aus der EEG-Förderung gewechselte Solar-Anlagen.

Elektrizität: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit
in Prozent

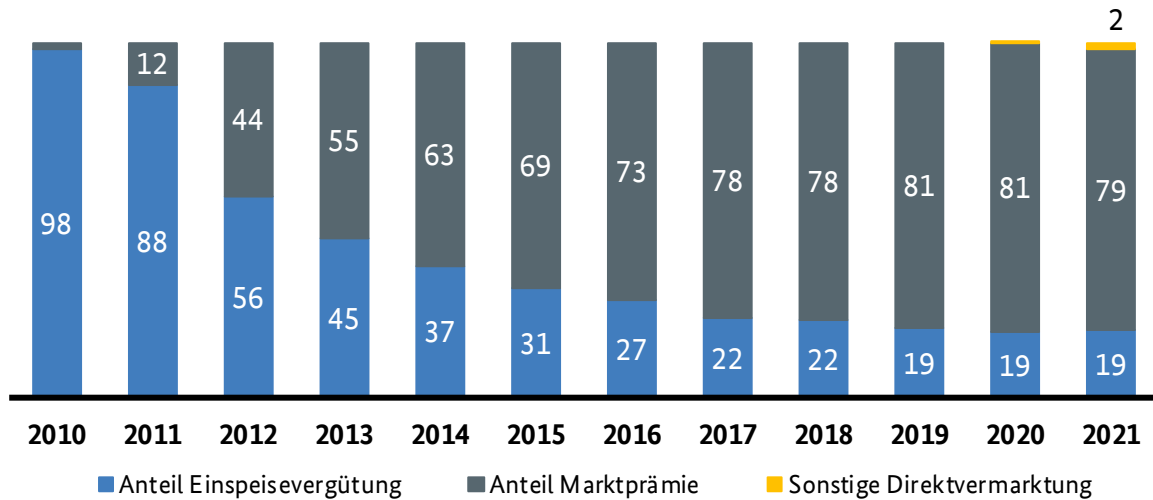


Abbildung 31: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit

Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2021

	alle in GWh	Einspeisevergütung		Marktprämie		Sonstige Direktvermarktung	
		in GWh	Anteil in Prozent	in GWh	Anteil in Prozent	in GWh	Anteil in Prozent
Wasserkraft	5.592	2.060	37%	3.281	59%	251	4%
Gase ^[1]	765	91	12%	582	76%	91	12%
Biomasse	39.525	5.576	14%	33.858	86%	582	1%
Geothermie	210	9	5%	201	95%	-	0%
Wind an Land	88.502	2.680	3%	83.055	94%	2.767	3%
Wind auf See	24.015	-	0%	24.015	100%	-	0%
Solar	44.252	27.881	63%	15.714	36%	656	1%
Gesamt	202.861	38.298	19%	160.706	79%	4.348	2%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 34: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger

2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG

Die Zahlungen für in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste EEG-Strommengen erfolgen durch die Anschlussnetzbetreiber nach den im EEG festgelegten technologiespezifischen Zahlungsansprüchen (anzulegender Wert). Die Zahlungen werden in der Regel beginnend mit dem laufenden Jahr der Inbetriebnahme für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Im Jahr 2021 wurden insgesamt 19,7 Mrd. Euro von den Anschlussnetzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausbezahlt. Darin enthalten sind einerseits die Zahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten lassen (Einspeisevergütung). Andererseits beinhaltet dieser Betrag auch die Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom selbst vermarkten („Marktprämie“). Die Anlagenbetreiber die ihren Strom selber vermarkten, bekommen für diesen Strom im Grundsatz den nach dem EEG jeweils vorgegebenen anzulegenden Wert. Die Marktprämie deckt dabei den Anteil bis zum anzulegenden Wert ab, den Anlagenbetreiber nicht durch die Vermarktung erwirtschaften konnten.

Insgesamt sind die Zahlungen im Jahr 2021 im Vergleich zum vorherigen Jahr um 34,1 Prozent gesunken. Dies ist auf die hohen Strompreise im Jahr 2021 zurückzuführen (vgl. Kapitel A 1.5). Die Anlagenbetreiber konnten durch die Vermarktung des Stroms teilweise sogar Erlöse über den anzulegenden Wert hinaus erwirtschaften. Dadurch ist der Anteil, der durch die Netzbetreiber als Marktprämie gezahlt werden musste stark zurückgegangen. Während im Jahr 2020 Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten haben (Einspeisevergütung: 37,5 Prozent, Marktprämie: 62,5 Prozent), liegt dieser Anteil im Jahr 2021 nur noch bei 8,2 Prozent. Die wesentlichen Anteile der Zahlungen entfielen auf Solaranlagen (9,9 Mrd. Euro) und Biomasseanlagen (4,8 Mrd. Euro).

Elektrizität: Zahlungen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2020 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2021 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2020 in Prozent
Wasserkraft	386	302	-21,8%
Gase ^[1]	51	12	-76,5%
Biomasse ^[2]	6.984	4.788	-31,4%
Geothermie	43	32	-25,9%
Wind an Land	6.674	2.334	-65,0%
Wind auf See	4.246	2.259	-46,8%
Solar	11.456	9.926	-13,4%
Gesamt	29.841	19.652	-34,1%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

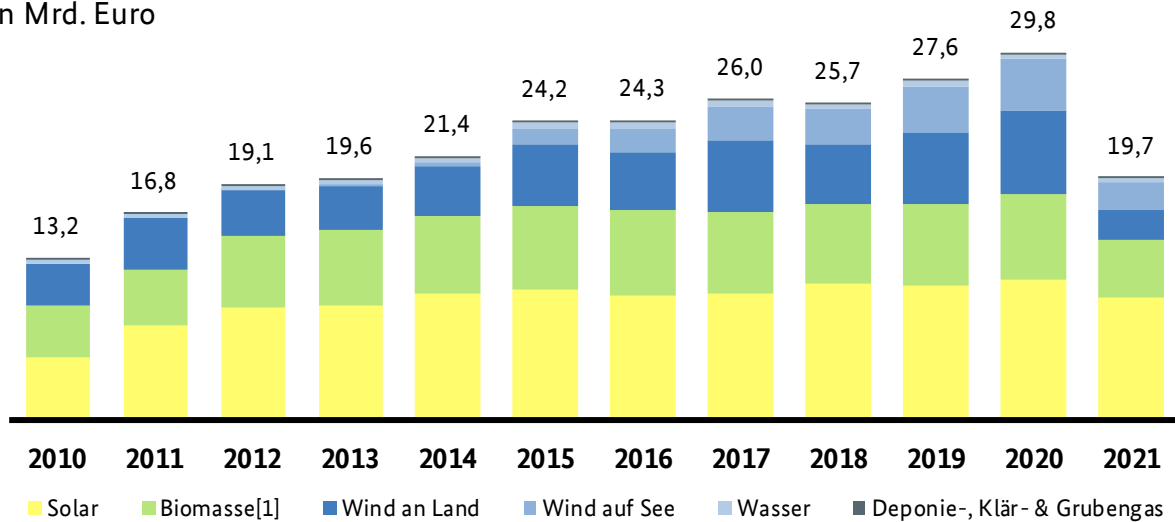
Tabelle 35: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Auch bei den einzelnen Energieträgern, kann man erkennen, dass bei Energieträgern (Wind an Land und Wind auf See), die sich überwiegend in der Direktvermarktung befinden, ein klarer Rückgang der Zahlungen

zu verzeichnen ist. Hingegen ist bei Energieträgern bei denen ein Großteil noch die Einspeisevergütung erhält (Solar), der Rückgang geringer.

Elektrizität: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger

in Mrd. Euro



[1] inklusive der Förderung der Flexibilität

Abbildung 32: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

Im Jahr 2021 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien durchschnittlich 9,7 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG³⁶ erhalten. Dieser Rückgang ist ebenfalls, wie oben beschrieben auf die hohen Strompreise zurückzuführen.

Zusätzlich muss man berücksichtigen, dass die Zahlungen für die unterschiedlichen Energieträger stark voneinander abweichen. Beispielsweise erhielten Betreiber von Solaranlagen im Jahr 2021 durchschnittlich 22,4 ct/kWh, während Betreiber von Windenergieanlagen an Land durchschnittlich 2,6 ct/kWh erhielten. In diesen Durchschnittswerten sind sowohl die Bestandsanlagen mit sehr hohen Zahlungen nach dem EEG als auch neue Anlagen enthalten, die deutlich geringere Zahlungen nach dem EEG beziehen.

³⁶ Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG
in ct/kWh

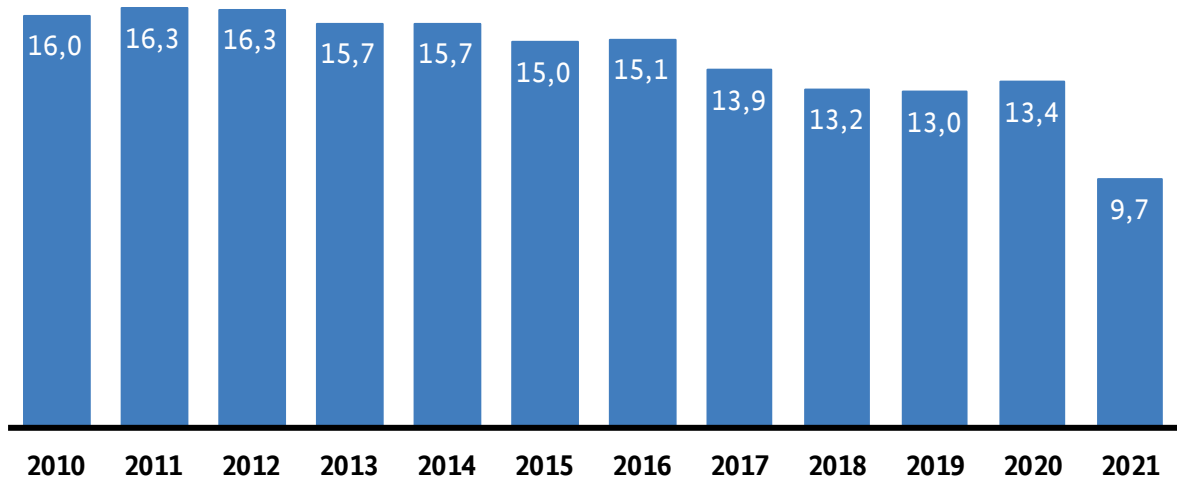


Abbildung 33: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

Elektrizität: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2021
in ct/kWh

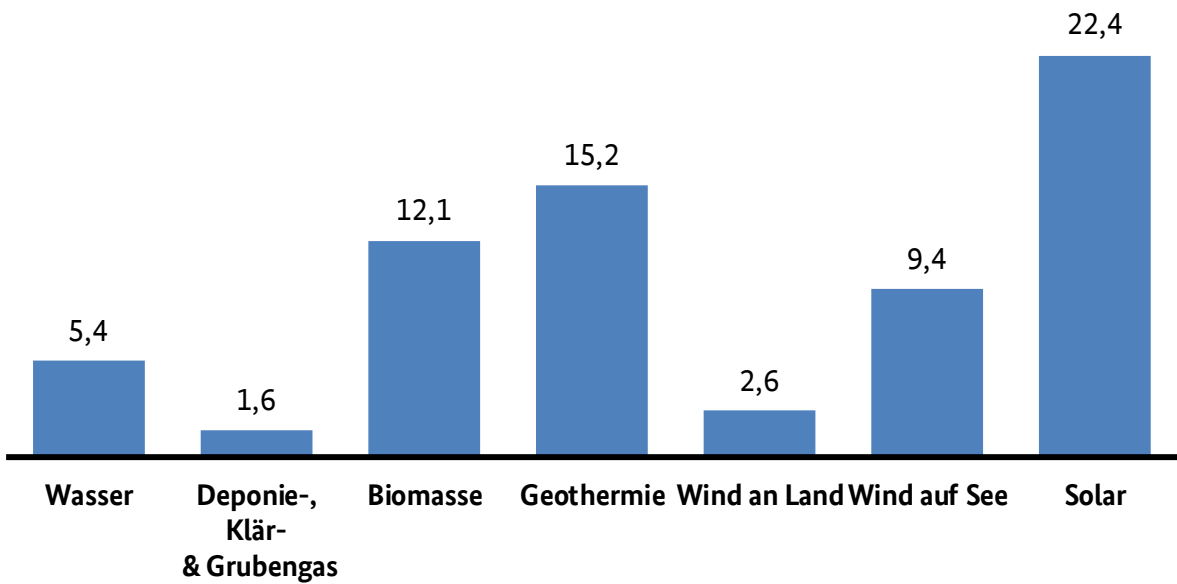


Abbildung 34: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger

2.2.1 Entwicklung der EEG-Umlage

Die Zahlungen nach dem EEG wurden von 2008 bis 2022 überwiegend über die Erhebung der EEG-Umlage refinanziert.

Die EEG-Umlage für das erste Halbjahr 2022 lag bei 3,72 ct/kWh und damit um fast 43 Prozent geringer als im Vorjahr (6,5 ct/kWh). Eine Umlage von unter 4 ct/kWh wurde zuletzt 2012 erhoben.

Hauptgrund für den starken Rückgang der EEG-Umlage 2022 sind die deutlich gestiegenen Börsenstrompreise. Die hierdurch steigenden Vermarktungserlöse für den erneuerbaren Strom reduzieren den Förderbedarf erheblich. Wie im vergangenen Jahr wird die Umlage 2022 zusätzlich durch einen Bundeszuschuss gesenkt, der sich aus Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung finanziert. Für das zweite Halbjahr 2022 wurde die EEG-Umlage durch eine Neuregelung im EEG auf null festgelegt. Ab 2023 wird keine EEG-Umlage mehr erhoben.

Elektrizität: Entwicklung der EEG-Umlage in ct/kWh

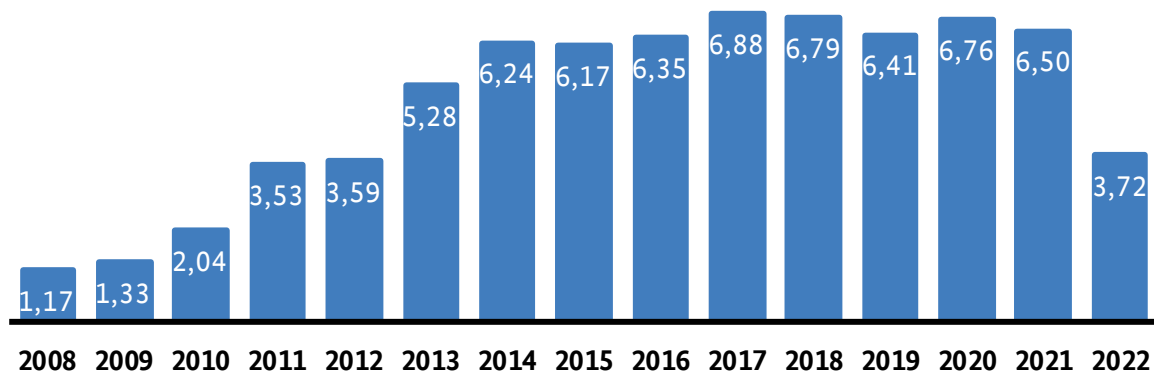


Abbildung 35: Entwicklung der EEG-Umlage

2.3 Ausschreibungen



Betreiber von neu zu errichtenden Anlagen der erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse müssen im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens einen Zuschlag erhalten, um Anspruch auf eine Zahlung nach dem EEG zu bekommen

Grundsätzlich erhalten die eingereichten Gebote den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen Gebotswert (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Ausnahmen werden nur für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land und bestehenden Biomassenanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 Kilowatt gemacht. Deren Zuschlagshöhe wird im sogenannten Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots.

Erteilte Zuschläge erlöschen jeweils nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Werden die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb genommen, müssen die Bieter eine Strafzahlung leisten.

Neben technologiespezifischen Ausschreibungen, jeweils für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar und Biomasse, wurde im Jahr 2020 die erste Innovationsausschreibung durchgeführt. Mit dem EEG 2021 wurden die technologieübergreifenden Ausschreibungen für Wind an Land und Solar abgeschafft. Neu eingeführt wurden Ausschreibungen für Solar-Aufdach-Anlagen (Solaranlagen des zweiten Segments) und Biomethananlagen.

Im Zeitraum Januar 2021 bis Oktober 2022 wurden 30 Ausschreibungsrunden mit den folgenden Ergebnissen durchgeführt:

Elektrizität: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2022

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Solar (Erstes Segment)	01.03.2021	5,03
	01.06.2021	5,00
	01.11.2021	5,00
	01.03.2022	5,19
	01.06.2022	5,51
Solar (Zweites Segment)	01.06.2021	6,88
	01.12.2021	7,43
	01.04.2022	8,53
	01.08.2022	8,84
Wind an Land	01.02.2021	6,00
	01.05.2021	5,91
	01.09.2021	5,79
	01.02.2022	5,76
	01.05.2022	5,85
	01.09.2022	5,84

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert (gleitende Marktprämie); bei Solar erstes Segment wird für 2021 der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Tabelle 36: Durchgeführte Ausschreibungen in 2021 und 2022 für die Energieträger Solar und Windenergie an Land mit gleitender Marktprämie

Elektrizität: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2022 mit gleitender Marktprämie

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Biomasse	01.03.2021	17,02
	01.09.2021	17,48
	01.03.2022	15,75
	01.09.2021	17,48
Biomethan	01.12.2021	17,84
	01.10.2022	18,71

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Die Förderung wird bei diesen Ausschreibungen sowie bei Wind und Solar als gleitende Marktprämie unter Berücksichtigung der Börsenpreise ausgezahlt

Tabelle 37: Durchgeführte Ausschreibungen 2021 und 2022 für Biomasse und Biomethan mit gleitender Marktprämie

Elektrizität: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2022 mit fixer Marktprämie

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
KWK	01.06.2021	5,64
	01.12.2021	6,11
	01.06.2022	5,87
Innovative KWK Systeme	01.06.2021	11,57
	01.12.2021	11,37
	01.06.2022	11,74
Innovationausschreibung: Anlagenkombinationen	01.04.2021	4,29
	01.08.2021	4,55
	01.04.2022	5,42

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Die Förderung bei diesen Ausschreibungen wird als fixe Marktprämie ohne Berücksichtigung der Börsenpreise ausgezahlt.

Tabelle 38: Durchgeführte Ausschreibungen 2021 und 2022 für KWK-Anlagen, Innovative KWK Systeme und Anlagenkombinationen mit fixer Marktprämie.

Die Werte der Tabelle 32 und 33 sind nicht mit denen der Tabelle 34 vergleichbar. In Tabelle 32 und 33 wird jeweils eine gleitende Marktprämie abgebildet, die einen Abzug potentieller Erlöse an der Strombörse beinhaltet. Die Werte der Tabelle 34 zeigen fixe Marktprämien, die zusätzlich zu sonstigen Erlösen an den Anlagenbetreiber ausgezahlt werden.

2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen

Nach dem Pilotausschreibungsverfahren für Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 bis 2016, werden seit Jahresbeginn 2017 Ausschreibungen für alle Solarfreiflächenanlagen mit einer installierten Leistung größer 750 Kilowatt durchgeführt. Gebote für Projekte auf Grünland- oder Ackerflächen in benachteiligten Gebieten sind zulässig, sofern die einzelnen Bundesländer dies per Verordnung erlauben (bislang Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen und Sachsen-Anhalt). Im Jahr 2021 wurden bei drei Ausschreibungsterminen insgesamt 1.637 MW ausgeschrieben. Es wurden 1.645 MW bezuschlagt, verteilt auf 331 Solarprojekte (Gebote).

Im Jahr 2022 werden in drei Gebotsterminen 3.434 MW ausgeschrieben, wobei sich das Volumen für den Gebotstermin im November aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen noch verändern kann. In den Gebotsrunden März und Juni konnten 1.779 MW, verteilt auf 310 Solarprojekte bezuschlagt werden. Im Juni 2022 war das Ausschreibungsvolumen erstmalig seit Einführung der Solarausschreibung unterzeichnet. Hauptgrund könnte die annähernde Verdopplung des Ausschreibungsvolumens (2021: 1.637 MW; 2022: 3.434 MW) sein.

Seit dem Jahr 2021 dürfen bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments ausschließlich Bieter teilnehmen, die Solaranlagen auf Freiflächen oder sonstigen baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch

Lärmschutzwände sind, errichten wollen. In den ersten beiden Ausschreibungsterminen im Jahr 2021 lagen die Zuschlagswerte mit 5,03 ct/kWh (März 2021) und 5,00 ct/kWh (Juni und November 2021) ebenfalls im unteren 5 ct-Bereich. In der ersten Jahreshälfte 2022 sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte wieder leicht angestiegen und lagen bei 5,19 ct/kWh (März 2022) und 5,51 ct/kWh (Juni 2022). Die nächste Ausschreibungsrunde findet im November 2022 statt.

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2021

	März	Juni	Nov.
Ausgeschriebene Menge (MW)	617	510	510
Eingereichte Gebote	288	242	232
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1504	1130	986
Zuschläge*	103	95	133
Zuschlagsmenge (MW)*	620	513	512
Gebotsausschlüsse	6	11	10
Gebotsausschlussmenge (MW)	38	36	32
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,90	5,90	5,90
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,03	5,00	5,00
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,69	4,69	4,57
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,18	5,09	5,20

*Vor Eingang der Zweitsicherheit.

Tabelle 39: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2021

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2022

	März	Juni	Nov.
Ausgeschriebene Menge (MW)	1108	1126	1200*
Eingereichte Gebote	209	116	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1116	714	n.v.
Zuschläge	201	109	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)	1084	696	n.v.
Gebotsausschlüsse	8	6	n.v.
Gebotsausschlussmenge (MW)	32	17	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,57	5,70	n.v.
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,19	5,51	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,05	4,87	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,55	5,69	n.v.

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern

Tabelle 40: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2022

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 18 und 24 Monaten. Aus den vergangenen 33 Solarrunden (inkl. FFAV und GEEV) sind zusätzlich zu den sechs abgeschlossenen Runden der Ausschreibung nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV), die Realisierungsfristen für die ersten zwölf Solarausschreibungsrunden nach dem EEG bzw. nach der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) abgelaufen. Diese weisen grundsätzlich hohe Realisierungsquoten (Tabelle 37) auf, was als Erfolg zu werten ist. Lediglich die niedrigen Realisierungsraten von 35 Prozent, 44 Prozent und 55 Prozent für die abgeschlossenen Runden im Oktober 2017, Februar 2018 und Oktober 2018 weichen von diesem Erfolgstrend ab. Wesentlicher Grund hierfür war die fehlende Realisierung anteilmäßig größerer Solarprojekte. Aufgrund der Corona-Pandemie wurden die Realisierungsfristen für alle Zuschläge, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden und deren Realisierungsfristen bei Inkrafttreten der Änderung noch nicht abgelaufen waren, um sechs Monate verlängert. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden ab Dezember 2019 laufen die Realisierungsfristen daher noch.

Elektrizität: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	Ausschreibungs-grundlage
15.04.2015	99	06.05.2017	FFAV
01.08.2015	90	20.08.2017	FFAV
01.12.2015	92	18.12.2017	FFAV
01.04.2016	100	18.04.2018	FFAV
01.08.2016	96	12.08.2018	FFAV
01.12.2016	73	15.12.2018	FFAV
01.11.2016	99	05.12.2018	GEEV
01.02.2017	99	15.02.2019	EEG
01.06.2017	97	21.06.2019	EEG
01.10.2017	35	23.10.2019	EEG
01.02.2018	44	27.02.2020	EEG
01.06.2018	83	21.12.2020	EEG
01.10.2018	55	26.04.2021	EEG
01.02.2019	91	22.10.2021	EEG
01.03.2019	94	06.12.2021	EEG
01.06.2019	93	28.02.2022	EEG
01.10.2019	83	27.06.2022	EEG
01.12.2019	89	22.09.2022	EEG

Quelle: Monitoringbericht 2022 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Tabelle 41: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen des ersten Segments

Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, ist der Anteil Bayerns an der Zuschlagsmenge im Rahmen der Solarausschreibungen in den Jahren 2021 und 2022 auf über 50 Prozent angestiegen, was nicht zuletzt mit der Anpassung der bayrischen Öffnungsverordnung für Solaranlagen in benachteiligten Gebieten von 70 auf 200 Zuschläge pro Kalenderjahr zusammenhängt.

**Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge*
in den Ausschreibungen für Solaranlagen 2021/2022**
in MW (Anzahl Zuschläge)**

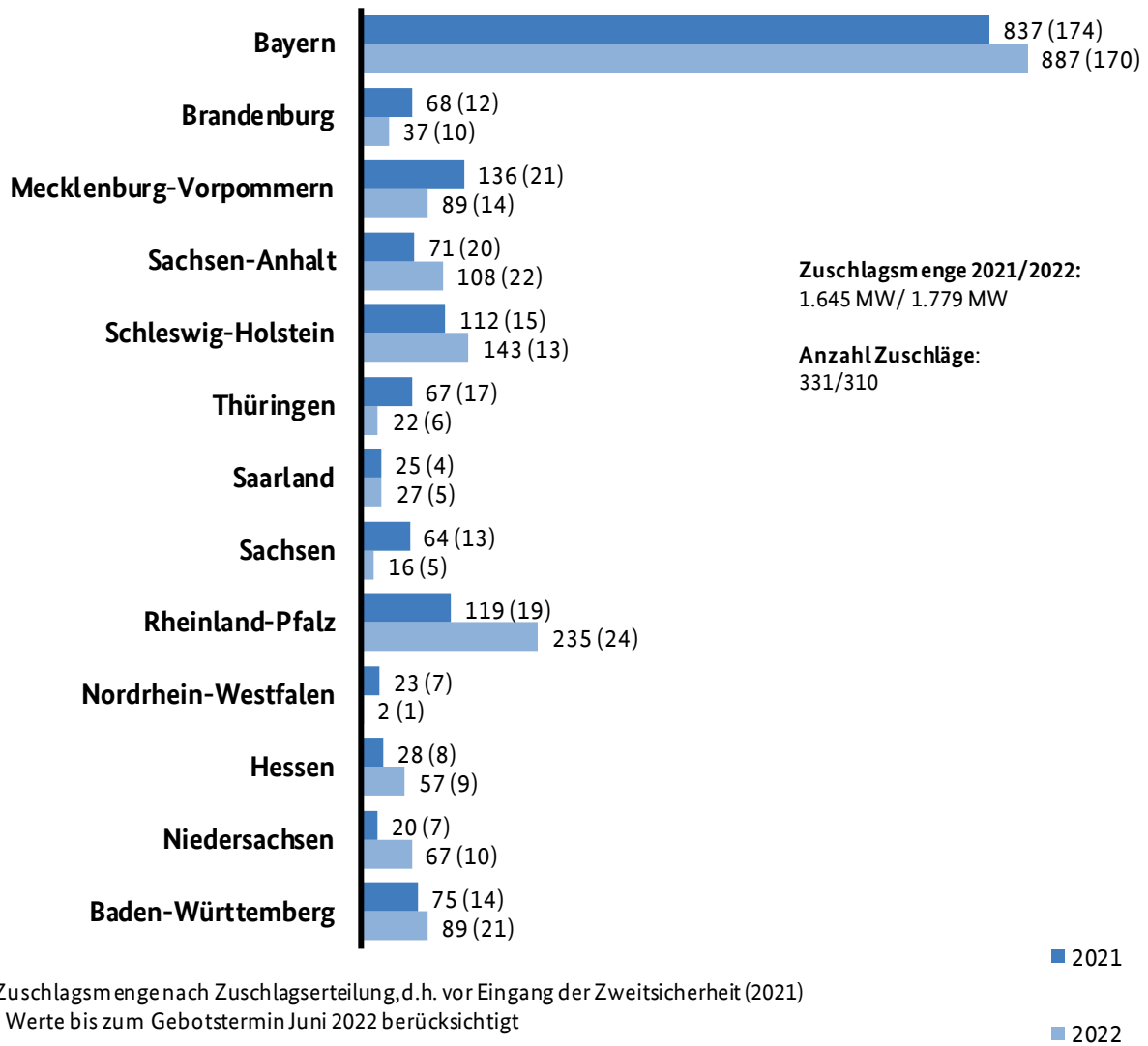


Abbildung 36: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarfreiflächenausschreibungen 2021/2022

2.3.2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Seit Beginn des Jahres 2017 wird die Zahlungshöhe für Windenergieanlagen an Land ebenfalls durch Ausschreibungen ermittelt. An diesen müssen sich alle Windenergieanlagen an Land beteiligen, die eine installierte Leistung von mindestens 751 Kilowatt haben. Geboten wird auf den anzulegenden Wert einer Anlage, an einem definierten 100 Prozent-Referenzstandort; die tatsächlichen Zahlungen können hiervon abweichen.

Im Jahr 2021 wurden 4.235 MW ausgeschrieben, die auf drei Ausschreibungstermine aufgeteilt waren. Zwei von drei Terminen waren 2021 unterzeichnet. Mit einem Zuschlagsvolumen von 3.295 MW wurde der angestrebte Ausbaupfad nicht erreicht. Lediglich der letzte Termin im September war leicht überzeichnet (nachfolgende Tabelle). Für das Jahr 2022 werden, auf vier Termine verteilt, 5.158 MW ausgeschrieben. Das Jahr 2022

begann im Februar mit einer leichten Überzeichnung. Dieser folgten im Mai und September zwei deutliche Unterzeichnungen (Tabelle 39). Im Dezember wird ein Nachholtermin mit einem Ausschreibungsvolumen von 1.190 MW stattfinden.

Elektrizität: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021

	Feb.	Mai	Sep.
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.500	1.243	1.492
Eingereichte Gebote	91	137	210
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	719	1.161	1.824
Zuschläge	89	127	166
Zuschlagsmenge (MW)	691	1.110	1.494
Gebotsausschlüsse	2	10	6
Gebotsausschlüsse in MW	27	51	34
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	6,00	6,00	6,00
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,00	5,91	5,79
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,15	5,68	5,20
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,00	6,00	5,92

Tabelle 42: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021

Elektrizität: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2022

	Feb.	Mai	Sep.	Dez.*
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.328	1.320	1.320	1.190
Eingereichte Gebote	147	116	87	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.356	947	773	n.v.
Zuschläge	141	114	87	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)	1.332	931	773	n.v.
Gebotsausschlüsse	6	2	0	n.v.
Gebotsausschlüsse in MW	24	16	0	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,88	5,88	5,88	5,88
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,76	5,85	5,84	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,77	5,44	5,76	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,88	5,88	5,88	n.v.

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern

Tabelle 43: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2022

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 24 und 54 Monaten. Aus den vergangenen 26 Gebotsrunden sind die Realisierungsfristen für 11 Runden abgelaufen. Grundsätzlich weisen diese ab dem Jahr 2018 hohe Realisierungsquoten auf. Ausnahmen zeigen sich eindeutig bei den Ausschreibungsrunden aus dem Jahr 2017, da bei diesen für Bürgerenergiegenossenschaften eine Teilnahme ohne BImSchG- Genehmigung möglich war und deswegen Projekte mit einem geringeren Planungsstand teilnahmen (Tabelle 40). Aufgrund der Corona-Pandemie wurden die Realisierungsfristen für alle Zuschläge, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden und deren Realisierungsfristen bei Inkrafttreten der Änderung noch nicht abgelaufen waren, um sechs Monate verlängert. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden ab September 2019 laufen die Realisierungsfristen daher noch.

Elektrizität: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand	in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.05.2017		32	26.05.2022
01.08.2017		6	22.08.2022
01.11.2017		1	29.11.2022
01.02.2018		62	01.03.2021
01.05.2018		82	25.05.2021
01.08.2018		93	24.08.2021
01.10.2018		81	26.10.2021
01.02.2019		91	23.08.2021
01.05.2019		86	22.11.2021
01.08.2019		97	16.02.2022
01.09.2019		95	19.09.2022

Tabelle 44: Realisierungsraten bei Windausschreibungen

Regional betrachtet konzentrierten sich im Jahr 2021 74 Prozent der Zuschlagsmenge auf die vier Bundesländer Schleswig-Holstein (26 Prozent), Niedersachsen (17 Prozent), Nordrhein-Westfalen (17 Prozent) und Brandenburg (14 Prozent). Auch im Jahr 2022 konzentrierten sich bis zum Redaktionsschluss 76 Prozent der Zuschlagsmenge auf diese Bundesländer: Schleswig-Holstein (22 Prozent), Niedersachsen (23 Prozent), Nordrhein-Westfalen (20 Prozent) und Brandenburg (11 Prozent).

Elektrizität: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2022*

Bundesland	Anzahl der Gebote		Gebotene Leistung in kW		Anzahl der Zuschläge		Bezuschlagte Leistung in kW	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Baden-Württ.	5	6	58.200	53.960	4	6	54.000	53.960
Bayern	8	3	68.000	20.800	6	3	51.400	20.800
Brandenburg	63	37	531.060	330.100	50	37	459.110	330.100
Bremen	1	0	3.600	0	1	0	3.600	0
Hessen	16	12	206.480	206.840	15	12	171.980	206.840
Meckl.-Vorp.	13	11	157.200	95.100	13	11	157.200	95.100
Niedersachsen	52	72	593.800	711.540	49	72	574.400	711.540
Nordr.-Westf.	109	67	707.740	615.399	90	63	553.290	599.899
Rheinl.-Pfalz	21	7	157.800	66.600	20	7	152.200	66.600
Saarland	2	4	17.850	28.760	1	4	3.450	28.760
Sachsen	10	10	48.400	51.400	5	10	23.300	51.400
Sachsen-Anh.	12	25	136.100	143.850	11	25	123.500	143.850
Schl.-Holstein	107	87	895.300	687.250	100	83	869.850	662.450
Thüringen	19	9	122.500	64.400	17	9	98.500	64.400
Summe	438	350	3.704.030	3.075.999	382	342	3.295.780	3.035.699

*Ausschreibungsrunden Februar, Mai und September 2022

Tabelle 45: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer

2.3.3 Weitere Ausschreibungen (Wind auf See, Biomasse, Innovationsausschreibungen, Solaranlagen des zweiten Segments und Biomethan)

Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See

Zum Gebotstermin 1. September 2022 fand – nach der letztjährigen Ausschreibung für Windenergieanlagen auf See - eine weitere Ausschreibung einer durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) voruntersuchten Fläche statt. Die Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur umfasst u. a. den Baugrund und die Meeresumwelt. Mit dem Zuschlag einher geht der Anspruch auf einen – vom Stromverbraucher über die Offshore-Netzzumlage finanzierten – Netzanschluss und die Möglichkeit, den Offshore-Windpark über 25 Jahre zu betreiben. Dazu erhält der Inhaber des Zuschlags das Recht, beim zuständigen BSH die Planfeststellung für die Bebauung der Flächen mit einem Offshore-Windpark zu beantragen.

Gegenstand der Ausschreibung war die voruntersuchte Fläche N-7.2 in der Nordsee mit einem Ausschreibungsvolumen von 980 MW. Der Offshore-Windpark soll im Jahr 2027 in Betrieb gehen.

Für die Fläche N-7.2 wurden mehrere Gebote abgegeben. Bezuschlagt wurde die Bieterin RWE Renewables Offshore HoldCo Four GmbH mit einem Zuschlagswert von 0 Cent/kWh. Die Vattenfall Atlantis 1 und Global

Tech 2 Offshore Wind GmbH hat ein Eintrittsrecht, da sie dort ursprünglich einmal einen Offshore-Windpark geplant hatte. Sie hat ihr Recht, in den Zuschlag einzutreten, fristgerecht zum 15.09.2022 ausgeübt.

Die nächsten Offshore-Windenergieausschreibungen finden gemäß novelliertem WindSeeG, welches zum 01.01.2023 in Kraft tritt, zum 01.06.2023 und 01.08.2023 statt. Gemäß den gesteigerten Ausbauzielen für Windenergieanlagen auf See von mindestens 30 GW bis 2030 sieht das neue WindSeeG wesentlich höhere Ausschreibungsmengen als bisher vor, die die Bundesnetzagentur ab 2023 über ein neues Ausschreibungsdesign vergibt. So werden neben vom BSH voruntersuchten Flächen auch nicht voruntersuchte Flächen ausgeschrieben. Allein in den Jahren 2023 und 2024 werden Flächen mit einer Leistung von etwa 16 GW ausgeschrieben.

Elektrizität: Ausschreibungen Windenergie auf See; Gebotstermin 1. September 2021 & 2022

Bezeichnung der Fläche	2021			2022
	N-3.7	N-3.8	O-1.3	N-7.2
Ausgeschriebene Menge (MW)	225	433	300	980
Zuschlagsmenge (MW)	225	433	300	225
Zulässiger Höchstwert für Gebote (ct/kWh)	7,30	7,30	7,30	6,40
Zuschlagswert (ct/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Verlosung	nein	ja	ja	nein
Eintrittsrecht	nein	ja	ja	ja
Offshore-Anbindungsleitung	NOR-3-3	NOR-3-3	OST-1-4	NOR-7-2

Tabelle 46: Ausschreibungsverfahren für Windenergie auf See

Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für Biomasseanlagen 2017 hat die Bundesnetzagentur zehn Ausschreibungsrunden durchgeführt. Pro Jahr werden zwei Ausschreibungsrunden durchgeführt. Seit dem Jahr 2021 finden die Ausschreibungsrunden im März und September statt. Grundsätzlich werden seit 2021 pro Jahr 600 MW ausgeschrieben, die aufgrund des gesetzlichen Anpassungsmechanismus verringert bzw. erhöht werden. Im Jahr 2021 wurden somit insgesamt 575 MW ausgeschrieben.

Eine Besonderheit des Verfahrens ist, dass auch bereits in Betrieb genommene Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen können, wenn die restliche Dauer ihres Zahlungsanspruches nach dem EEG weniger als acht Jahre beträgt.

Bislang waren alle Ausschreibungstermine seit Einführung der Biomasseausschreibungen durch eine deutliche Unterzeichnung gekennzeichnet. Dieser Trend setzte sich auch in 2021 und 2022 fort. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag 2021 bei 17,25 ct/kWh und in 2022 bei 15,75 ct/kWh. Für Neuanlagen ergab sich 2021 ein mittlerer Zuschlagswert von 15,59 ct/kWh und in 2022 von 15,66 ct/kWh. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 150 kW haben 2021 im Mittel einen Zuschlagswert von 18,75 ct/kWh und in 2022 von 16,83 ct/kWh erhalten. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung kleiner oder gleich 150 kW haben 2021 im Mittel einen Zuschlagswert von 18,07 ct/kWh und in 2022 von 18,50 ct/kWh erhalten. Unabhängig vom Zuschlagswert ist der anzulegende Wert für Bestandsanlagen der Höhe nach auf den Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Jahre begrenzt.

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomasse 2021

	1. März 2021			1. September 2021		
	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW
Ausgeschriebene Menge (MW)		300			275	
Eingereichte Gebote	7	8	45	7	10	83
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	14	0,6	29	21	0,9	65
Zuschläge	5	5	28	7	7	59
Zuschlagsmenge (MW)	12	0,5	21	21	0,6	48
Gebotsausschlüsse	0	2	6	0	0	6
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0,09	3	0	0	4,7
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	16,40	18,40	18,40	16,40	18,40	18,40
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	15,09	18,79	18,09	14,72	16,73	14,68

Tabelle 47: Ausschreibungen Biomasse 2021

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomasse 2022

	1. März 2022			1. September 2022		
	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW
Ausgeschriebene Menge (MW)		275			300	
Eingereichte Gebote	5	8	63	12	1	87
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	15	0,8	66	23	0,05	78
Zuschläge	5	7	45	7	1	61
Zuschlagsmenge (MW)	15	0,7	53	19	0,05	59
Gebotsausschlüsse	0	1	0	3	0	8
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0,05	0	2,3	0	6
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	16,24	18,22	18,22	16,24	18,22	18,22
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	15,09	18,79	18,09	15,54	17,90	17,84

Tabelle 48: Ausschreibungen Biomasse 2022

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 24 und 30 Monaten. Aus den vergangenen 10 Biomasserunden sind die Realisierungsfristen für 3 Runden abgelaufen. Diese weisen durchweg hohe Realisierungsquoten (nachfolgende Tabelle) auf. Aufgrund der Corona-Pandemie wurden die Realisierungsfristen für alle Zuschläge, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden und deren Realisierungsfristen bei Inkrafttreten der Änderung noch nicht abgelaufen waren, um sechs Monate verlängert. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden ab April 2019 laufen die Realisierungsfristen daher noch.

Elektrizität: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand	in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.09.2017		90	25.09.2019
01.09.2018		93	27.09.2021
01.04.2019		93	25.04.2022

Tabelle 49: Realisierungsraten bei Biomasseausschreibungen

Innovationsausschreibungen für Einzelanlagen (Wind an Land, Solar, Biomasse) oder Anlagenkombinationen

Die Bundesnetzagentur hat erstmalig im September 2020 eine Innovationsausschreibung nach der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) durchgeführt. Im Rahmen der ersten Runde dieses neuartigen Ausschreibungsverfahrens konnten Gebote für einzelne erneuerbare Technologien (Wind an Land, Biomasse und Solar) oder für Anlagenkombinationen von mehreren Anlagen verschiedener Erneuerbarer Energien oder von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Speichern abgegeben werden.

Neben der neuen Zielgruppe der Anlagenkombinationen wurden als wesentliche innovative Elemente im Ausschreibungsdesign u.a. die Auszahlung einer fixen statt einer gleitenden Marktprämie sowie eine endogene Mengensteuerung bei fehlendem Wettbewerb (Unterzeichnung der Ausschreibungsmenge) eingeführt; während im System der gleitenden Marktprämie der in den Ausschreibungen festgelegte Betrag abzüglich der potentiellen Markterlöse gezahlt wird, sieht die fixe Marktprämie einen festen Betrag vor, der unabhängig von potentiellen Markterlösen als Förderung gezahlt wird. Für Windenergieanlagen an Land finden das Referenzertragsmodell und die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften keine Anwendung.

Seit dem Jahr 2021 dürfen nur noch Anlagenkombinationen an der Innovationsausschreibung teilnehmen. Zum Gebotstermin April 2021 wurden insgesamt 250 MW ausgeschrieben. Die Ausschreibungsrunde war mit 509 MW deutlich überzeichnet. Insgesamt wurden 18 Gebote mit einer Gebotsmenge von 258 MW bezuschlagt. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag in dieser Runde bei 4,29 ct/kWh. Zum Gebotstermin August 2021 wurden ebenfalls 250 MW ausgeschrieben. Die eingereichte Gebotsmenge lag knapp unter 250 MW, sodass die gesetzlich geregelte Mengensteuerung griff. Demnach dürfen nur bis zur Höhe von 80% des Ausschreibungsvolumens Zuschläge erteilt werden. Insgesamt konnten 16 Gebote mit einer Gebotsmenge von 156 MW bezuschlagt werden. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 4,55 ct/kWh, wobei der niedrigste Zuschlagswert bei 3,99 ct/kWh und der höchste bei 5,48 ct/kWh lag.

Im April 2022 wurden insgesamt 397 MW ausgeschrieben. Es wurden 45 Gebote mit einer Menge von insgesamt 435 MW eingereicht, sodass auch diese Runde überzeichnet war. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen und lag bei 5,42 ct/kWh. Die nächste Ausschreibungsrunde findet im Dezember 2022 statt. In dieser Ausschreibungsrunde konnten erstmals Gebote für Anlagenkombinationen mit sogenannten besonderen Solaranlagen eingereicht werden. Besondere Solaranlagen sind Anlagen, die auf Gewässern, landwirtschaftlichen Flächen oder Parkplätzen errichtet werden, womit eine Doppelnutzung der Flächen erfolgt. Die Gebote für Anlagenkombinationen mit besonderen Solaranlagen wurden in dieser Runde bevorzugt bezuschlagt. Es gingen 13 Gebote im Umfang von 22 MW für solche Gebote

ein, die alle bezuschlagt werden konnten. Davon entfielen 12 Zuschläge mit 21 MW auf landwirtschaftliche Flächen und ein Zuschlag mit 1 MW auf einen Parkplatz.

Elektrizität: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2021

	April	August
Ausgeschriebene Menge (MW)	250	250
Eingereichte Gebote	43	23
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	509	250
Zuschläge	18	16
Zuschlagsmenge (MW)	258	156
Gebotsausschlüsse	1	6
Gebotsausschlussmenge (MW)	3	67
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh)	7,50	7,50
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	4,29	4,55
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,33	3,99
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,88	5,48

Tabelle 50: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2021

Elektrizität: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2022

	April	Dezember
Ausgeschriebene Menge (MW)	397	250
Eingereichte Gebote	45	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	435	n.v.
Zuschläge	43	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)	403	n.v.
Gebotsausschlüsse	0	n.v.
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	n.v.
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh)	7,43	7,50
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,42	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,95	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,43	n.v.

Tabelle: 51: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2022

Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments

Mit dem EEG 2021 wurden Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments eingeführt. Bei dieser Ausschreibung dürfen sich Bieter beteiligen, die eine Solaranlage auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichten wollen und deren Anlagen eine zu installierende Leistung von mehr als 300 Kilowatt haben. Die beiden Gebotstermine im Jahr 2021 waren bei einer ausgeschriebenen Menge von jeweils 150 MW mit den eingereichten Gebotsmengen von 213 MW im Juni und 154 MW im Dezember überzeichnet. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag im Juni bei 6,88 ct/kWh und im Dezember bei 7,43 ct/kWh, wobei der Höchstwert in diesen Runden bei 9,00 ct/kWh lag. Im April 2022 wurden 767 MW ausgeschrieben. Die eingereichte Gebotsmenge belief sich auf 212 MW, so dass die Runde deutlich unterzeichnet war. Der durchschnittliche Zuschlagswert betrug in dieser Runde 8,52 ct/kWh und ist damit deutlich gestiegen.

Es folgte die Ausschreibungsrunde im August, bei welcher wieder 767 MW ausgeschrieben wurden. Die eingereichte Gebotsmenge stieg minimal auf 214 MW, dies änderte jedoch nichts an einer deutlichen Unterzeichnung. Der durchschnittliche Zuschlagswert erhöhte sich auf 8,84 ct/kWh und näherte sich somit dem zulässigen Höchstwert von 8,91 ct/kWh weiter an.

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2021

	Juni	Dez
Ausgeschriebene Menge (MW)	150	150
Eingereichte Gebote	168	209
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	213	154
Zuschläge	114	136
Zuschlagsmenge (MW)	153	204
Gebotsausschlüsse	15	38
Gebotsausschlussmenge (MW)	21	49
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	9,00	9,00
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,88	7,43
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,35	5,70
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,89	8,28

Tabelle 52: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2021

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2022

	April	Aug	Dez
Ausgeschriebene Menge (MW)	767	767	767*
Eingereichte Gebote	171	115	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	212	214	n.v.
Zuschläge	163	107	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)	204	202	n.v.
Gebotsausschlüsse	8	8	n.v.
Gebotsausschlussmenge (MW)	8	12	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	8,91	8,91	8,91
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	8,53	8,84	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,00	8,20	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	8,91	8,91	n.v.

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern

Tabelle 53: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2022

Die Frist für die Realisierung der Zuschläge liegt bei 12 Monaten. Aus den vergangenen vier Solarrunden des zweiten Segments ist die Realisierungsfrist für eine Runde abgelaufen. Im Ergebnis liegt diese Runde bei einer Realisierungsquote von 73% (nachfolgende Tabelle).

Elektrizität: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des zweiten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.06.2021	73	22.07.2022

Tabelle 54: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen des zweiten Segments

Ausschreibungen für Biomethananlagen

Seit dem Jahr 2021 führt die Bundesnetzagentur Ausschreibungen für Biomethananlagen ab einer Größe von 150 kW durch. Die Ausschreibungsmodalitäten entsprechen in weiten Teilen denen der Biomasseausschreibung, wobei jedoch Bestandsanlagen von der Teilnahme an der Biomethanausschreibung ausgeschlossen sind.

In der ersten Ausschreibungsrunde im Dezember 2021 durften auch Gebote für Projekte vor der Erteilung der jeweiligen Genehmigung und auch Gebote für Projekte im Norden eingereicht werden. Es wurde eine Gebotsmenge von insgesamt 148 MW eingereicht. Bei einer ausgeschriebenen Menge von 150 MW war dieser Gebotstermin somit leicht unterzeichnet. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 17,84 ct/kWh, wobei der zulässige Höchstwert bei 19,00 ct/kWh lag. Anders als in der ersten Runde im Dezember 2021 durften nur Gebote für Projekte mit erteilter Genehmigung eingereicht werden. Bei einem ausgeschriebenen Volumen von 152 MW sind lediglich zwei Gebote mit einer Gebotsmenge von 3,5 MW eingegangen. Der Hauptgrund für die geringe Beteiligung dürfte darin zu sehen sein, dass es im Jahr 2023 eine Anhebung des Höchstwerts auf 19,31 ct/kWh geben wird und damit mit garantierten Mehreinnahmen von einem halben Cent je kWh kalkuliert werden kann.

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2022

	Dez 21	Okt 22
Ausgeschriebene Menge (MW)	150	150
Eingereichte Gebote	21	2
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	148	3,5
Zuschläge	21	2
Zuschlagsmenge (MW)	148	3,5
Gebotsausschlüsse	0	0
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	19,00	18,81
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	17,84	k.A.*
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	16,88	k.A.*
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	18,98	k.A.*

*Die genauen Werte werden aufgrund möglicher Rückschlüsse auf den Bieter nicht angegeben.

Tabelle 55: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2022

Gemeinsames Ausschreibungsverfahren für Windenergie- und Solaranlagen

Von 2018 bis 2020 hat die Bundesnetzagentur sechs technologieneutrale (gemeinsame) Ausschreibungen, jeweils zwei pro Jahr, für Solar- und Windenergieanlagen an Land durchgeführt. Die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2021 außer Kraft gesetzt. Demnach werden keine weiteren Ausschreibungsrunden folgen.

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 24 und 30 Monaten. Aus den insgesamt 6 Runden der gemeinsamen Ausschreibungen sind die Realisierungsfristen für 4 Runden abgelaufen. Diese weisen durchweg hohe Realisierungsquoten (Tabelle 50) auf. Aufgrund der Corona-Pandemie wurden die Realisierungsfristen für alle Zuschläge, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden und deren Realisierungsfristen bei Inkrafttreten der Änderung noch nicht abgelaufen waren, um sechs Monate verlängert. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden ab Oktober 2019 laufen die Realisierungsfristen daher noch.

Elektrizität: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.04.2018	79	20.04.2020
01.11.2018	73	26.05.2021
01.04.2019	77	27.12.2021
01.11.2019	92	02.08.2022

Tabelle 56: Realisierungsraten bei gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land

C Netze

1. Aktueller Stand Netzausbau

Im Rahmen des Monitorings informiert die Bundesnetzagentur vierteljährlich über die Planungs- und Baufortschritte der einzelnen Leitungsvorhaben im Übertragungsnetz in den zurückliegenden drei Monaten. Dazu gehören die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Darüber hinaus erfasst die Bundesnetzagentur auch den Stand der geplanten und bereits erfolgten netzoptimierenden Maßnahmen.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Verfahrensstände auf ihrer Website unter www.netzausbau.de/vorhaben.

Zum zweiten Quartal 2022 umfassten das BBPlG und das EnLAG insgesamt 101 Vorhaben. Davon waren 23 Vorhaben bereits vollständig fertiggestellt, 13 weitere auf allen Abschnitten mindestens genehmigt. In der Genehmigungsphase befanden sich noch 46 Vorhaben. Für 19 Vorhaben standen die jeweils ersten Anträge auf Bundesfachplanung beziehungsweise auf ein Raumordnungsverfahren noch aus.

Die Gesamtlänge der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben lag zum Stichtag 30.06.2022 bei etwa 12.234 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 2.662 km vor dem Genehmigungsverfahren
- etwa 402 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren
- etwa 6.020 km im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren
- 1.016 km genehmigt beziehungsweise im Bau
- 2.134 km fertiggestellt.

Planungs- und Baufortschritt in Leitungskilometern (BBPlG und EnLAG)



Abbildung 37: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG und EnLAG)

1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz

Das EnLAG enthielt zum zweiten Quartal 2022 22 Ausbauvorhaben. Sechs davon waren als Erdkabel-Pilotprojekte gekennzeichnet. Bei diesen Vorhaben besteht unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit zur Teilerdverkabelung. Die Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren liegen in der Verantwortung der betroffenen Bundesländer.

Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben lag zum Stichtag 30.06.2022 bei etwa 1.821 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 8 km im Raumordnungsverfahren
- etwa 205 km im oder vor dem Planfeststellungsverfahren
- 360 km genehmigt beziehungsweise im Bau
- 1.248 km fertiggestellt.

Planungs- und Baufortschritt in Leitungskilometern (EnLAG)



Abbildung 38: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (EnLAG)

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Vorhaben zum 2. Quartal 2022 wieder:



Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2022

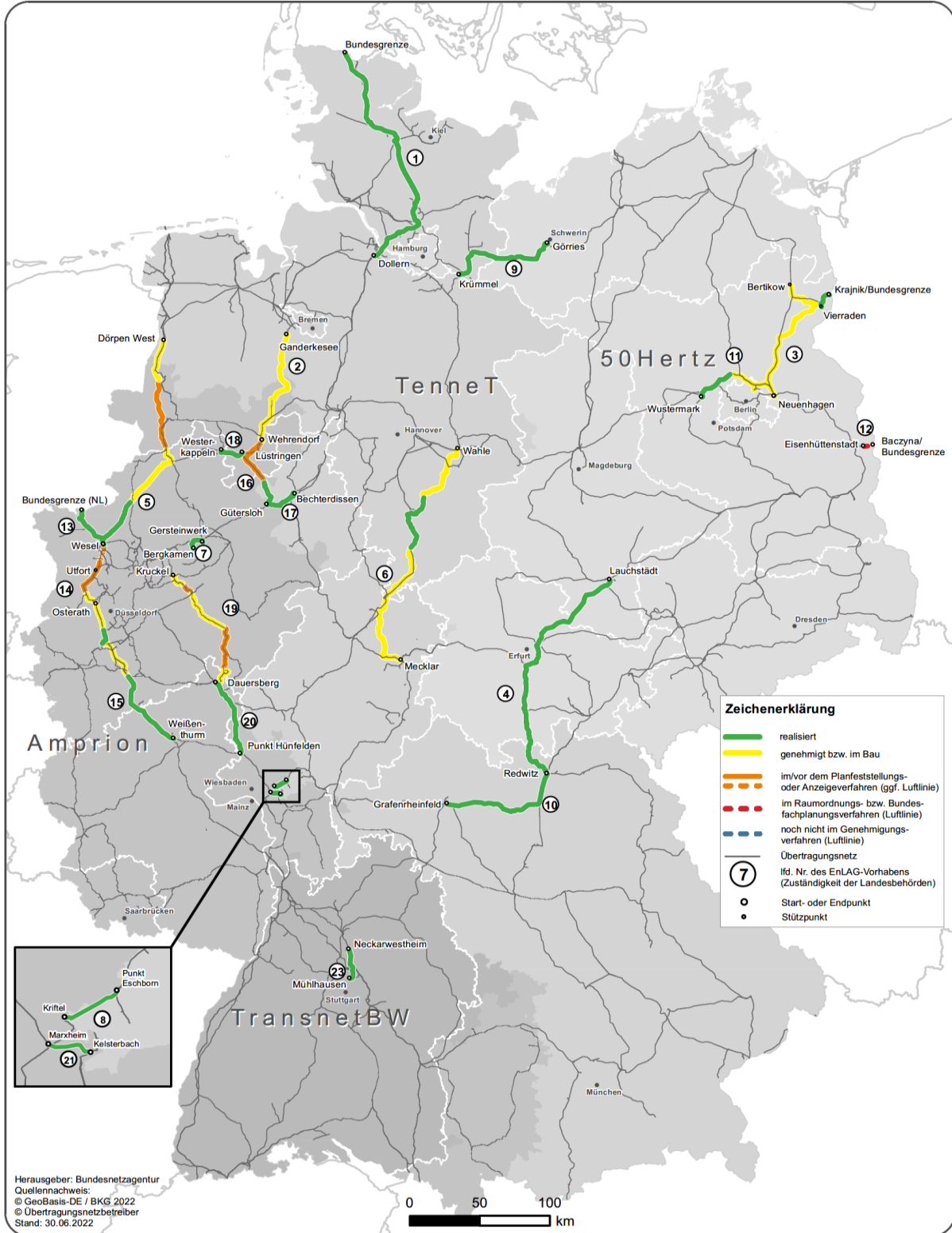


Abbildung 39: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)

1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan

Das novellierte Bundesbedarfsplangesetz ist am 29. Juli 2022 in Kraft getreten.

Mit dem Gesetz wurden 19 neue Vorhaben in den Bundesbedarfsplan (Anlage zum Bundesbedarfsplangesetz) aufgenommen. Das ursprüngliche Vorhaben 37 BBPlG wurde aufgehoben. Die Zahl der Vorhaben ist demnach von 79 auf 97 Vorhaben im BBPlG gestiegen.

Von den im Bundesbedarfsplan aktuell enthaltenen 97 Ausbauvorhaben sind 18 als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) gekennzeichnet. 13 Gleichstrom-Vorhaben sind für die vorrangige Umsetzung mit Erdkabeln und zehn Wechselstrom-Vorhaben für die Umsetzung mit Erdkabeln auf Teilabschnitten gekennzeichnet. Darüber hinaus ist ein Vorhaben als Pilotprojekt für Hochtemperaturleiterseile gekennzeichnet. 36 Vorhaben sowie vier Vorhabenabschnitte sind als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet. Bei ihnen führt die Bundesnetzagentur die Verfahren durch.

Die in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegenden Vorhaben kamen zum zweiten Quartal 2022 auf eine Gesamtlänge von etwa 6.425 km. Die Summe hängt stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore ab und wird sich erst im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Der Großteil der übrigen Vorhaben (etwa 3.770 km) liegt wie bei den EnLAG-Vorhaben in der Zuständigkeit der Länder. Hinzu kommen noch 218 km, für die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Verfahren durchführt.

Die Gesamtlänge der BBPlG-Vorhaben lag zum Stichtag 30.06.2022 bei etwa 10.413 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 2.662 km vor dem Genehmigungsverfahren
- etwa 394 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren
- etwa 5.815 km im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren
- 656 km genehmigt beziehungsweise im Bau
- 886 km fertiggestellt.

Planungs- und Baufortschritt in Leitungskilometern (BBPlG)

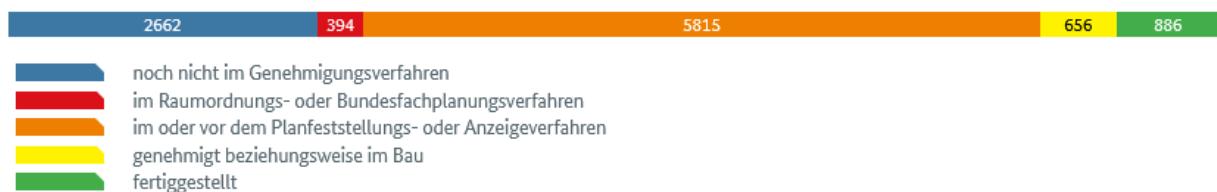


Abbildung 40: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG)

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPlG-Vorhaben zum 2. Quartal 2022 wieder:



Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) nach dem zweiten Quartal 2022

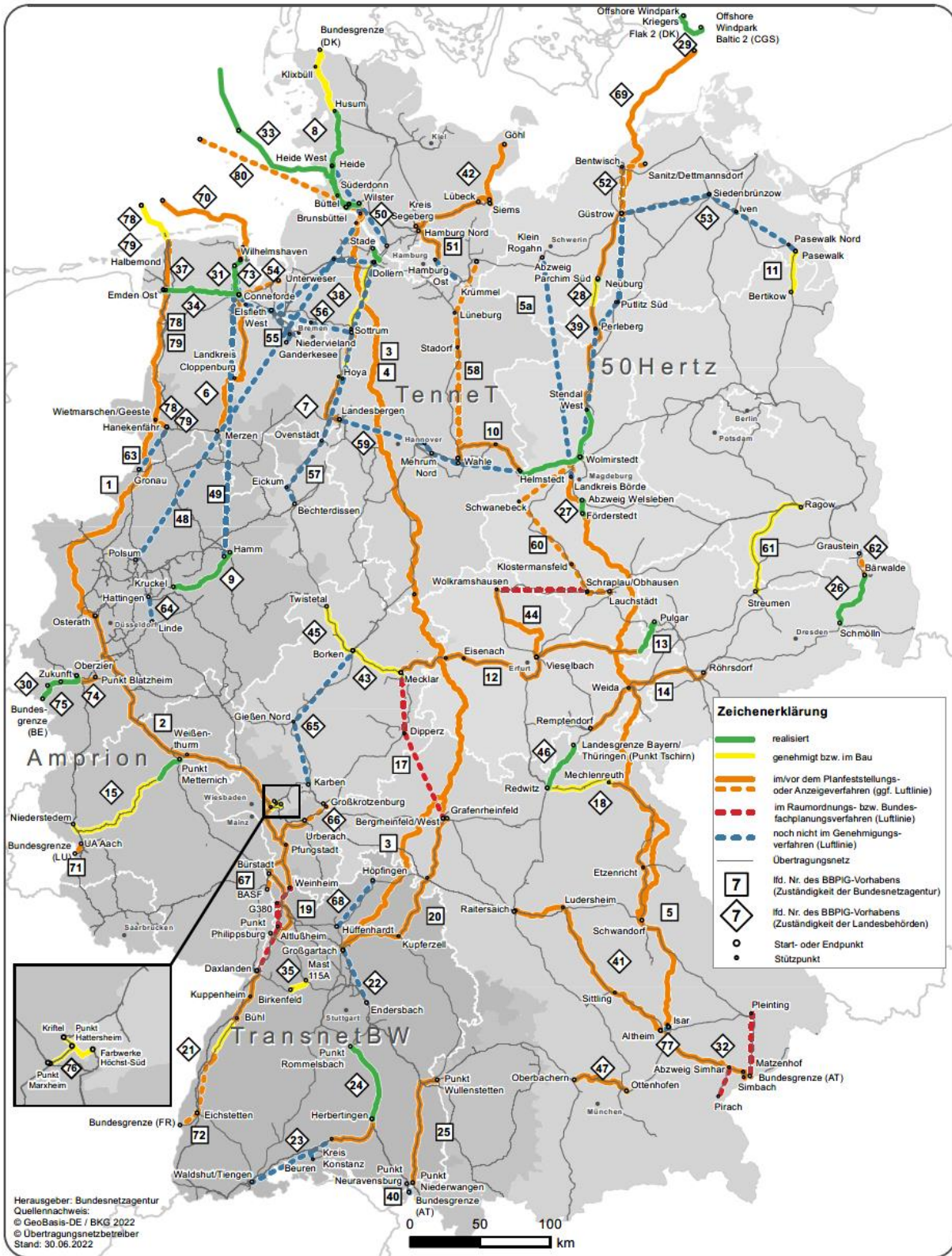


Abbildung 41: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)

1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom

Der Netzentwicklungsplan Strom 2021 (NEP 2021-2035) wurde am 14. Januar 2022 von der Bundesnetzagentur bestätigt und unter www.netzausbau.de veröffentlicht. Gegenüber der letzten Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) von 2021 besteht ein zusätzlicher Maßnahmenbedarf von insgesamt gut 1000 Trassenkilometern. Hiervon sind rund 900 km innerdeutsche Neubaumaßnahmen (davon ca. 700 km HGÜ-Systeme), die übrigen Trassenkilometer sind Verstärkungen des Bestandsnetzes. Zusätzlich sind im Netzentwicklungsplan Maßnahmen zur Optimierung wie das sog. Freileitungsmonitoring und innovative technische Ansätze berücksichtigt. Neben den Vorhaben des Bundesbedarfsplans bestätigt die Bundesnetzagentur insgesamt 28 neue leitungsbezogene Maßnahmen. Diese umfassen bis 2040 auch zwei zusätzliche Korridore für Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Ein Korridor verläuft von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Der zweite Korridor verläuft von Niedersachsen nach Hessen. Der Bedarfsermittlung ging eine zehnwöchige Beteiligung der Öffentlichkeit voraus. Im Rahmen dieser Konsultation erhielt die Bundesnetzagentur knapp 300 Stellungnahmen von Trägern öffentlicher Belange und Privatpersonen.

Elektrizität: Übersicht Kilometer

	zweiter Entwurf	davon bestätigt	davon nicht bestätigt	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	500 km	450 km	50 km	200 km
DC-Neubau	2.150 km	2.150 km	0 km	1.450 km
DC-Interkonnektoren	250 km	250 km	0 km	250 km
AC-Interkonnektoren	50 km	50 km	0 km	0 km
AC-Netzverstärkung	3.700 km	3.450 km	250 km	2.800 km
				mittlerweile im Startnetz 5.250 km
Gesamt	6.650 km	6.350 km	300 km	9.900 km

Tabelle 57: Übersicht Kilometer

Erstmals im NEP 2021 – 2035 wurde der Einsatz von Multiterminal-Konvertern für die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung untersucht. Durch den Einsatz von Multiterminal-Konvertern anstelle von einzelnen Punkt-zu-Punkt-Strukturen können Konverter und damit auch Kosten eingespart werden. Aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber, bestimmte HGÜ-Verbindungen durch sogenannte Multiterminals besser für eine zukünftige Vermaschung vorzubereiten, hat die Bundesnetzagentur eine aus ihrer Sicht schlüssige Gesamtlösung ermittelt und die zugehörigen Projekte bestätigt. Dadurch wird der weitere Netzausbau effizienter und es entsteht Raum für Innovationen in Netztechnik und Betriebsführung.

Offshore

Der NEP Strom 2021-2035 beinhaltet neben den landseitigen Maßnahmen auch die Planung der Offshore-Anbindungssysteme. Dabei legt er die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde. Der FEP wiederum legt die Reihenfolge der Flächen fest, die zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen, ebenso wie die Inbetriebnahmejahre von Anbindungssystemen, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der NEP ermittelt auf Basis dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungs-

punkte. Der NEP berücksichtigt vollständig den von der Bundesregierung beschlossenen Offshore-Windenergieausbau von 20 GW bis 2030 und von bis zu 40 GW bis zum Jahr 2040. Für diese Offshore-Windparks werden bis zum Jahr 2040 im Vergleich zu den bisherigen Planungen elf weitere Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee benötigt. Dadurch wird sichergestellt, dass die Offshore-Windparks in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden und der erzeugte Strom abtransportiert wird.

Blindleistung

Im Rahmen der Blindleistungsbedarfsermittlung wurde im Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035 ein neues Budget zur Realisierung von Blindleistungskompensationsanlagen für jeden Übertragungsnetzbetreiber bestätigt, welches das Budget aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 ersetzt, und nicht on top zu diesem hinzukommt. Ferner wird im Sinne einer No-Regret-Prüfung, einer effizienten Blindleistungsbewirtschaftung und zunehmend dezentralen Ansätzen angenommen, dass die Bedarfe der Verteilnetzbetreiber von diesen eigenständig mit den an ihren Netzen angeschlossenen Anlagen und Betriebsmitteln erbracht werden und nicht zentral von den Übertragungsnetzbetreibern gedeckt werden. Das senkt den Kompensationsbedarf im Übertragungsnetz und erhöht den Kompensationsbedarf im Verteilnetz. Die Prüfung des Kompensationsbedarfs erfolgte zwar weniger restriktiv, jedoch liegen die bestätigten Mengen unterhalb der beantragten Mengen, da u. a. der Kompensationsbedarf aus dem Verteilnetz nicht berücksichtigt wurde.

Momentanreserve

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen im Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035 erstmals einen Bedarf an Momentanreserve aus. Die Begründung der Übertragungsnetzbetreiber basiert auf der Begrenzung der Frequenzgradienten im Systemsplit. Die Gesamtlösung beinhaltet Assets der Übertragungsnetzbetreiber, neue Anforderungen an erneuerbare Energien, Gaskraftwerke und Speicher (Überarbeitung der Technischen Anschlussregeln (TAR) und network code RFG)). Das Problem und die Methodik können grundsätzlich nachvollzogen werden, im Detail gibt es jedoch noch viele offene Fragen. Durch die Bestätigung werden erste Maßnahmen wie Anlagenplanung und Entwicklung mit Herstellern ermöglicht, jedoch im Rahmen eines geringen Bestätigungsvolumens im Sinne eines No-Regret-Ansatzes.

1.4 Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz

Um sicherzustellen, dass alle Möglichkeiten zur Optimierung oder Verstärkung des bestehenden Netzes zum Einsatz gekommen sind, bevor eine Netzausbaumaßnahme bestätigt wird, hat sich das NOVA-Prinzip etabliert. Anhand dieses Prinzips wird abgeschichtet ermittelt, welche Maßnahmen zum Beheben von Überlastungen erforderlich sind. Das NOVA-Prinzip besagt, dass im Grundsatz erst Netzoptimierungen ausgeschöpft werden müssen, bevor Netzverstärkungen oder falls erforderlich ein Netzausbau in Betracht kommen.

Unter den Begriff Netzoptimierungen fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können und eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes gewährleisten. Dies sind zum einen lastflusssteuernde Maßnahmen, bei welchen durch den Einbau spezieller Netzbetriebsmittel der Lastfluss aktiv gesteuert werden kann. So können überlastete Netzelemente gezielt entlastet werden, ohne die Übertragungsfähigkeit des Netzes insgesamt zu erhöhen. Zum anderen wurden mit dem Netzentwicklungsplan 2021-2035 sogenannte Netzbooster-Pilotanlagen bestätigt. Hierbei handelt es sich um ein innovatives Konzept zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Durch eine reaktive Netzbetriebsführung könnten Kosten für Redispatchmaßnahmen eingespart werden. Langfristig sollen die Lasten und Einspeisungen so

platziert werden, dass ein großer Teil des Übertragungsnetzes durch die Anlagen entlastet und so das Übertragungsnetz dauerhaft näher an seiner Belastungsgrenze (Dauerbetriebsstrom) betrieben werden könnte. Weiterhin gehört zu diesen Maßnahmen das Freileitungsmonitoring. Dabei werden die Witterungsbedingungen an der Leitung im Betrieb gemessen, wodurch die maximal zulässige Betriebstemperatur dynamisch angepasst werden kann. Eine netzverstärkende Maßnahme ist zudem der Einsatz von Hochtemperaturleitern, welche eine höhere Netzkapazität gewährleisten können.

Netzoptimierende Maßnahmen

Bei den derzeit geplanten sowie bereits in Betrieb befindlichen lastflusssteuernden Maßnahmen handelt es sich um Phasenschiebertransformatoren (PST) sowie Serienkompensationen. Des Weiteren befinden sich Netzbooster als netzoptimierende Maßnahmen in Planung.

Je größer der Wirkleistungsfluss über einer Leitung, desto größer ist die sogenannte Phasenwinkeldifferenz. Die Wechsellspannung erreicht an einem Ende der Leitung mit ein paar Millisekunden Verzögerung später ihr Maximum als am anderen. Wäre sie genau gleichphasig, würde die Differenzspannung zwischen beiden Enden Null betragen. Über die Leitung würde also keine Spannung abfallen und somit auch kein Strom beziehungsweise keine Leistung fließen. Dieser Phasenwinkel und damit die Auslastung der Leitung lassen sich beeinflussen. Genau hier setzt die Funktionalität eines Phasenschiebertransformators an. Er verfügt zusätzlich zu den Ober- und Unterspannungswicklungen (Kupferspulen innerhalb des Transformators), über eine dritte, sogenannte Erregerwicklung. Mittels dieser Wicklung kann die Differenz zwischen den Phasenwinkeln an Anfang und Ende der Leitung in gewissem Maß beeinflusst werden. Wird die Differenz dieser Phasenwinkel verringert, kann weniger Leistung über den Transformator fließen. Wird sie erhöht, ist eine höhere Leistung möglich.

Im Einsatz befinden sich Phasenschiebertransformatoren zurzeit insbesondere an grenzüberschreitenden Leitungen, um unerwünschte Ringflüsse über die Nachbarländer zu unterbinden.

Bei Serienkompensationen handelt es sich ebenfalls um ortsfeste Nebenanlagen. Diese stehen an bestimmten Punkten einer Leitung, um Blindflüsse auf den Stromkreisen zu minimieren. Sie verringern durch Ausgleich der Spannung entlang der Leitung den Spannungsabfall an deren Ende. Dies kann bei langen und hoch ausgelasteten Höchstspannungsleitungen den Blindwiderstand der Leitung verringern und so ihre Übertragungsleistung erhöhen.

Mit dem Netzentwicklungsplan 2021-2035 wurden sogenannte Netzbooster Pilotanlagen bestätigt. Hierbei handelt es sich um ein innovatives Konzept zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Durch eine reaktive Netzbetriebsführung könnten Kosten für Redispatchmaßnahmen eingespart werden. Im Gegensatz zur klassischen präventiven Auslegung des (n-1)-Kriteriums, bei der das Übertragungsnetz nach Eintreten eines Ausfalls keine Überlastungen aufweisen darf, lassen reaktive Betriebsführungsansätze wie das Netzbooster-Konzept eine kurzfristige Überlastung im Fehlerfall zu. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit erfolgt dabei reaktiv durch schnell aktivierbare Anlagen und ermöglicht somit eine höhere Auslastung im Normalbetrieb (n-0). Dabei soll die Überlastung durch steuerbare Lasten vor dem Engpass und Einspeisungen (z.B. durch Speicher) hinter dem Engpass behoben werden. Die Idee ist, langfristig die Lasten und Einspeisungen so zu platzieren, dass ein großer Teil des Übertragungsnetzes durch die Anlagen entlastet und so das Übertragungsnetz dauerhaft näher an seiner Belastungsgrenze (Dauerbetriebsstrom) betrieben werden könnte.

Freileitungsmonitoring

Durch Belastung mit Strom kommt es in den Leitern zur Erwärmung. Die maximal zulässige Betriebstemperatur von Standardleitern beträgt in der Regel 80 °C. Im Netzbereich von 50 Hertz liegt die maximale Betriebstemperatur teilweise nur bei 40 °C, da die Leitungen nach technischen Normen und Vorschriften der ehemaligen DDR ausgelegt wurden.

Beim Freileitungsmonitoring (FLM) werden die Witterungsbedingungen am Leiterseil erfasst. So kann der Leiter situationsbedingt höher ausgelastet werden, wenn beispielsweise die Umgebungstemperatur sehr niedrig ist.

Beim FLM werden zwei Messwertverfahren unterschieden:

Regional:

- Berücksichtigung regionaler Witterungsbedingungen.
- Sommer-/Winterumschaltung der Strombelastbarkeiten auf allen Stromkreisen für vorgegebene Zeiträume (je nach Witterungslage kann vom Terminrahmen abgewichen werden).
- Pauschale Annahme zur optimierten Betriebsweise zu Leitungen (nach entsprechender Ertüchtigung).

Lokal:

- Zusätzliche Berücksichtigung lokaler Witterungsbedingungen (Definitionen nach Cigré).

Das FLM ist im Netzentwicklungsplan Bestandteil der Zielnetzplanung und wird als bereits flächendeckend umgesetzt angenommen, sodass die hierdurch gegebenen Potentiale zur Minimierung des Netzausbaubedarfs genutzt werden.

FLM ist nicht in allen Netzbereichen ökonomisch und technisch sinnvoll. Daher sind einige Stromkreise vom witterungsabhängigen Betrieb ausgenommen. Dies sind Kraftwerksleitungen, Interkonnektoren, Industriean schlüsse/Kundenleitungen, Freileitungen mit Erdkabelabschnitten, Erdkabelabschnitte, Trafoleitungen sowie Stromkreise mit regionalen und somit insgesamt begrenzten Transportaufgaben, die nicht für einen witterungsabhängigen Betrieb identifiziert werden. Zudem ist FLM nicht auf Stromkreisen mit Hochtemperaturbe seilung und Hochstromleitungen vorgesehen. Diese Einschätzung wird von den Netzbetreibern zyklisch über prüft und mit den Erkenntnissen aus Netzplanungsprozessen und der betrieblichen Erfahrung abgeglichen. Sofern hierdurch weitere Stromkreise auf einen witterungsabhängigen Betrieb umgestellt werden müssen, wird die Betriebsweise mit Blick auf das Gesamtportfolio priorisiert umgestellt.

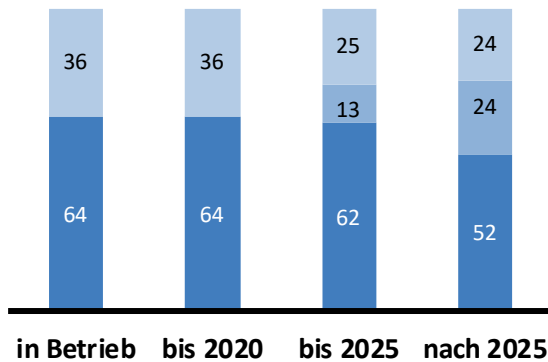
Für einen witterungsabhängigen Betrieb der Stromkreise ist auch die Betrachtung angrenzender Rohrleitun gen und Kreuzungen erforderlich. Konkret ist die Beeinflussung der Rohrleitungen durch den witterungsab hängigen Betrieb zu analysieren. Sofern diese Beeinflussung zu hoch ist, sind Abhilfemaßnahmen zu ergrei fen. Hierfür ist eine enge Kooperation mit den betroffenen Partnern erforderlich.

Der Umsetzungsgrad ist zudem abhängig von der Verfügbarkeit von Dienstleistern und Genehmigungsverfahren. Die folgenden Grafiken zeigen den aktuellen Umsetzungsstand sowie die geplante Anwendung von FLM der Übertragungsbetreiber. Bei dieser Darstellung sind die jüngste Gesetzesnovellierung des § 43f EnWG und die infolgedessen deutlich reduzierte Umsetzung von WAFB noch nicht berücksichtigt.

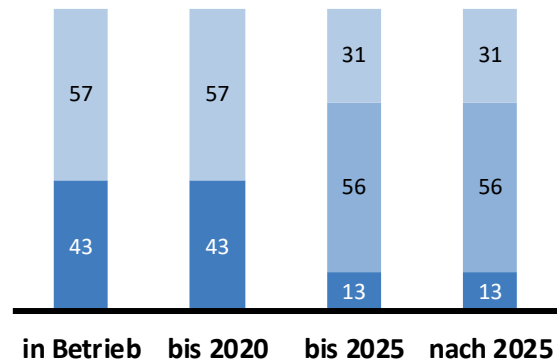
Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz

Angaben für die 380kV-Ebene in Prozent

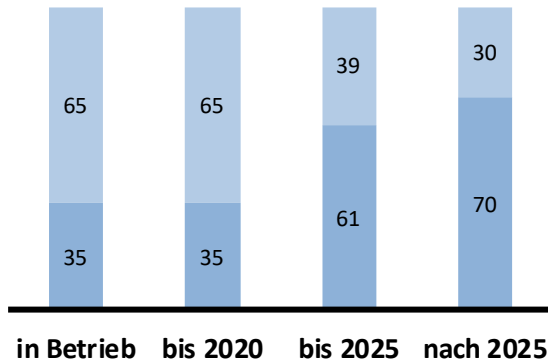
50Hertz



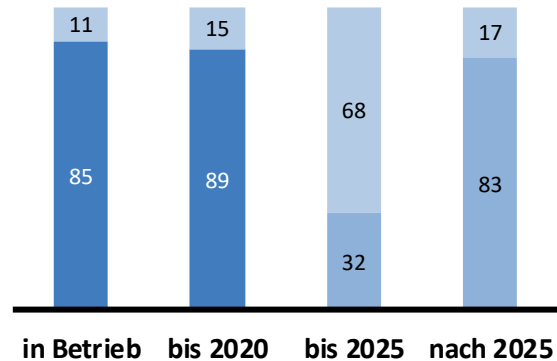
Amprion



Tennet



TransnetBW



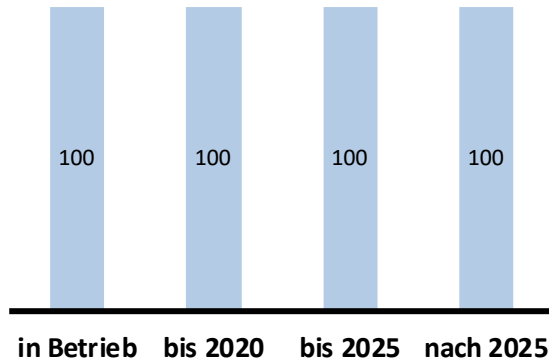
■ regional ■ lokal ■ kein FLM

Abbildung 42: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 380kV-Ebene in Prozent)

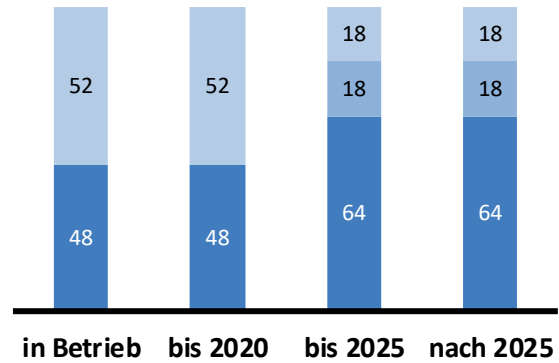
Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz

Angaben für die 220kV-Ebene in Prozent

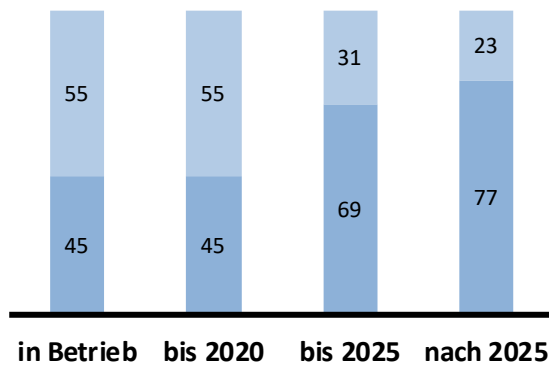
50Hertz



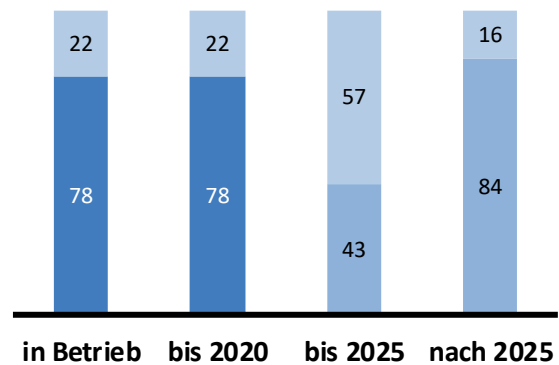
Amprion



TenneT



TransnetBW



■ regional ■ lokal ■ kein FLM

Abbildung 43: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 220kV-Ebene in Prozent)

Hochtemperaturleiter

Unter Hochtemperaturleitern (HTL) versteht man Leiterseile, welche eine höhere Betriebstemperatur ermöglichen. Dies wird durch die Verwendung spezieller Materialien gewährleistet.

Während Standardleiter nur für eine maximale Betriebstemperatur von 80 °C ausgelegt sind, sind bei HTL Temperaturen von 150 bis 210 °C zulässig. Dies ermöglicht eine höhere Strombelastbarkeit gegenüber Standardleitern mit vergleichbarem Querschnitt.

Es gibt verschiedene Ausführungsformen von HTL. Die konventionellen, bereits heute im Einsatz befindlichen TAL-Leiter (Thermal resistant Aluminium) verfügen über eine maximale Betriebstemperatur von 150 °C.

Bei einer höheren Strombelastung von Leitern verstärkt sich der Durchhang der Leiterseile durch die Erwärmung. Eine einfache Umbeseilung von Bestandstrassen mit TAL-Leitern ist daher nicht immer möglich. Unter Umständen wird ebenfalls eine Erhöhung der Masten notwendig.

Die HTLS (High Temperature Low Sag) besitzen Betriebstemperaturen von bis zu 210 °C. Diese Art von Leitern hat aufgrund eines speziellen Kernmaterials einen geringeren Durchhang als andere Leiterseile. Eine Masterrhöhung kann somit gegebenenfalls entfallen.

Neben den HTL gibt es weiterhin die Möglichkeit der Hochstrombeseilung. Hier wird durch Vergrößerung des Leiterquerschnittes eine größere Dauerstrombelastung von 3.600 bis 4.000 Ampere ermöglicht. Die Vorteile dieser Technologie gegenüber HTL sind geringere Netzverluste sowie eine geringere Geräuschentwicklung. Bei einem Leitungsneubau wird aus technisch-wirtschaftlichen Gründen generell die Hochstrombeseilung präferiert, da hier auch die Investitionskosten geringer sind. Da die Statik bestehender Masten jedoch häufig ein Hindernis darstellt, ist eine einfache Umbeseilung sowie Zubeseilung mit Hochstromleitern ohne Austausch von Masten nicht immer möglich. Wenn jedoch durch individuelle Gegebenheiten die Auflage eines HTL-Seils einen Masttausch bedingt, so ist es gegebenenfalls sinnvoll anstatt der HTL-Umbeseilung direkt ein Hochstromleitungssystem zu errichten.

Ein Monitoring der Nutzung von Hochstromleitern ist nicht Teil dieses Berichtes.

2. Ausbau im Verteilernetz

2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz

Verteilernetzbetreiber (VNB) sind verpflichtet, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen. Der starke Ausbau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes stellt die VNB vor große Herausforderungen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen können die Netzbetreiber diesen Herausforderungen gerecht werden, wenn sie ihre Netze intelligent steuern und an die geänderten Erfordernisse anpassen. Die jeweilige Vorgehensweise und die angewendeten Maßnahmen können dabei je Netzbetreiber höchst unterschiedlich sein. Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Netzsituation muss jeder VNB Strategien für einen effizienten Netzbetrieb in der zukünftigen Energieversorgung entwickeln. Hierfür ist mit der EnWG-Novelle im Jahr 2021 der § 14d EnWG und somit ein neuer Rechtsrahmen geschaffen worden.

Insgesamt haben 812 VNB (Vorjahreserhebung: 841) darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung ihrer Netze durchgeführt haben. Insgesamt gaben 624 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen durchgeführt haben. Die nachfolgende Abbildung zeigt die von den VNB zur Netzoptimierung durchgeführten Maßnahmen.

Elektrizität: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

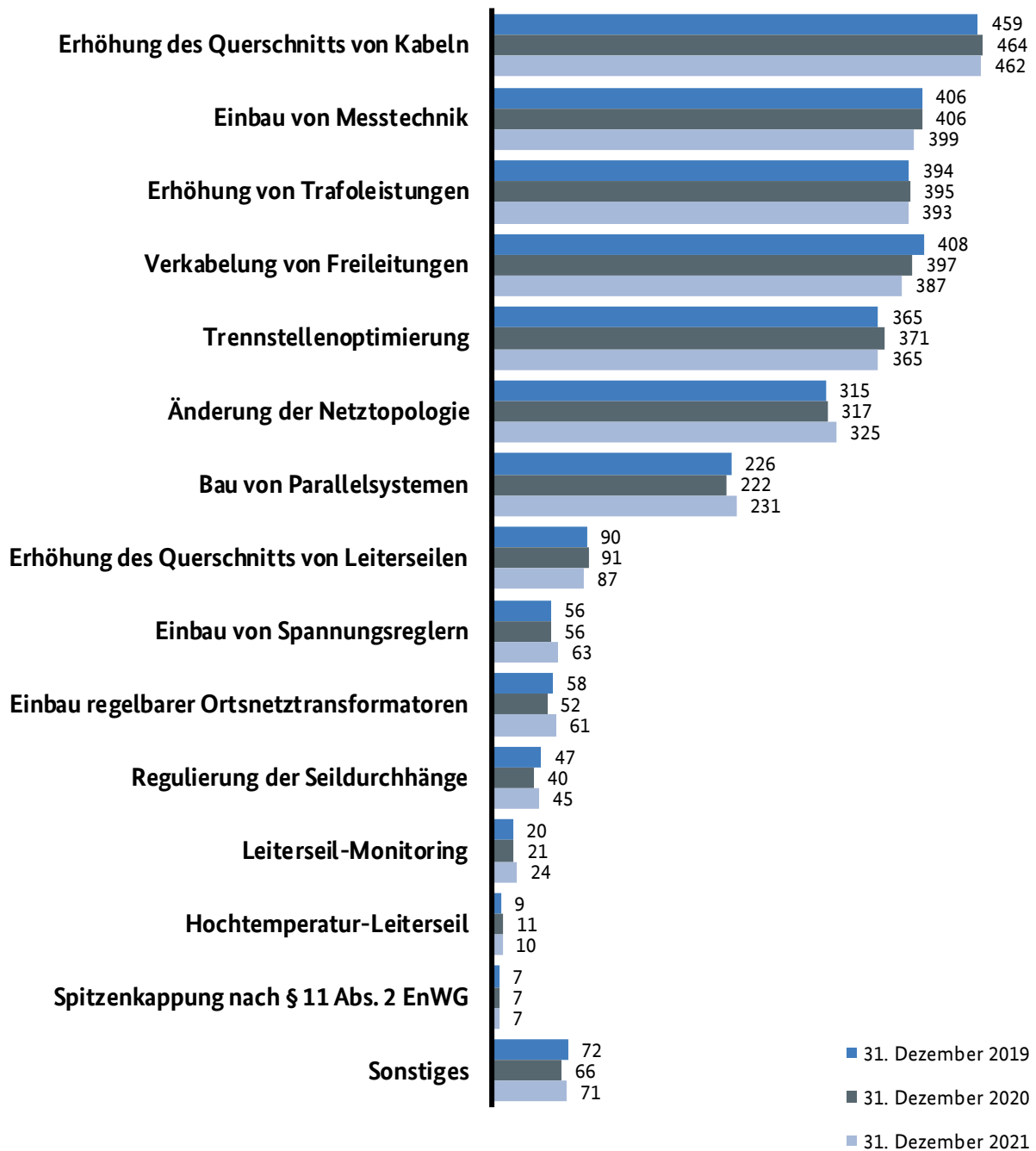


Abbildung 44: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

2.2 Künftiger Netzausbaubedarf

Um den künftigen Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur jährlich eine Abfrage über den Netzzustand und den geplanten Netzausbau für die nächsten 10 Jahre

durch. Die Abfrage 2022 wurde auf Grundlage des §14 Abs. 2 in Verbindung mit §14d EnWG alte Fassung³⁷ durchgeführt. Durch die Novellierung des EnWG im Juli 2021 hat sich der Kreis der Adressaten von 58 Verteilernetzbetreibern auf 82 Verteilernetzbetreiber erhöht.

Der von den Verteilernetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldete Netzzustand und Netzausbau bezieht sich auf den Stand zum 31.12.2021. Die von den Verteilernetzbetreibern erhaltenen Informationen über den zu erwartenden Netzausbau decken die Hochspannungsebene in Deutschland vollständig ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2022 ca. 79,60 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 80,12 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt.

Der Planungszeithorizont beim Netzausbau nimmt von der Hochspannung bis hin zur Niederspannung ab. Aus diesem Grund wird von den Netzbetreibern für die unteren Netzebenen in der Regel kein langfristiger Netzausbauplan erstellt. Notwendige Netzausbaumaßnahmen werden auf diesen Netzebenen kurzfristig umgesetzt. Seit der Abfrage 2021 können die befragten Verteilernetzbetreiber daher eine pauschale 10-Jahresplanung für die Netzebenen Mittelspannung, Umspannung Mittelspannung auf Niederspannung sowie Niederspannung angeben. In der Regel wurde von den befragten Netzbetreibern auf Grundlage historischer Daten sowie neuer Herausforderungen (wie z.B. der Integration von Ladesäulen) ein durchschnittlicher Investitionsbedarf pro Jahr ermittelt und anschließend auf 10 Jahre hochgerechnet. Dieses Vorgehen ermöglicht eine bessere Einschätzung des erwarteten Investitionsbedarfs der unteren Netzebenen in den nächsten Zehn Jahren.

In den nachfolgenden Zahlen ist ausschließlich Netzausbau enthalten, der zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führt. Hierzu zählen neben Netzneubau auch alle Maßnahmen zur Netzverstärkung und Netzoptimierung sowie Ersatzmaßnahmen, in deren Rahmen eine Erhöhung der Übertragungskapazität durchgeführt wird. Nicht enthalten sind reine Ersatzmaßnahmen („Eins zu Eins“-Ersatz), Rückbau und Altlastenentsorgung. Diese wurden – soweit trotzdem gemeldet und als solche gekennzeichnet – aus den Zahlen herausgerechnet.

³⁷ In der Fassung Juli 2021 bis Juli 2022

Elektrizität: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität

in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Gesamt erwarteter Verteilernetzausbau bis 2032	davon durch Maßnahmenplan gemeldet	davon durch aggregierte 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen gemeldet
HS	10,66 Mrd. Euro	10,66 Mrd. Euro	--
HS/MS	3,10 Mrd. Euro	3,10 Mrd. Euro	--
MS	13,01 Mrd. Euro	2,02 Mrd. Euro	10,99 Mrd. Euro
MS/NS	5,43 Mrd. Euro	0,07 Mrd. Euro	5,36 Mrd. Euro
NS	9,93 Mrd. Euro	0,44 Mrd. Euro	9,49 Mrd. Euro
Sonstige	0,14 Mrd. Euro	0,14 Mrd. Euro	--
Gesamt:	42,27 Mrd. Euro	16,42 Mrd. Euro	25,84 Mrd. Euro

Tabelle 58: Elektrizität: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro³⁸

Von den 82 Verteilernetzbetreibern wurden 3.337 Einzelmaßnahmen gemeldet. Von den 3.337 Einzelmaßnahmen befinden sich rund 32 Prozent bereits im Bau und weitere 25 Prozent in der konkreten Planung. Mit dem Projektstatus „vorgesehen“ sind 43 Prozent der Maßnahmen gemeldet. Insgesamt werden 92.872 Kilometer Leitungslänge³⁹ angegeben, die verstärkt, optimiert, neu gebaut oder ersetzt⁴⁰ werden sollen.

Der die Novellierung des EnWG im Juli 2021 erweiterte Adressatenkreis der Abfrage lässt keinen direkten Vergleich mit dem im Vorjahresbericht veröffentlichten Gesamtnetzausbaubedarf in Höhe von 27,61 Mrd. Euro zu. Die Abfrage wurde um 24 Verteilernetzbetreiber erweitert und um einen Verteilernetzbetreiber des ursprünglichen Adressatenkreises verringert.⁴¹ Betrachtet man nur die Verteilernetzbetreiber, die bereits in der Vorjahresabfrage enthalten waren, ergibt sich eine Steigerung bei den geplanten Investitionen von 12,38 Mrd. Euro. Bei diesen 58 Verteilernetzbetreibern ist ein Plus von 827 Einzelmaßnahmen zu verzeichnen. Zusätzlich wurden bei vielen Altmaßnahmen⁴² im Rahmen der konkreteren Projektplanung Anpassungen der zu erwartenden Kosten vorgenommen. Dies kann unter anderem durch eine erwartete Preissteigerung und oder Veränderungen des Projektumfangs begründet sein.

Bezogen auf die Hochspannungsebene lässt sich ein Vergleich des erwarteten Netzausbaus für 58 Verteilernetzbetreiber darstellen, die seit der Abfrage 2019 (Basisjahr 2018) bis zur aktuellen Abfrage 2022 (Basisjahr

³⁸ In der Netzebene " Sonstige" sind Projekte enthalten, die das Gesamtnetz betreffen oder bei denen keine klare Zuordnung einer überwiegend betroffenen Netzebene möglich war

³⁹ Freileitungen und Erdkabel

⁴⁰ Bezieht sich nur auf Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität

⁴¹ Die DB Energie GmbH ist nicht mehr Teil der Abfrage

⁴² Als Altmaßnahmen werden Maßnahmen bezeichnet, die mindestens seit der Abfrage 2021 Teil des gemeldeten Maßnahmenplans sind.

2021) Teil des Adressatenkreises sind. Es ist für diesen Adressatenkreis ein deutlicher Anstieg des erwarteten Hochspannungsnetzausbaus in Höhe von 3,62 Mrd. Euro im Vergleich zum Vorjahr zu erkennen.

Elektrizität: bereinigter Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Netzkapazität

in Mrd. Euro

- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

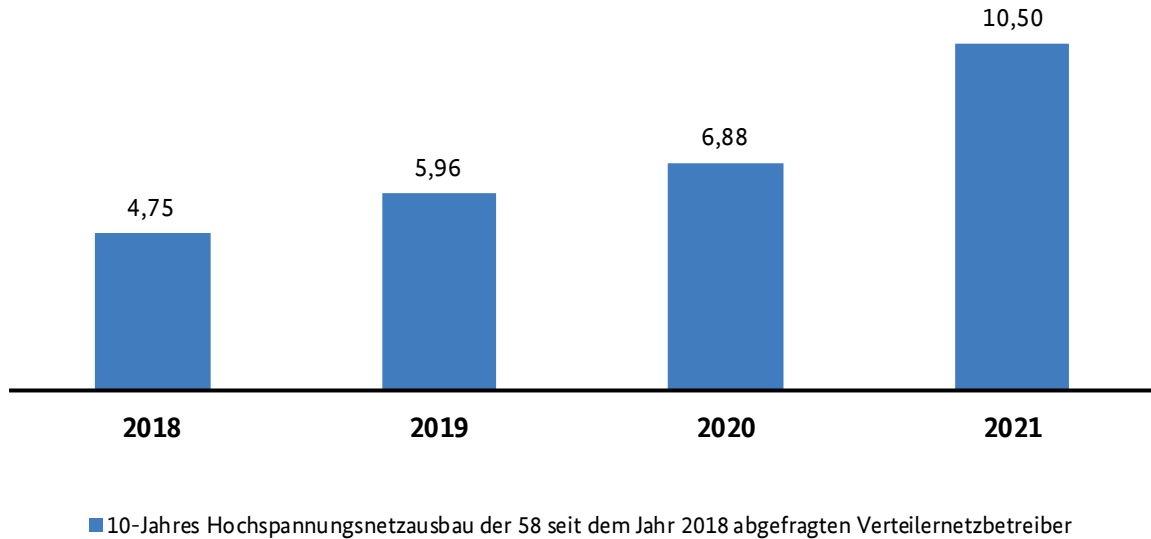


Abbildung 45: Elektrizität: bereinigter Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Netzkapazität in Mrd. Euro

Insgesamt wurden für das Hochspannungsnetz von allen 82 befragten Netzbetreibern 1.214 Maßnahmen gemeldet, die sich im Bau befinden, vorgesehen oder bereits konkret geplant sind und die Netzkapazität erhöhen. In nachfolgender Tabelle ist der erwartete Ausbaubedarf der Hochspannungsebene je Verteilernetzbetreiber aufgeführt, sofern dieser über 100 Mio. Euro liegt. Dabei liegen 11 der 19 genannten Verteilernetzbetreiber über einem für die nächsten zehn Jahre erwarteten Hochspannungsnetzausbau von 250 Mio. Euro.

Elektrizität: Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro

- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

Hochspannungsbetreiber	erwarteter Hochspannungsnetzausbaubedarf in Mio. Euro
Avacon Netz GmbH	1.955,6
E.DIS Netz GmbH	1.833,6
Bayernwerk Netz GmbH	831,0
Westnetz GmbH	810,4
Schleswig-Holstein Netz AG	573,8
Stromnetz Berlin GmbH	526,3
Stromnetz Hamburg GmbH	418,1
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	354,9
WEMAG Netz GmbH	352,7
Netze BW GmbH	348,9
Rheinische NETZGesellschaft mbH	326,5
N-ERGIE Netz GmbH	225,3
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	212,7
Syna GmbH	201,4
LEW Verteilnetz GmbH	200,0
SachsenNetze HS.HD GmbH	197,4
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	167,5
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	162,2
Energienetze Offenbach GmbH	103,4

Tabelle 59: Elektrizität: Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2021 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der in 2021 neu gemieteten bzw. gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, damit die geforderte Funktion erfüllt werden kann.

Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um handelsrechtliche Angaben der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2021 brachten die vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 5.161 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur auf. Dies entspricht einer Aufstockung von ca. 22 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2020: 4.244 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur im Jahr 2021 und dem im vorjährigen Monitoring für 2020 gemeldeten Planwert von 5.309 Mio. Euro beträgt ca. 148 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 97 Prozent realisiert. Die Gesamtausgaben für die Netzinfrastruktur setzen sich aus den in der nachfolgenden Tabelle aufgezeigten Einzelpositionen zusammen:

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB

	2020	2021
Investitionen (in Mio. Euro)	3.862	4.677
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	2.930	3.761
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	506	327
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	424	555
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	3	34
Aufwendungen (in Mio. Euro)	382	484
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	376	476
für grenzüberschreitende Verbindungen	6	8
Gesamt	4.244	5.161

Tabelle 60: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber in Mio. Euro

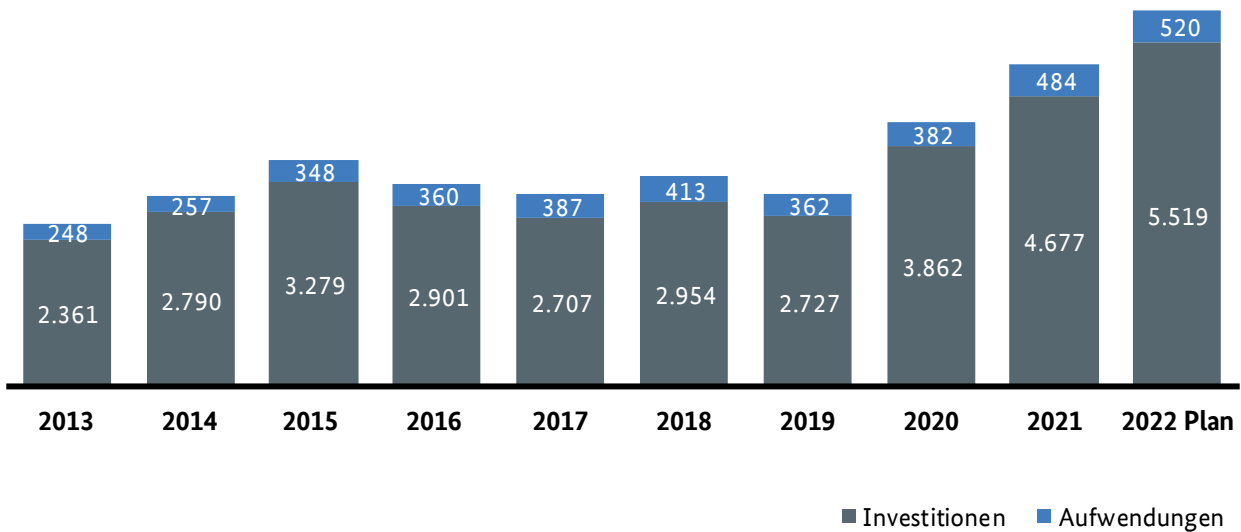


Abbildung 46: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen)

Für das Jahr 2022 sind Investitionen von ca. 5.519 Mio. Euro und Aufwendungen von 520 Mio. Euro geplant. Der geplante Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 6.039 Mio. Euro liegt deutlich über den in den Vorjahren realisierten Gesamtbeträgen. Damit zeigt die Praxis, dass die Refinanzierungsbedingungen von den Investoren auch für die Zukunft weiterhin als sehr gut eingeschätzt werden.

3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der 808 VNB, die hierzu Angaben im Monitoring gemacht haben, betragen im Jahr 2021 insgesamt ca. 8.395 Mio. Euro (2020: 8.088 Mio. Euro). Dies entspricht einem Anstieg von ca. 4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen betragen in 2021 ca. 734 Mio. Euro (2020: 371 Mio. Euro). Detaillierte Informationen zu Investitionen in Messeinrichtungen sind im Kapitel Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen zu finden. Die VNB planen für das Jahr 2022 Investitionen und Aufwendungen in Höhe von 9.291 Mio. Euro.

In der nachfolgenden Abbildung werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2013 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2022 abgebildet. Die sichtbaren Spitzen der Investitionen sowohl im Jahr 2016 als auch in 2021 dürften im Zusammenhang mit der Anreizregulierung stehen. Die beiden Jahre waren als so genannte Fotojahre maßgeblich für die Erlöse, welche die VNB in den dann folgenden Jahren erzielen durften. Dies setzt Anreize, Investitionssummen in diese Fotojahre zu verschieben bzw. vorzuziehen. Ein möglicher Grund für die hohen Planwerte der Investitionen für das Nachfolgejahr zum Fotojahr 2021 ist, dass die Erlösbergrenze mit dem Fotojahr 2021 unterperiodisch über den Kapitalkostenaufschlag angepasst wird. Darum besteht für die Netzbetreiber keine Notwendigkeit mehr alle Investitionen in ein Fotojahr zu verschieben.

**Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber**
in Mio. Euro

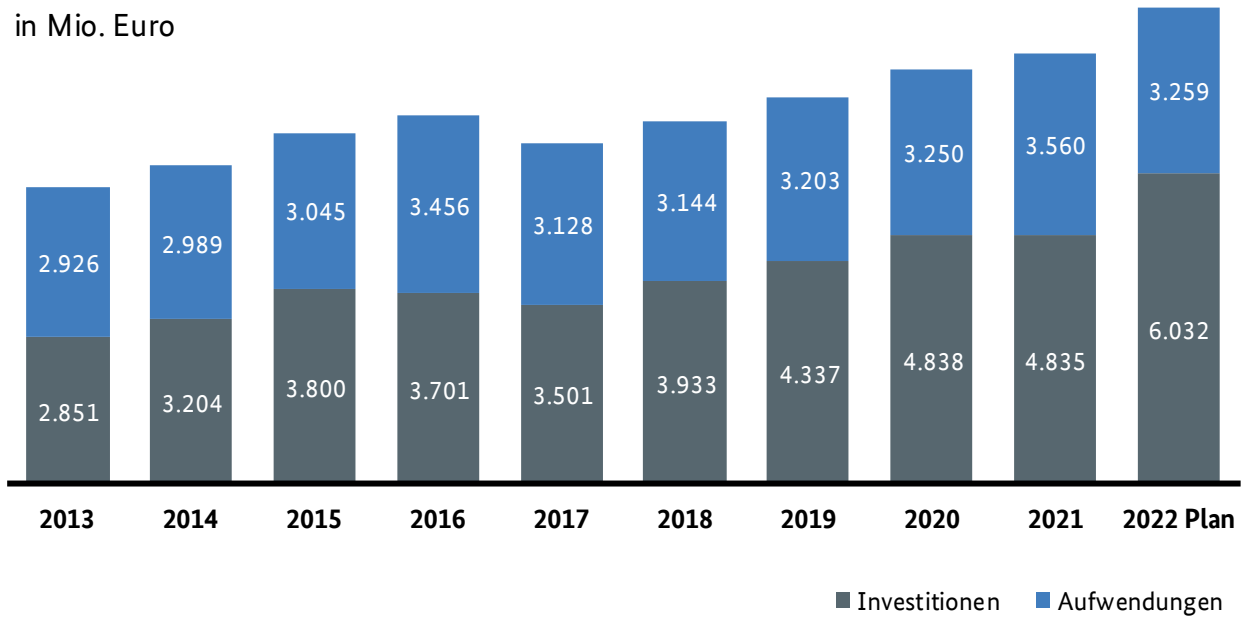


Abbildung 47: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

Die Höhe der Investitionen der VNB ist abhängig von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Messlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. Auch in den Verteilernetzen bestätigt das tatsächliche Verhalten der Netzbetreiber die sehr guten heutigen und zukünftigen Refinanzierungsmöglichkeiten.

Spitzeninvestitionen über 10 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen 91 der Unternehmen auf. Diese 11 Prozent der Unternehmen tätigen jedoch 86 Prozent der Investitionen. In der nachfolgenden Abbildung werden verschiedene Investitionskategorien nach der Gesamtanzahl der Netzbetreiber und der Investitions- und Aufwandssumme dargestellt:

Elektrizität: Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2021

Anzahl und Volumen in Mio. Euro

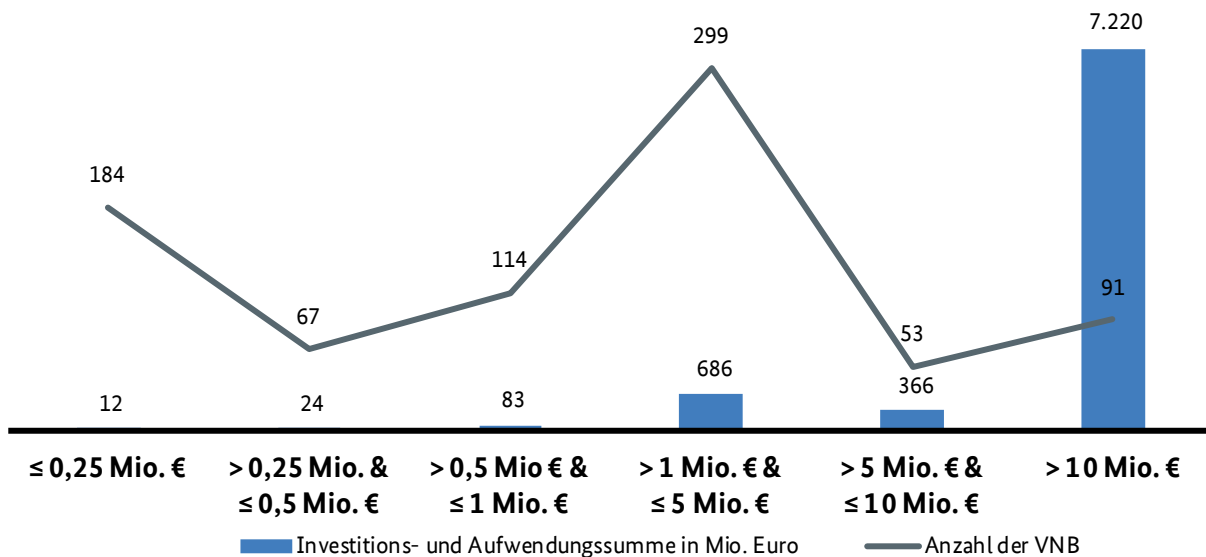


Abbildung 48: Anzahl der Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen

3.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV (Investitionsmaßnahmen) erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag von Übertragungsnetzbetreibern Genehmigungen für einzelne Projekte, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Gemäß § 35 Abs. 4 S. 1 ARegV (Übergangsvorschrift) konnten Übertragungsnetzbetreiber Anträge letztmalig zum 31. März 2022 stellen.

Abweichend hiervon können Anträge auf Verlängerung der Genehmigungsdauer für Investitionsmaßnahmen, die bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode (31.12.2023) befristet sind, gemäß § 35 Abs. 4 S. 2 Nr. 1 ARegV spätestens bis zum 30.06.2023 gestellt und maximal bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode (31.12.2028) befristet werden. Darüber hinaus besteht gemäß § 35 Abs. 4 S. 2 Nr. 2 ARegV die Möglichkeit, während der Geltungsdauer der jeweiligen Genehmigung – maximal bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode (31.12.2028) – Anträge auf Änderung der erteilten Genehmigung zu stellen.

Nach erteilter Genehmigung kann der Übertragungsnetzbetreiber seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB

Bis zum 31. März 2022 sind 79 Anträge auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme von den Übertragungsnetzbetreibern bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von rund 19,5 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2021 hat sich die Anzahl der von den Übertragungsnetzbetreibern gestellten Anträge mehr als verdoppelt. Dies ist

insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Übertragungsnetzbetreiber im letzten Jahr auf Anträge für Projekte, die eine vorherige Bestätigung im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) bedürfen, verzichtet haben. Aufgrund der diesjährigen Bestätigung des NEP wurde die Antragsstellung für die NEP-Projekte nun nachgeholt. Das beantragte Volumen hat sich im Vergleich zum Jahr 2021 ebenfalls deutlich erhöht, wobei ein Großteil der Kosten zwei erstmals bestätigten Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssystemen aus dem NEP zugeordnet werden kann.

3.3.2 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs

Zum 1. Januar 2019 wurde für Stromverteilernetze erstmals das Instrument des Kapitalkostenaufschlags von der Bundesnetzagentur umgesetzt. Demnach können Verteilernetzbetreiber für notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur, Software und andere aktivierungsfähige Anlagegüter Aufschläge auf die von der Bundesnetzagentur genehmigte Erlösobergrenze beantragen.

Die so angepassten Erlösobergrenzen umfassen alle Netzkosten zzgl. einer Verzinsung des Eigenkapitals, die den Verbrauchern von den Unternehmen über die Netzentgelte in Rechnung gestellt werden dürfen. Der Kapitalkostenaufschlag enthält dabei schon ein Element der Vorfinanzierung, da die Unternehmen schon geplante Investitionen einpreisen können. Zum Stichtag 30.06.2022 sind 164 Anträge (99 in eigener Zuständigkeit und 65 für die Landesregulierungsbehörden Schleswig-Holstein und Brandenburg) auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2023 eingegangen.

Die Bundesnetzagentur hat für den Ausbau des Stromverteilernetzes bis zum 30. Juni 2022 Kapitalkostenaufschläge in Höhe von rund 5,0 Mrd. Euro für die Jahre 2019 bis 2022 genehmigt. Dies entspricht durchgeführten oder geplanten Investitionen von rund 20,4 Mrd. Euro. Durch den Kapitalkostenaufschlag fließen lediglich die jährlichen Kapitalkosten der Investitionen inkl. Eigenkapitalverzinsung in die Erlösobergrenzen eines Kalenderjahres ein.

Zu den von der Bundesnetzagentur genehmigten Kapitalkostenaufschlägen kommen weitere Investitionen der 700 in Landeszuständigkeit regulierten Unternehmen unter 100.000 angeschlossene Kunden hinzu.

Die Genehmigung des Regulierungskontosaldos des Jahres 2020 beinhaltet den Plan-Ist-Abgleich des Kapitalkostenaufschlages 2020. Hierdurch wird ersichtlich, ob die Netzbetreiber ihre geplanten Investitionen auch vollumfänglich realisiert haben. Die Bundesnetzagentur genehmigte für das Jahr 2020 Kapitalkostenaufschläge in Höhe von rund 1,09 Mio. Euro. Die IST-Kostenprüfung ergab einen tatsächlichen Kapitalkostenaufschlag in Höhe von rund 1,14 Mio. Euro.

3.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks

Investitionen in Strom- und Gasnetze sind äußerst kapitalintensiv. Der gebildete Kapitalstock bildet die entscheidende Bemessungsgrundlage, aus dem der unternehmerische Gewinn, die Eigenkapitalverzinsung und die eventuell durch Eigenkapitalsubstitution notwendige Fremdkapitalverzinsung sowie die sogenannte kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet werden. Zusammen mit den kalkulatorischen Abschreibungen bilden diese Größen die sogenannten regulatorisch gewährten Kapitalkosten.

3.4.1 Eigenkapitalzinssatz

Die Bemessungsgrundlage der Kapitalkosten ist im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens (auf Englisch: regulatory asset base oder RAB) bzw. ihre noch abschreibbaren

Restwerte geprägt. Zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten ist zu den Restwerten des Sachanlagevermögens das betriebsnotwendige Umlaufvermögen hinzuzurechnen und das Fremdkapital abzuziehen. Die Eigenkapitalverzinsungshöhe wird auf Grundlage eines risikolosen Basiszinssatzes, ergänzt um einen Risikozuschlag, bestimmt. Danach ist die risikobehaftete Wertpapierrendite im Marktgleichgewicht erwartbar aus der Summe von risikolosem Zinssatz und Risikoprämie (Capital asset pricing model [kurz CAPM]). Der Risikozuschlag ist dabei das Produkt aus dem Marktpreis für das Risiko (Marktrisikoprämie) und dem nicht durch Diversifizierung zu beseitigenden Risikoverhältnis gegenüber dem Gesamtmarkt (Betafaktor).

Die Eigenkapitalverzinsungshöhe ist eine entscheidende Kennzahl in regulierten Märkten. Die aufgeführte Abbildung (Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen) zeigt die verordnungsseitig oder durch tatsächliche Festlegungen zugestandenen regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen.

Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

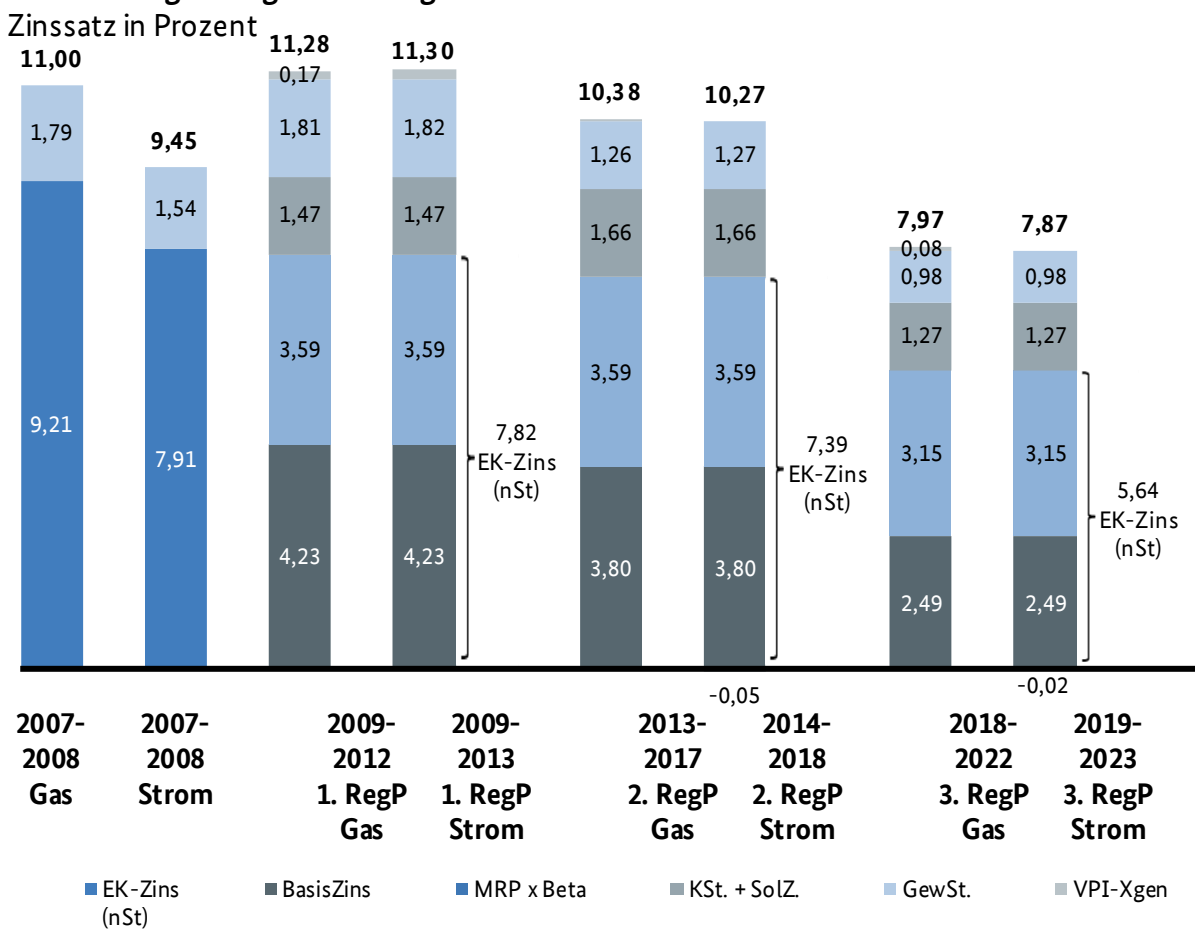


Abbildung 49: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

In einer zweiten Grafik (Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftsteuer)) werden diesen Zinssatzentwicklungen ein vermutetes jährliches Ergebnis gegenübergestellt, welches sich eingestellt hätte, wenn die Eingangsparameter jahresscharf (ex-post) berechnet worden wären. Die Werte zeigen den EK-Zins (mit den Bestandteilen Basiszins und Wagniszuschlag) sowie die regulatorisch gewährte Körperschaftsteuer, Gewerbesteuer und Aufindexierung (VPI-Xgen).

Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer)

Zinssatz in Prozent

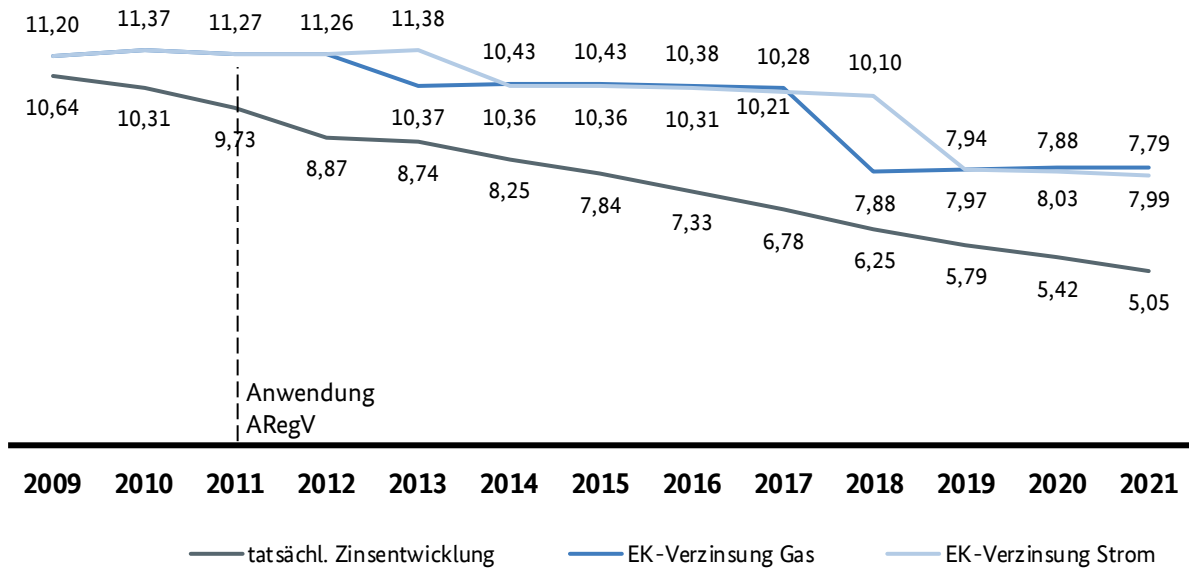


Abbildung 50: Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer)

3.4.2 Eigenkapitalzinssatz II

Der Eigenkapitaleinsatz kann durch Einsatz von Fremdkapital substituiert werden. Eine vollständige Substitution durch Fremdkapitalaufnahme ist praktisch nicht möglich, da kein Fremdkapitalgeber bereit sein dürfte ohne jegliche Haftungsmasse Fremdkapital bereitzustellen. Je höher der Eigenkapitaleinsatz ist, desto niedriger dürfte tendenziell die Fremdkapitalzinssatzforderung ausfallen. Ab einem Eigenkapitaleinsatz von mehr als 40 % gilt verordnungsseitig allerdings die These, dass sich ein Eigenkapitaleinsatz mangels fehlender senkender Fremdkapitalzinssatzwirkung nicht mehr lohnt. Wenn die Eigenkapitalquote mehr als 40 % beträgt, wird der 40% übersteigende Prozentanteil deswegen genauso wie Fremdkapital behandelt; das heißt, das darüberhinausgehende, in der Kapitalstruktur vorhandene Eigenkapital wird mit dem nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV bestimmten Zinssatz (Mittelwertbildung über 10 Jahre) verzinst (EK-II-Zinssatz). In der nachfolgenden Abbildung (Entwicklung der EK II-Verzinsung) werden einerseits die tatsächlich bei der Kostenprüfung verwendeten EKII-Zinssätze und andererseits die jährlichen Ergebnisse nach StromNEV/GasNEV (10-Jahresdurchschnitt) sowie die jährliche Entwicklung der zugrundeliegenden Reihen gezeigt.

Entwicklung der EKII-Verzinsung Zinssatz in Prozent

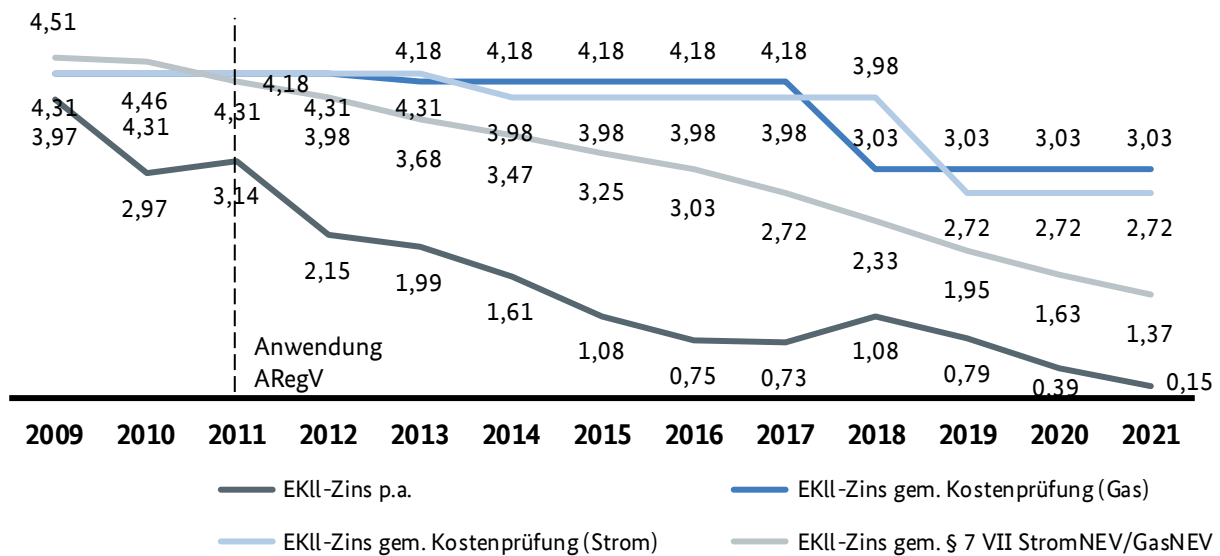


Abbildung 51: Entwicklung der EKII-Verzinsung

3.4.3 Fremdkapitalzinssatz

Fremdkapitalaufnahmen werden in den unterschiedlichen Regulierungsbereichen grundsätzlich in Höhe der tatsächlichen Finanzierungskondition anerkannt, es sei denn marktübliche Zinshöhen werden überschritten. Die Einzelfallprüfung wird jedoch, je nach Regulierungsform, durch eine andere Aufgriffgrenze definiert. Die für die Strom- und Gasnetze grundsätzlich berücksichtigungsfähige Fremdkapitalzinshöhe ist in der nachfolgenden Abbildung (Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen)), getrennt nach normalem Anreizregulierungsregime (Budgetprinzip) und Investitionsmaßnahmenregime, dargestellt. Ab der 3. Regulierungsperiode (RP) findet zudem der Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern (VNB) Anwendung. Der Fremdkapitalzins berechnet sich hier analog zur Fremdkapitalaufnahme über das normale Anreizregulierungsregime. Im Gasbereich wurden demnach 3,03 % und im Strombereich 2,72 % für die 3. Regulierungsperiode festgelegt.

Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen) Zinssatz in Prozent

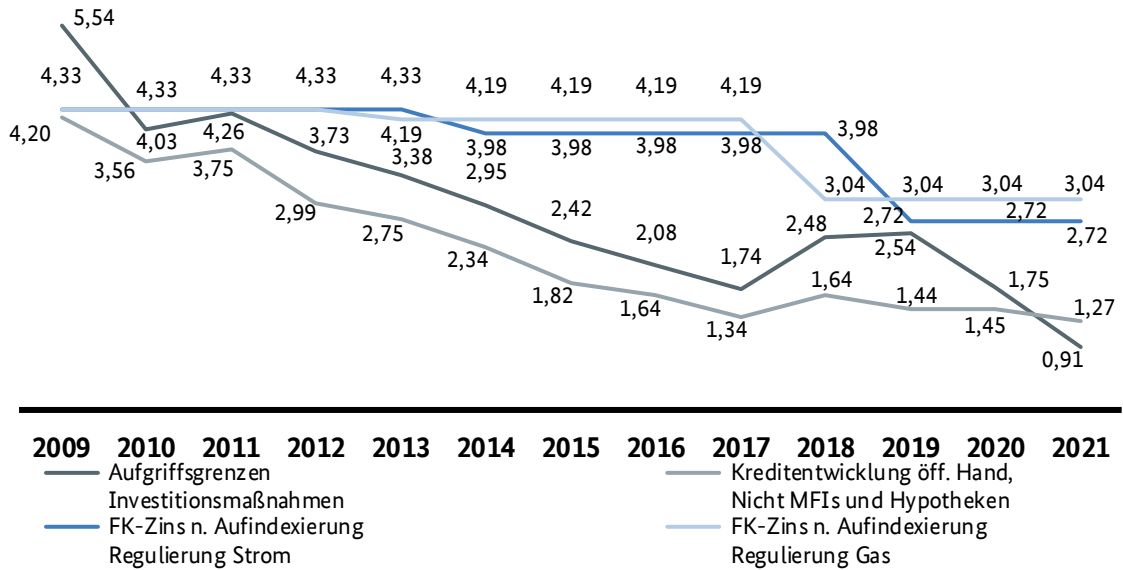



Abbildung 52: Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen)

4. Versorgungsstörungen Strom



Der System Average Interruption Duration Index – SAIDI_{EnWG} bezeichnet die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung für Nieder- und Mittelspannung je angeschlossenem Letztverbraucher im jeweiligen Jahr. Dieser wird aus den Berichten der Netzbetreiber über die in ihrem Netzgebiet aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen ermittelt. Für 2021 beträgt der SAIDI_{EnWG} 12,7 Minuten.

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gem. § 52 EnWG bis zum 30. April eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Der Bericht enthält Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als drei Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen.

Für die Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit der Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index – SAIDI_{EnWG}⁴³) werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund von höherer Gewalt, wie etwa die Flutkatastrophe im Ahrtal, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur

⁴³ Der hier genannte SAIDI_{EnWG} ist zu unterscheiden von der im Rahmen des Qualitätsmanagements nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl SAIDI_{ARegV}

ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Für das Berichtsjahr 2021 haben 850 Netzbetreiber 166.733 Versorgungsunterbrechungen für 857 Netze zur Bildung des SAIDIEnWG übermittelt. Dies bedeutet im Vergleich zum Vorjahr 2020 eine Steigerung von 4.509 Unterbrechungen.

Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 12,7 Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher liegt unter dem Mittelwert der Jahre 2011 bis 2020 (13,63 Minuten/Jahr). Somit befindet sich die Versorgungszuverlässigkeit für das Kalenderjahr 2021 weiterhin auf einem hohen Niveau.

Elektrizität: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene in Minuten

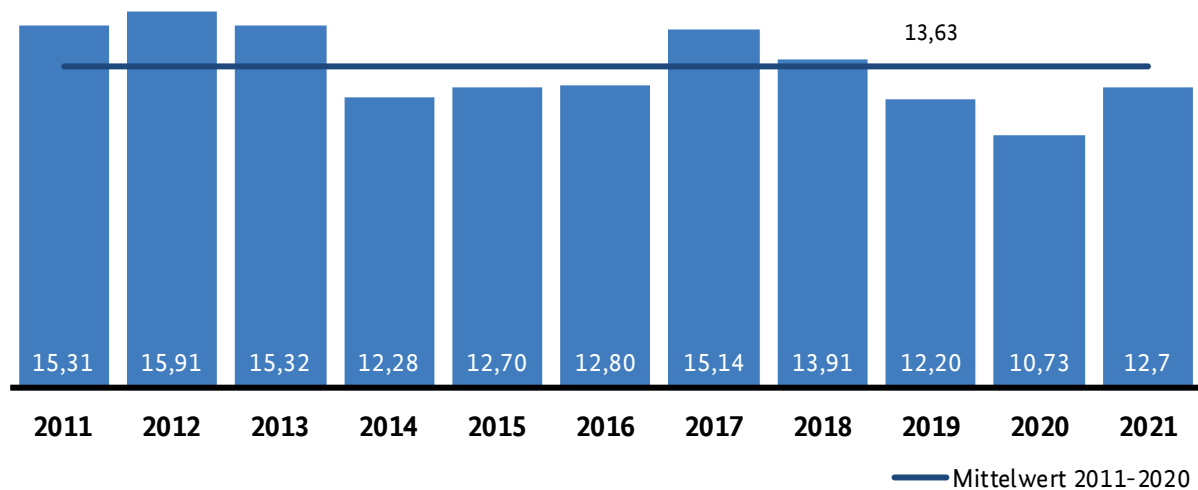


Abbildung 53: Entwicklung des SAIDIEnWG von 2011 bis 2021

Der Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist auf die Zunahme der Auswirkungen von Unterbrechungen in der Mittelspannung um 1,7 Minuten auf 10,3 Minuten zurückzuführen. Zudem ist ein Anstieg um 0,3 Minuten auf 2,4 Minuten in der Niederspannung zu verzeichnen. Die Auswirkungen der für den SAIDIEnWG relevanten Störungsanlässe sind im Berichtsjahr 2020 sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannung gestiegen. Unter anderem verzeichnet der Anlass „atmosphärische Einwirkung“ in der Niederspannung eine starke Zunahme verglichen zum Vorjahr. Hierunter fallen z. B. Gewitter, Sturm, Eis, Eisregen oder Schnee.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentraleren, kleinteiligeren und gleichzeitig lastferneren Erzeugungsstruktur auf die Versorgungsqualität ist auch für das Berichtsjahr 2021 nicht zu erkennen.

5. Netzengpassmanagement



Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Dazu gehören sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen, wie Netzschaltungen, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading sowie Netzreserveeinsätze. In der folgenden Betrachtung werden netzbezogene Maßnahmen (Netzschaltungen) nicht betrachtet. Marktbezogene Maßnahmen und die Netzreserve, werden als Netzengpassmanagement zusammengefasst und analysiert:

Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.

Netzreservekraftwerke: Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.

Einspeisemanagement: Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzverträglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht bislang noch der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Seit dem 1. Oktober 2021 ist der Bilanzausgleich durch den anfordernden Netzbetreiber verbindlich, wurde aber zunächst nicht vollständig umgesetzt. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z. B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen.

Anpassungsmaßnahmen: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, ohne Entschädigung, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen.

Diese sogenannten Netzengpassmanagementmaßnahmen und die damit verbundenen Kosten werden der Bundesnetzagentur gemeldet. Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement zum 1. Oktober 2021 geändert. Die Umstellung auf das Redispatch-2.0-Verfahren hat sich jedoch aufgrund von operationellen Schwierigkeiten verzögert, sodass der bilanzielle Ausgleich für Redispatch mit EE (Einspeisemanagement) zunächst nur in Ausnahmefällen umgesetzt worden ist. Dieser Bericht basiert deshalb auf der bisherigen Abfragesystematik. Soweit der bilanzielle Ausgleich im vierten Quartal 2021 von einzelnen Netzbetreibern bereits umgesetzt wurde, sind diese Kosten in den Kosten des positiven Redispatches enthalten.

5.1 Gesamtentwicklung im Jahr 2021

Die folgenden Tabellen fassen die Regelungsinhalte, wesentlichen Instrumente und den Umfang der Maßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnah-

men) zusammen. Die Werte unterliegen fortlaufenden Aktualisierungen so dass Abweichungen zu den veröffentlichten Quartalszahlen der Bundesnetzagentur entstehen können. Unterjährige Zahlen werden unter www.bundesnetzagentur.de/systemstudie veröffentlicht. Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 19% gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagement (EinsMan, Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz Netzreserve) liegen bei rund 2,3 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls gestiegen (2020: 1,4 Mrd. Euro). Hauptgründe für den Anstieg der Mengen und Kosten sind hauptsächlich Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, Reparaturarbeiten an einem Umspannwerk im vierten Quartal 2021 sowie die stark gestiegenen Großhandelspreise im zweiten Halbjahr 2021. Langfristig betrachtet wird Stromnetzausbau die Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen wieder senken.

Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2021

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen. Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13c EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): 21.546 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): 5.818 GWh	Abgeregelter Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): 20,4 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: 1.478,6 Mio. Euro	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): 807,1 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 61: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2021

Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen

		2019	2020	2021
Redispatch				
Gesamtmenge ^[1] Marktkraftwerke	in GWh	13.323	16.561	20.405
Kostenschätzung ^[2] Redispatch	in Mio. Euro	227	240	590
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	64	135	397
Netzreservekraftwerke				
Menge ^[3]	in GWh	430	635	1.280
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	82	100	249
Leistung ^[4]	in MW	6.598	6.596	5.670
Jährliche Vorhaltekosten ^[5]	in Mio. Euro	197	196	243
EinsMan				
Menge Ausfallarbeit ^[6]	in GWh	6.482	6.146	5.818
Schätzung Entschädigungen	in Mio. Euro	710	761	807
Anpassungen von Stromeinspeisungen				
Menge	in GWh	9	16	20

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

[2] Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen.

[3] Abrufe der Netzreservekraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.

[4] Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31. Dezember des jeweiligen Jahres.

[5] zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten

[6] Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden.

Tabelle 62: Übersicht Netzengpassmanagementmaßnahmen

5.2 Redispatch Entwicklung im Jahr 2021

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

In der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, dass der Großteil der Redispatchmaßnahmen von den ÜNB durchgeführt werden. Von den rund 268 GWh, die auf VNB Ebene durchgeführt wurden entfallen rund 41 GWh auf eigene Maßnahmen, und 227 GWh auf Unterstützungsmaßnahmen, die von insgesamt 24 VNB angefordert wurden. Die weiteren Abbildungen, Tabellen und Beschreibungen beziehen sich daher auf den ÜNB Redispatch, wie er auch in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur dargestellt wird.

Elektrizität: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2021 in GWh



Abbildung 54: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2021

Die folgende Tabelle fasst die Redispatcheinsätze 2021 zusammen.

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2021 in GWh

	2021	2020
Gesamt	21.546	16.795
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	21.546	16.795
davon Absenkung	10.742	8.522
davon Hochfahren	10.804	8.273
davon Marktkraftwerke	9.787	7.891
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeits)	1.017	382
Aufteilung nach Maßnahmenart	21.546	16.795
Einzelüberlastungsmaßnahmen	11.539	11.561
4-ÜNB Maßnahmen	10.007	5.235
Aufteilung nach Maßnahmengrund	21.546	16.795
Spannungsbedingt	1.009	2.926
Strombedingt	20.537	13.869
Aufteilung nach geographischer Komponente	21.546	16.795
Nicht Grenzüberschreitend	4.864	7.837
Grenzüberschreitend	16.682	8.958
davon Countertrading	8.550	5.671

Tabelle 63: Redispatch i. S. d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2021

Im Jahr 2021 wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 21.546 GWh (10.742 GWh Einspeisereduzierungen und 10.804 GWh Einspeiserhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen somit über denen des Vorjahres (2020: 16.795 GWh).

Ursächlich für diesen Anstieg war vor allem das vierte Quartal 2021. Die Gründe für diese Entwicklung waren durch Niedrigwasser hervorgerufene Kohlelogistik-Probleme, die zu einer eingeschränkten Betriebsbereitschaft von mehreren Kraftwerken in Süd-Deutschland führten. In der Folge wurde die Erzeugung durch Bezüge aus der Schweiz und teilweise Italien sowie aus Gaskraftwerken substituiert. Durch die die Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken im Süden gab es eine generell höhere Nord-Süd-Auslastung. Der dadurch bedingte höhere Transportbedarf hatte einen zusätzlichen Bedarf an Redispatch zur Folge. Zudem wurde aufgrund der starken Regenfälle im Juli letzten Jahres ein Umspannwerk unterspült. Die notwendigen Reparaturarbeiten und die dafür notwendigen Abschaltungen von Stromleitungen im November und Dezember 2021 belasteten das Übertragungsnetz in Südwestdeutschland erheblich.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Countertrading-Maßnahmen lagen im Jahr 2021 bei rund 1.236,2 Mio. Euro und somit deutlich über dem Vorjahresniveau (2020: 474,7 Mio. Euro). Dieser Anstieg ist sowohl auf den starken mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen als auch auf die stark gestiegenen Großhandelspreise zurückzuführen. Diese haben sich auf die Kosten des börsenbeschafften Countertrades und des positiven Redispatch ausgewirkt.

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen, die einem Netzelement zugeordnet werden können und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei Letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

5.2.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB

Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 5.002 GWh abgeregelt und 5.006 GWh heraufgehoben (in Summe 10.007 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservenmenge macht demnach 46 Prozent aus.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB derzeit nicht möglich. Es zeigt sich allerdings, dass die Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen auslösen, auch die unter IC5.2.2 dargestellten Netzelemente sind.

5.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im Gesamtjahr 2021 ein Volumen von ca. 5.740 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 5.797 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe rund 11.539 GWh und ist damit im Vergleich Vorjahr um konstant geblieben.

Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen lassen sich Netzelementen zuordnen und zum besseren Verständnis auf einer Karte darstellen. Die Nummerierung der in den nachfolgenden Tabellen dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte, welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der überlasteten Stunden je Leitung - mindestens 48 Stunden) aus den Tabellen ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2021

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ^[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Kontek (DK - Insel Seeland)	50Hertz	1959	39	39
2	Dollern-Sottrum	TenneT	1219	932	934
3	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	355	387	387
4	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	334	103	103
5	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion	216	81	81
6	Transformator Voslapp	TenneT	171	56	52
7	Mecklar - Dipperz	TenneT	170	58	58
8	Bürstadt-Lambsheim	Amprion	152	43	56
9	Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	143	76	76
10	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW/ Amprion	130	40	41

Tabelle 64: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2021

Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2021

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ^[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise- reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise- erhöhung (in GWh)
11	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	128	152	150
12	Leitung Ensdorf-Vigy	Amprion	126	46	46
13	Borken/Gießen	TenneT	85	25	25
14	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	84	23	23
15	Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	77	43	43
16	Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)	Amprion	68	28	21
17	Leitung Vöhringen-Dellmensingen	Amprion	48	11	11
18	Leitung Frixheim Süd (Rommerskirchen-St.Peter)	Amprion	48	6	6
19	Stromkreis Borken - Waldeck - Twistetal	TenneT	48	19	19

Tabelle 65: Fortsetzung der Tabelle zu strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2021

Elektrizität: Dauer von strombedingten Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2021

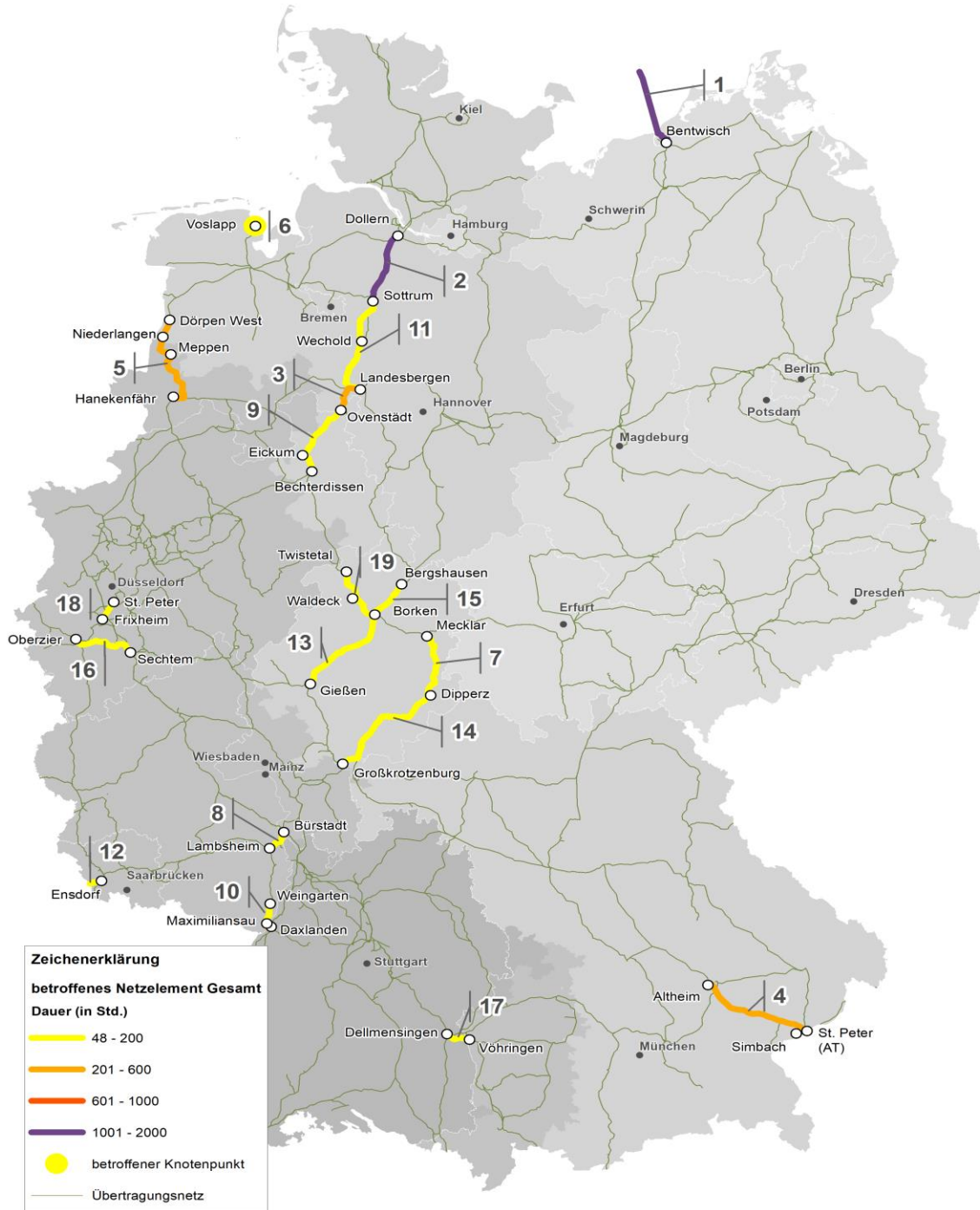


Abbildung 55: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2021

Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2021 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 1.009 GWh gemeldet. Das Gegengeschäft wird für spannungsbedingte Maßnahmen über die Börse abgewickelt.⁴⁴ Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken (2020: 2.926 GWh). Der Blindleistungsbedarf von Leitungen hängt stark von der Auslastung ab. Sowohl bei starker als auch schwacher Auslastung kann zusätzliche Blindleistung (spannungsbedingter Redispatch) erforderlich sein.

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

Elektrizität: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2021^[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT	2140	796
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	1100	463
davon Netzgebiet Oberbayern	806	252
davon Dipperz - Großkrotzenburg	184	81
davon Mehrum-Grohnde-Borken	41	0
davon Netzgebiet Lehrte-Helmstedt-Krümmel	09	0
Regelzone TransnetBW	302	90
davon Mittlerer Neckar, Obere Rheinschiene	302	90
Regelzone 50Hertz	154	121
davon Region Mitte	54	25
davon Region Süd	52	56
davon Region Ost	48	35
davon Region Süd (Thüringen); Region Mitte (Berlin)	00	5
Regelzone Amprion	05	3
davon Westfalen - Uentrop	05	3

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

Tabelle 66: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2021

⁴⁴ Beim spannungsbedingten Redispatch handelt es sich um Anpassungen der Einspeisung von Kraftwerken, so dass eine geänderte Blindleistungseinspeisung erfolgt. Für das Gegengeschäft ist oft kein gezielter lokaler Ausgleich nötig, daher wird es in der Regel über den Strom-Intraday-Markt durchgeführt.

5.2.3 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Gesamtjahr 2021 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 15.323 GWh (6.053 GWh Einspeisereduzierungen und 9.271 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für grenzüberschreitenden Redispatch wieder, oder auch für den spannungsbedingten Redispatch. Bei einigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst.

Elektrizität: Kraftwerkseinsätze in Deutschland zum Redispatch nach Energieträgern in 2021
in GWh

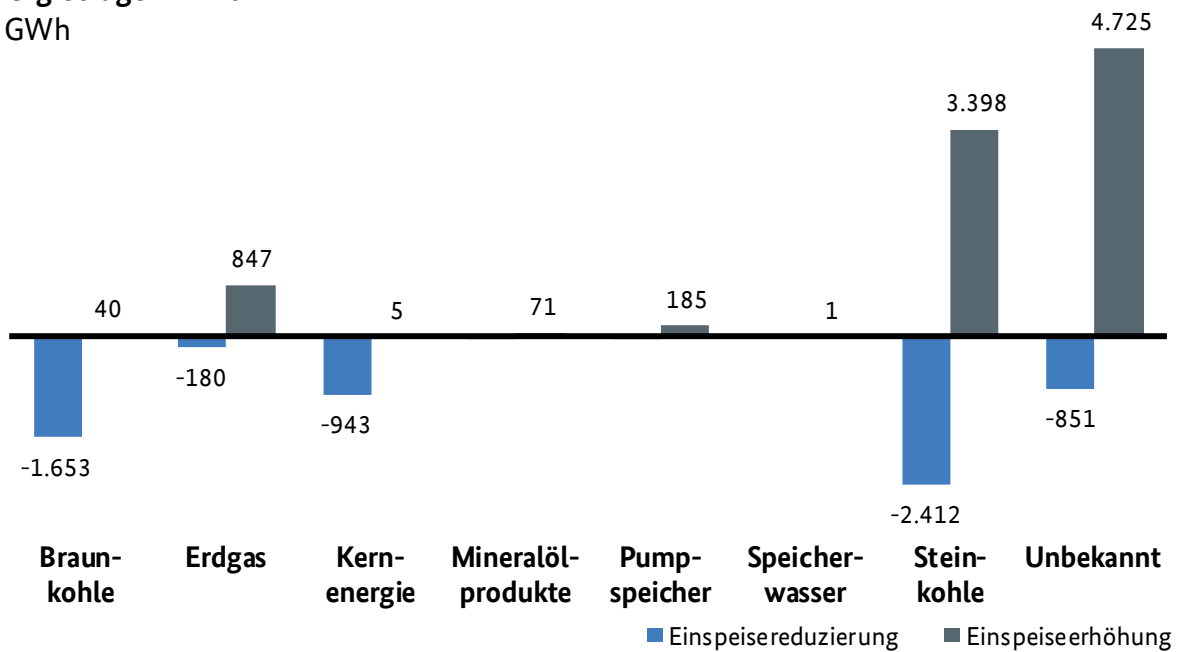


Abbildung 56: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2021

Die folgende Tabelle zeigt, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen.

Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im Jahr 2021 in GWh

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	bis 50 GWh	> 1000 GWh
Bayern	bis 250 GWh	bis 500 GWh
Berlin	0 GWh	bis 10 GWh
Brandenburg	bis 1000 GWh	bis 10 GWh
Bremen	bis 500 GWh	0 GWh
Hamburg	0 GWh	bis 100 GWh
Hessen	bis 100 GWh	bis 250 GWh
Mecklenburg-Vorpommern	bis 100 GWh	bis 10 GWh
Niedersachsen	> 1000 GWh	bis 250 GWh
Nordrhein-Westfalen	bis 1000 GWh	bis 1000 GWh
Rheinland-Pfalz	bis 50 GWh	bis 100 GWh
Saarland	0 GWh	bis 500 GWh
Sachsen	bis 500 GWh	bis 50 GWh
Sachsen Anhalt	bis 10 GWh	bis 10 GWh
Schleswig-Holstein	bis 1000 GWh	0 GWh
Thüringen	bis 10 GWh	bis 10 GWh
nicht zuordenbar*	bis 1000 GWh	> 1000 GWh

*Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Bundesland

Tabelle 67: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im Jahr 2021 in GWh

5.2.4 Jahresdauerlinie der Redispatch-Einsätze

Die Jahresdauerlinie beschreibt den Redispatcheinsatz je Stunde in Deutschland, geordnet nach der abgesenkten Energiemenge. Aus der Jahresdauerlinie lässt sich ablesen, für wie viele Stunden der Redispatch-Bedarf eine bestimmte Energiemenge unter- oder überschritten hat.

Elektrizität: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2021

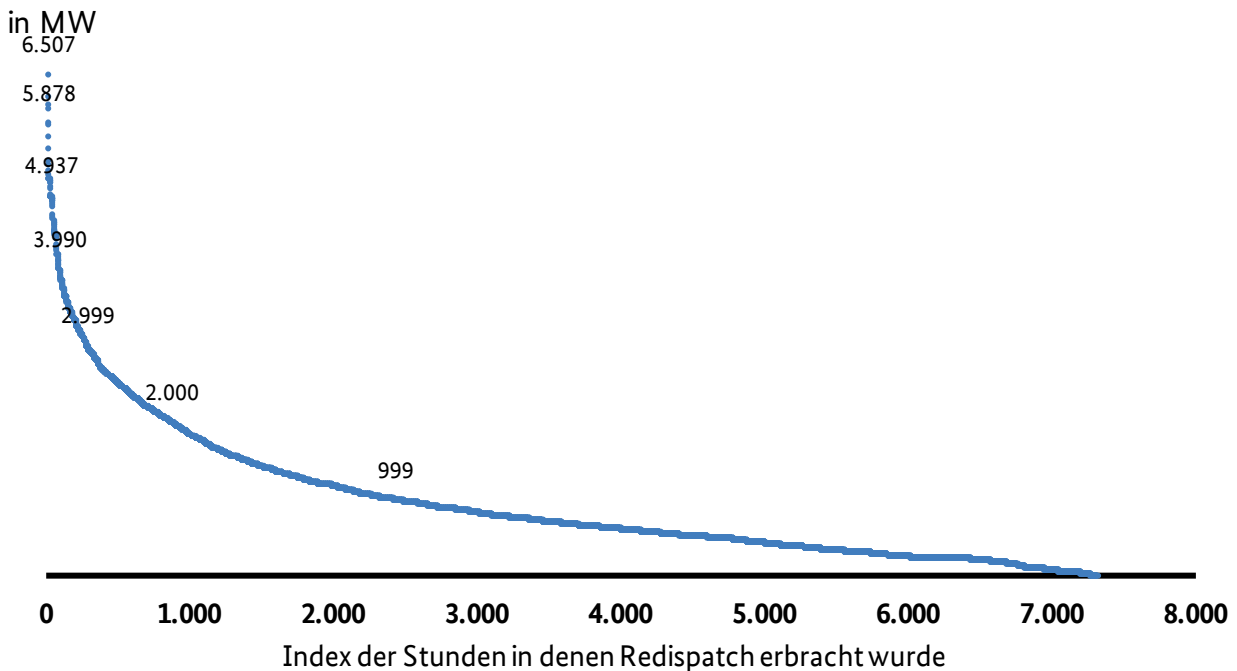


Abbildung 57: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2021

Der Höchstwert der benötigten Redispatch-Absenkung lag im Jahr 2021 bei 6856,75MW. Mengen über 5.000 MW traten in 25 Stunden auf. In 3.754 Stunden wurde kein Redispatch durchgeführt.

5.2.5 Countertrading

Countertrading-Maßnahmen machten im Gesamtjahr 2021 rund 8.550 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies ein Anstieg von über 50 Prozent (2020: 5.671 GWh). Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 397 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum Vorjahr auf das nahezu Dreifache angestiegen (2020: 134 Mio. Euro). Damit sind die stark gestiegenen Kosten nicht nur den höheren Volumina, sondern insbesondere dem Preisanstieg im allgemeinen Marktumfeld in der zweiten Jahreshälfte geschuldet.

Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die Erfüllung der Vorgaben aus der europäischen Strombinnenmarkt-Verordnung (VO (EU) 2019/943) sowie darüber hinaus auf eine kartellrechtliche Verpflichtung des ÜNB TenneT TSO GmbH zurückführen, wonach TenneT sich über die allgemein anzuwendenden Mindestvorgaben zu einem weiteren inkrementellen Anstieg der Mindesthandelskapazität an der Kuppelstelle zu Dänemark-West verpflichtete. Die Selbstverpflichtung sieht vor, dass Netzausbaumaßnahmen eine Erhöhung der Mindesthandelskapazität bewirken, werden durch die zum 01.10.2020 erfolgte Verstärkung der Westküstenleitung jährlich (bis 2026) weitere 96 MW an Mindesthandelskapazität zur Verfügung gestellt. Dementsprechend wurde im Berichtsjahr eine Mindesthandelskapazität von 1396 MW erreicht. Mit Blick auf zukünftige Netzausbaumaßnahmen (z.B. Westküstenleitung) sind weitere Anpassungen der Mindesthandelskapazität vorgesehen.

5.2.6 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im Gesamtjahr 2021 an 217 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 1.280 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 249 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten belaufen sich auf 243 Mio. Euro.

Die unten abgebildete Tabelle enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag.

Elektrizität: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2021

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	Summe in MWh
Januar	18	299	1.390	91.735
Februar	11	150	820	23.113
März	9	263	710	27.150
April	19	355	1.365	121.773
Mai	9	116	329	14.241
Juni	14	147	450	27.839
Juli	24	212	902	80.541
August	15	154	610	30.796
September	21	207	550	61.033
Oktober	20	362	1.190	141.839
November	27	443	1.404	256.170
Dezember	30	569	2.265	403.915
Gesamt	217			1.280.143

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 68: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2021

5.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzengpassmanagementmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen. Der erzeugte EE- und KWK-Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren. Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren. Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber nicht durch das EEG bzw. KWKG geförderten Erzeugungsanlagen zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben trotzdem bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat einen Anspruch auf Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme (§ 15 Abs. 1 EEG). Diese Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme (EinsMan-Maßnahme) liegt. Der Anschlussnetzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber die Entschädigung auszahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

5.3.1 Entwicklung der Ausfallarbeit

In der folgenden Abbildung und Tabelle ist die Entwicklung der Mengen der durch Einspeisemanagement verursachten Ausfallarbeit seit dem Jahr 2013 für die am stärksten betroffenen Energieträger dargestellt.

Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen
in GWh

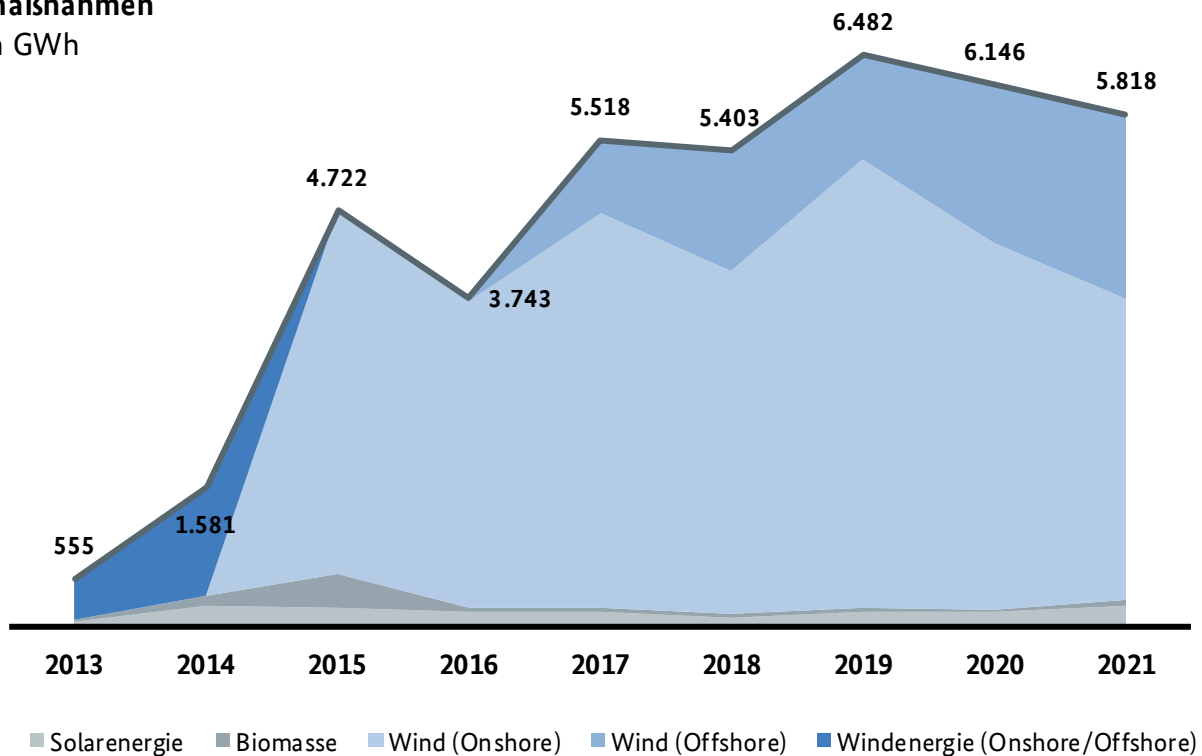


Abbildung 58: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

in GWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Windenergie	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	6.272,5	5.942,2	5.817,6
Wind (Onshore)			4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	5.084,8	4.145,0	3.408,3
Wind (Offshore)			14,3	32,0	826,0	1.356,3	1.187,6	1.797,3	2.095,0
Solarenergie	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	177,6	164,8	237,3
Biomasse	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	30,2	34,9	72,4
Sonstige	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	2,3	4,1	4,5
Gesamt	554,8	1.580,6	4.722,3	3.743,2	5.518,0	5.402,7	6.482,5	6.146,0	5.817,6

Tabelle 69: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2020 (6.146 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 5.817 GWh um gut fünf Prozent vermindert. Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein⁴⁵ zurückzuführen sein.

Die durch EinsMan-Maßnahmen entstandene Ausfallarbeit lag bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit⁴⁶ aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), bei 2,7 Prozent (2020: 2,8 Prozent). Damit sind rund 97 Prozent der im Jahr 2021 vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung produziert und den Nutzern zur Verfügung gestellt worden.

Das Niveau der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Ursachen sind beispielsweise die Wetterverhältnisse im jeweiligen Jahr und der Zubau von Erneuerbaren Anlagen. Das Niveau der Ausfallarbeit zeigt, dass bei weiterhin stetigem Zubau an Erneuerbaren Energien die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze ohne Verzug umgesetzt werden müssen. Detailliertere und aktuellere Informationen zum Einsatz von Einspeisemanagement werden in den Quartalsberichten zu Netzengpassmanagementmaßnahmen⁴⁷ der Bundesnetzagentur umfassend dargestellt.

⁴⁵ u.a. Mittelachse mit HH/Nord-Dollern und Westküstenleitung

⁴⁶ Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesem Wert nicht enthalten.

⁴⁷ <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>

Die Verteilung der Ausfallarbeit auf die einzelnen Energieträger lässt sich der folgenden Tabelle entnehmen.

Elektrizität: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2021

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Verteilung in Prozent
Wind (onshore)	3.408,33	58,6
Wind (offshore)	2.095,05	36,0
Solar	237,35	4,1
Biomasse einschl. Biogas	72,37	1,2
KWK-Strom	2,74	< 0,1
Laufwasser	0,96	< 0,1
Sonstige	0,77	< 0,1
Deponie- . Klär- und Grubengas	0,04	< 0,1
Gesamt	5.817,62	100

Tabelle 70: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2021

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den Netzengpassmanagementmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement wie folgt Gebrauch gemacht: Im Jahr 2021 sind die Übertragungsnetzbetreiber die Hauptverursacher von EinsMan-Maßnahmen. Dies ergibt sich aus der Auswertung der monatlichen Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Insgesamt wurden rund 73 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, dabei wurden lediglich rund 37 Prozent der Gesamtausfallarbeit direkt an Anlagen abgeregelt und entschädigt, welche an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die restlichen rund 63 Prozent wurden bei Anlagen abgeregelt, die an Verteilernetze angeschlossen sind.

Elektrizität: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen in 2021

	Ausfallarbeit in GWh	Anteil an Gesamtausfallarbeit in Prozent
Durchführung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	2.165	37
Durchführung durch den Verteilernetzbetreiber	3.653	63
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	1.588	27
Unterstützungsmaßnahmen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	2.065	35
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	5.818	100

Tabelle 71: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2021

Betrachtet man die Verursachung der Abregelungen von EinsMan-Maßnahmen über mehrere Jahre, lässt sich erkennen, dass die Verursachung der Maßnahmen in den Verteilernetzen stetig zunimmt. In der folgenden Abbildung kann der zeitliche Verlauf der Verursachung betrachtet werden.

Elektrizität: Verursachung von EinMan-Maßnahmen in Prozent

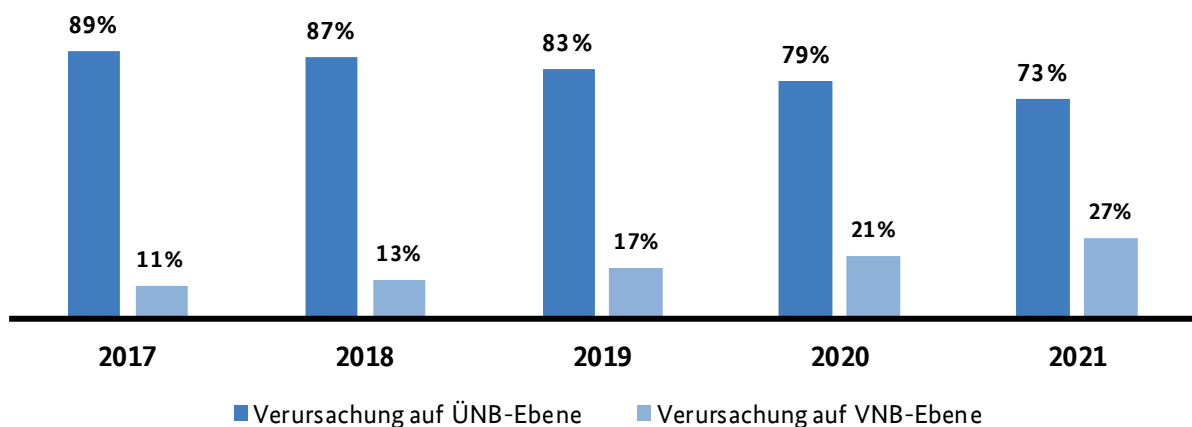


Abbildung 59: Verursachung von EinsMan-Maßnahmen

In vielen Regionen von Deutschland sind mittlerweile EinsMan-Maßnahmen nötig. Rund 77 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Dabei ist insbesondere Niedersachsen mit rund 45 Prozent betroffen.

Elektrizität: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2021

in GWh

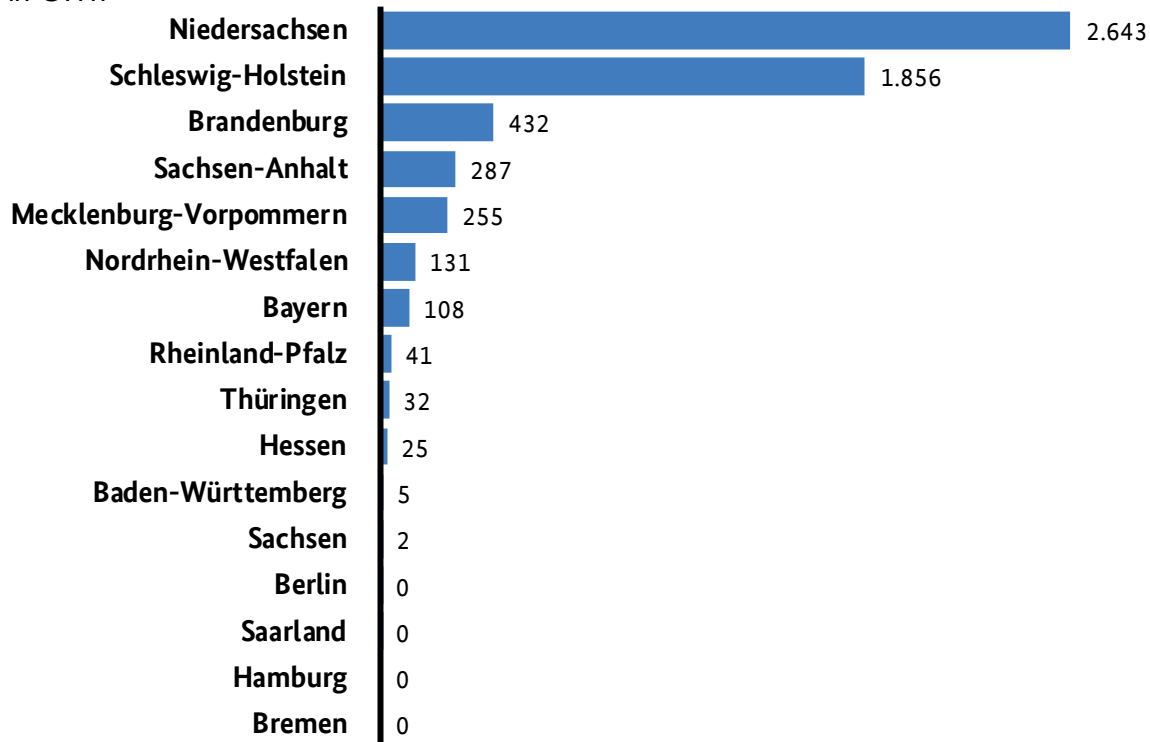


Abbildung 60: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2021

5.3.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen

Bei den Kosten für Einspeisemanagement ist zwischen den geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber im jeweiligen Jahr und den tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen zu differenzieren.

Die geschätzten Entschädigungsansprüche werden durch die Netzbetreiber anhand der Ausfallarbeit für erneuerbare Anlagen prognostiziert und monatlich an die Bundesnetzagentur gemeldet. Aufgrund dessen können die entstandenen Kosten direkt ins Verhältnis zur Ausfallarbeit gesetzt werden.

Die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen stellen die durch die Netzbetreiber an Anlagenbetreiber im jeweiligen Berichtsjahr ausgezahlten Entschädigungen dar. Diese werden einmal jährlich im Monitoring gemeldet. In diesen Meldungen zu tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind auch Kosten aus den Vorjahren enthalten, die drei Jahre geltend gemacht werden können. Aufgrund dieses Abwicklungsverfahrens spiegeln die im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit in dem jeweiligen Jahr verursacht wurden. Durch die Abfragestruktur lassen sich auch die Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit beziffern, die in den Vorjahren entstanden sind.

Die Betreiber der betroffenen EE- und KWK-Anlagen werden durch die Entschädigung – im wirtschaftlichen Ergebnis ähnlich wie abgeregelt konventionelle Kraftwerke beim Redispatch – annähernd so gestellt, als sei ihre Einspeisung durch den Netzengpass nicht verhindert worden.⁴⁸

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2021 mit rund 774 Mio. Euro gegenüber 2020 um rund 145 Mio. Euro vermindert (2020: 919 Mio. Euro) In den Zahlungen sind rund 2,1 Prozent (16,4 Mio. Euro) an Entschädigungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen enthalten, die auf Grund von Netzengpässen wegen Störungs- oder Instandhaltungsmaßnahmen entstanden sind. Der Großteil von den ausgezahlten Entschädigungen im Jahr 2021 entfällt auf die EEG-Zahlungen, rund 33.000 Euro entfallen auf die KWK-Zahlungen. Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führten im Jahr 2021 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 14,83 Euro pro Letztverbraucher (2020: 17,67 Euro; 2019: 20,43 Euro; 2018: 13,98 Euro; 2017: 11,37 Euro; 2016: 10,13 Euro; 2015: 6,26 Euro; 2014: 1,65 Euro). Diese Kosten fallen bei den Letztverbrauchern in Regionen, die besonders von Einspeisemanagement betroffen sind, höher aus. Zugleich werden die Letztverbraucher in allen Netzgebieten in ähnlichem Umfang durch eine geringere EEG-Umlage entlastet, da die EEG- bzw. KWK-Zahlungen für die abgeregelten Strommengen eingespart werden. In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungen, verursacht durch EinsMan-Maßnahmen, ab dem Jahr 2012 dargestellt.

Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber werden grundsätzlich auf Basis von Rechnungen der Anlagenbetreiber abgerechnet. Einige Netzbetreiber bieten zusätzlich ein Gutschriftverfahren (ohne Rechnung des Anlagenbetreibers) an. Auf Grund dieser Abwicklungsverfahren spiegeln die im Jahr 2021 ausgezahlten Entschädigungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2021 verursacht wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2021 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

⁴⁸ Bei EinsMan-Maßnahmen verbleiben deutlich eingeschränkte Restrisiken, wie z. B. durch den Selbstbehalt nach § 15 EEG, für die EE- und KWK-Anlagenbetreiber. Abgeregelt Kraftwerke erhalten im Rahmen des Redispatch gleichwertige Strommengen vom Netzbetreiber, wodurch sie von Vermarktungsrisiken durch Netzengpässe freigestellt sind.

Elektrizität: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in Mio. Euro

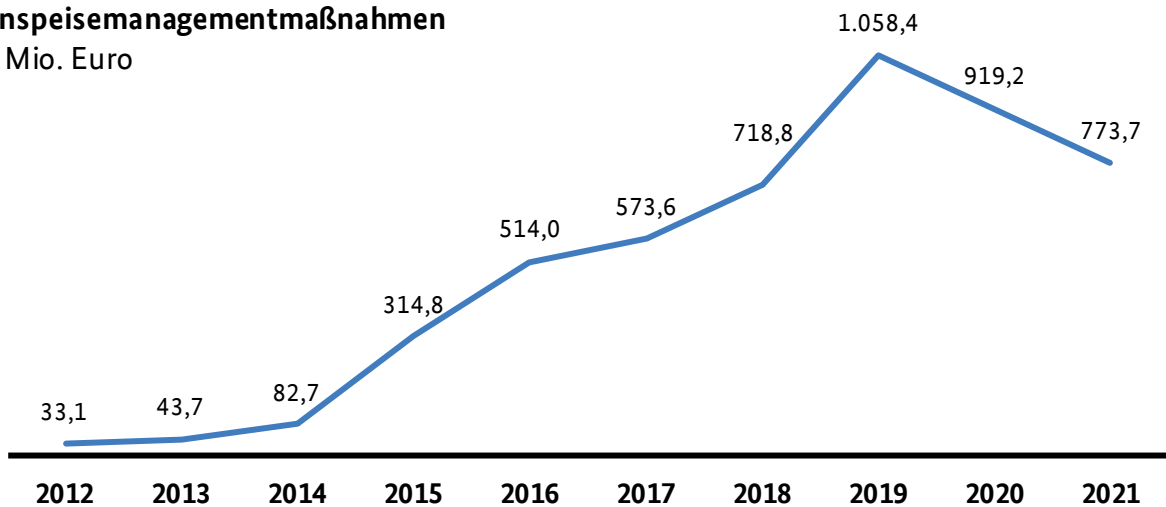
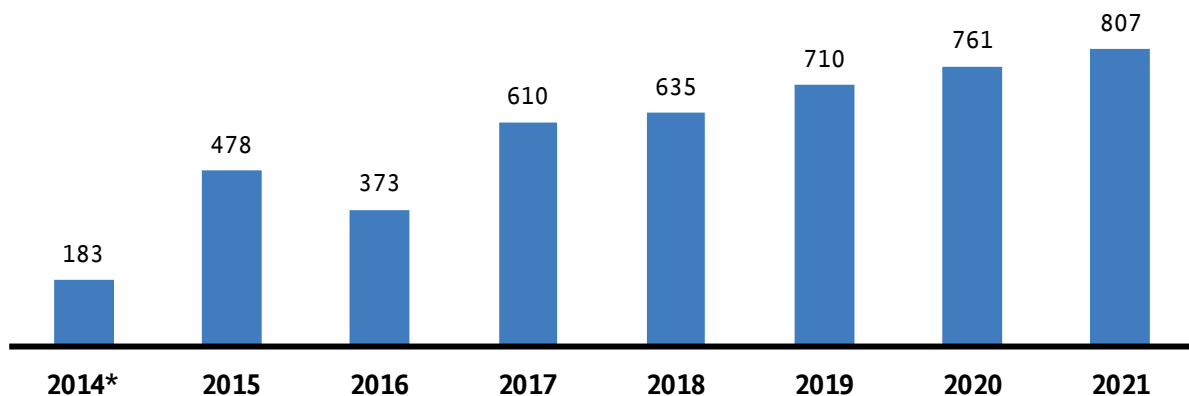


Abbildung 61: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Auf Grundlage der monatlichen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2021 auf rund 807 Mio. Euro und liegen damit rund 46 Mio. Euro über denen des Jahres 2020.⁴⁹ Dieser Anstieg von etwa sechs Prozent ist auf die verstärkte Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen.

Elektrizität: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in Mio. Euro



*Für das Jahr 2014 wurde der Wert anhand einer Hochrechnung ermittelt.

Abbildung 62: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber gezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2021 auf rund 774 Mio. Euro. Davon sind etwa 451 Mio. Euro für Ausfallarbeit angefallen, die tatsächlich im Jahr 2021 entstanden ist. Der Rest von rund 323 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 56 Prozent der im Jahr 2021 von den Netzbetreibern

⁴⁹ Vgl. Quartalsberichte der Bundesnetzagentur unter <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>

geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2021 bereits abgerechnet. Rund 44 Prozent (356 Mio. Euro) der geschätzten Entschädigungsansprüche sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht ausgezahlt worden und werden somit wiederum in den nächsten Jahren Einfluss auf die Höhe der ausgezahlten Entschädigungen haben. Die detaillierten Werte für die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche und die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind in der nachstehenden Tabelle zu finden.

Elektrizität: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspreismanagementmaßnahmen im Jahr 2021

	Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Mio. Euro (aufgrund der Maßnahmen in 2021)		Ausgezahlte Entschädigungen in Mio. Euro (in 2020)		Davon Entschädigungszahlungen aus Vorjahren in Mio. Euro
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	419	52%	348	45%	144
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber	388	48%	426	55%	179
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	178	22,1%	179	23,1%	83
Unterstützungsmaßnahmen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	211	26,1%	247	31,9%	97
Einspreismanagementmaßnahmen insgesamt	807	100%	774	100%	323

Tabelle 72: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspreismanagementmaßnahmen im Jahr 2021

5.4 Anpassungsmaßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (sog. Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen beseitigen lässt.

Soweit Verteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Anpassungsmaßnahmen durchzuführen. Darüber hinaus sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (sog. Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Netzsicherheitsproblem hervorgerufen wird.

Im Jahr 2021 haben insgesamt sechs Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Mit rund 73 Prozent wurden die meisten Anpassungsmaßnahmen in Brandenburg ergriffen, gefolgt von Sachsen-Anhalt und Thüringen mit rund 16 bzw. elf Prozent. Die Verteilung auf die Energieträger sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Elektrizität: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2021

Energieträger	Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Verteilung in Prozent
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	19,57	89%
Erdgas	2,44	11%
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0,01	0%
Gesamt	22,02	100%

Tabelle 73: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2021

6. Netzentgelte



Netzentgelte sind ein Bestandteil des Elektrizitätspreises. Sie müssen sowohl von Haushaltskunden als auch Industrie- und Gewerbekunden gezahlt werden. Über die Netzentgelte werden die Kosten für das Stromnetz (z. B. Ausbau und Maßnahmen zur Systemsicherheit) auf den Letztverbraucher gewälzt.

Für Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr beträgt der Anteil der Netzentgelte am Strompreis für das Jahr 2022 rund 23 Prozent. Nach einer Stagnation 2021 sind die Netzentgelte für Haushaltskunden 2022 mit durchschnittlich 8,12 ct/kWh deutlich gestiegen (2021:

7,52 ct/kWh).

Die Höhe der Netzentgelte ist je nach Netzbetreiber und Region unterschiedlich. Die Ursachen dafür sind vielschichtig und hängen u. a. von folgenden Faktoren ab:

- Auslastung der Netze: Diese wurden bspw. in den neuen Bundesländern sehr großzügig dimensioniert und sind deshalb teilweise nicht genügend ausgelastet.
- Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- Unterschiedlich hohe Kosten für Engpassmanagement.
- Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- Qualität der Netze: Diese hat über das Q-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösbergrenze.

6.1 Ermittlung der Netzentgelte

Netzentgelte werden von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und sind ein Bestandteil des Endkundenpreises für Strom (vgl. hierzu auch den Abschnitt [Preise] im Kapitel [Einzelhandel]). Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für den effizienten Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen. Diese regulierten Kosten sind die Grundlage der Entgelte, die Netzbetreiber von den Netznutzern für den Transport und die Verteilung der Energie verlangen dürfen. Gesetzlich vorgesehen ist, dass in Deutschland nur bei der Entnahme von Strom Netzentgelte erhoben werden. Erzeuger und somit Einspeiser von Strom, die auch „Netznutzer“ sind, müssen keine Netzentgelte entrichten. Netzentgelte werden in drei Schritten ermittelt:

Bestimmung der Netzkosten

Das Regulierungsregime ist in Regulierungsperioden unterteilt, die jeweils fünf Jahre dauern. Vor jeder Regulierungsperiode erfolgt die Ermittlung der Kostenbasis (gemäß § 6 ARegV). Dabei prüft die jeweils zuständige

Regulierungsbehörde unternehmensindividuell nach den Grundsätzen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und auf Grundlage des testierten Jahresabschlusses die von den Netzbetreibern angesetzten Kosten des Netzbetriebs. Die Kostenprüfung für die derzeit laufende dritte Regulierungsperiode (2019-2023) fand ab dem zweiten Halbjahr 2017 auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2016 statt. Ergebnis dieses Schrittes sind die als wirtschaftlich nachgewiesenen und betriebsnotwendig anerkannten Netzkosten, die wiederum als Ausgangsbasis zur Bestimmung der aktuellen Erlösobergrenzen (EOG) dienen. Die 4. Regulierungsperiode beginnt am 1. Januar 2024 auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2021.

Ermittlung der zulässigen Erlöse

Die anerkannten Netzkosten werden im zweiten Schritt gemäß den Vorgaben der ARegV in eine Erlösobergrenze (EOG) überführt. Mit der EOG wird festgelegt, welche Einnahmen jeder Netzbetreiber in den jeweiligen Jahren einer Regulierungsperiode erzielen darf. Die sogenannten beeinflussbaren Kosten der Verteilernetzbetreiber werden dabei einem Effizienzvergleich unterworfen. Vergleichsmaßstab ist hierbei das Verhältnis der eingesetzten Kosten (Input) zur zu erfüllenden Versorgungsaufgabe (Output). Für die Übertragungsnetzbetreiber kommt in der 3. Regulierungsperiode eine ‚Relative Referenznetzanalyse‘⁵⁰ zur Effizienzmessung zur Anwendung. Die ermittelten Ineffizienzen sind im Verlauf der Regulierungsperiode abzubauen.

Die Erlösobergrenze wird innerhalb der Regulierungsperiode jährlich nur unter gesetzlich bestimmten Voraussetzungen angepasst. Zu solchen Anpassungen führen u. a. folgende Faktoren:

- Änderungen sogenannter dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten; dazu zählen bspw. Kosten für die Verteilernetzbetreiber aus vermiedenen Netzentgelten (vgl. Abschnitt IC6.4) oder Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen oder Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement (vgl. Abschnitt IC5.1 und Abschnitt IC5.3). Bei den Übertragungsnetzbetreibern kommen eine Fülle von Kosten für Instrumente der Sicherung der Versorgungssicherheit und die Netzerweiterung dazu, insb. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV (vgl. Abschnitt IC3.3) Kosten für Redispatch mit Netzreservekraftwerken (vgl. Abschnitt IC5.1) und Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung (vgl. Kapitel ID.).
- Der Verbraucherpreisgesamtindex, der die allgemeine Geldwertentwicklung abbildet;
- Der Kapitalkostenaufschlag (vgl. Abschnitt IC3.3.2), der mit Beginn der 3. Regulierungsperiode am 1. Januar 2019 eine Anpassung der Erlösobergrenzen der VNB entsprechend der (geplanten) Kapitalkosten aus Investitionen in Neuanlagen sicherstellt. Dabei wird nicht zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen unterschieden.
- Bei Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren: das Qualitätselement;
- Ein Saldo des Regulierungskontos: Auf dem Regulierungskonto werden Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Größen erfasst und in der Folge auf die EOG zu- oder abgeschlagen. Dies

⁵⁰ Lt. § 22 Abs. 2 ARegV werden bei der relativen Referenznetzanalyse durch einen Vergleich mehrerer Netzbetreiber relative Abweichungen der den tatsächlichen Anlagenmengen entsprechenden Kosten von den Kosten eines Referenznetzes ermittelt. Der Netzbetreiber mit den geringsten Abweichungen vom Referenznetz bildet den Effizienzmaßstab für die Ermittlung der Effizienzwerte; der Effizienzwert dieses Netzbetreibers beträgt 100 Prozent.

gilt insbesondere für Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Verbrauchsmengen, die zu Mehr- oder Mindererlösen führen. Zudem werden verschiedene Positionen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (u. a. die Kosten für genehmigte Investitionsmaßnahmen oder die Kosten aus der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) sowie die genehmigten Werte des Kapitalkostenaufschlags zunächst als Plangröße in der EOG berücksichtigt und die Differenz zu den dann tatsächlich entstandenen Kosten auf dem Regulierungskonto verbucht. Der Saldo des Regulierungskontos wird verzinst. Wegen der zahlreichen Sondersachverhalte ist die Abrechnung des Regulierungskontos ein komplexer Prozess.

Die zulässigen netzbetreiberindividuellen EOGs waren bisher gemäß § 31 ARegV von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde zu veröffentlichen, nunmehr folgt diese Pflicht aus § 23b EnWG, der die bisher von § 31 ARegV erfassten Veröffentlichungspflichten in konkretisierender Form in das EnWG überführt und punktuell ergänzt. Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle 2021 wurde mit dem § 23b EnWG in Ansehung der BGH-Rechtsprechung⁵¹ eine neue gesetzliche Grundlage für die Veröffentlichungspflichten unmittelbar im EnWG geschaffen.

Bildung der Netzentgelte

Die Ermittlung der Netzentgelte durch die Netzbetreiber erfolgt auf Basis der in der StromNEV vorgegebenen Grundsätze. Hierfür werden die zulässigen Erlöse (die Erlösobergrenze) möglichst „verursachungsgerecht“ den vom jeweiligen Netzbetreiber betriebenen Netz- und Umspannebenen zugeordnet.

Anschließend werden die spezifischen Jahreskosten in Euro/kW (sog. „Briefmarke“) beginnend mit der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Diese ergeben sich aus der Division der der Ebene zugeordneten Gesamtkosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Mit Hilfe der sogenannten Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 StromNEV) erfolgt die Überführung dieser spezifischen Jahreskosten bei leistungsgemessenen Kunden in vier Entgeltpositionen (Leistungs- und Arbeitspreis je für weniger als 2.500 Benutzungsstunden sowie ab 2.500 Benutzungsstunden). Grundidee der Gleichzeitigkeitsfunktion ist es, eine plausible Annahme über den Verursachungsbeitrag des Anschlussnehmers zu den Netzkosten zu treffen. Dies erfolgt, indem Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit an der Jahresnetzhöchstlast des Netzes beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen. Diese Wahrscheinlichkeit wird über die Benutzungsstunden eines Netznutzers dargestellt und im Preissystem durch die Differenzierung der Entgelte in größer gleich und kleiner 2.500 Benutzungsstunden abgebildet. Netznutzer mit einer geringen Benutzungsstundenanzahl haben daher einen relativ niedrigen Leistungs- und einen hohen Arbeitspreis zu entrichten, wohingegen Netznutzer mit einer hohen Benutzungsstundenanzahl umgekehrt einen relativ hohen Leistungs- und einen niedrigen Arbeitspreis zu entrichten haben. Für nicht leistungsgemessene Netznutzer in der Niederspannung (Entnahme von nicht mehr als 100.000 kWh pro Jahr aus dem Niederspannungsnetz, insbesondere Haushalte und kleines Gewerbe) ist ein Arbeitspreis und ggf. ein Grundpreis festzusetzen. Dafür gibt es keine allgemeingültige Vorgabe. Arbeits- und Grundpreis müssen jedoch gemäß §17 Abs. 6 StromNEV „in einem angemessenen Verhältnis“ zueinanderstehen, was eine gewisse Spanne erlaubt.

⁵¹ BGH Beschluss v. 11.12.2018 - EnVR 21/18.

Auf Basis der geplanten Absatzmengen und der ermittelten Netzentgelte werden die erwarteten Erlöse der Netzebene bestimmt. Die Differenz aus den der Ebene zugeordneten Kosten und den erwarteten Netzentgelerlösen der Ebene (d. h. der nicht in der Ebene gedeckte Kostenblock) wird als Wälzungsbetrag an die nächste Ebene weitergegeben und dort den Kosten der Ebene zugerechnet (sogenannte Wälzung der Kosten). Diese Kostenwälzung wird in allen weiteren Ebenen angewandt, wobei die Niederspannung als unterste Netzebene keine Kostenwälzung mehr vornimmt und somit die ihr zugeordneten Kosten komplett decken muss.

Jährlich zum 15. Oktober des Vorjahres vorläufig und zum 1. Januar des Geltungsjahres endgültig veröffentlicht der Netzbetreiber seine Netzentgelte auf seiner Internetseite. Unterjährige Anpassungen sind nicht zulässig. In der sogenannten Verprobung nach § 20 Abs. 1 StromNEV legt der Netzbetreiber gegenüber der Regulatorbehörde dar, dass die zuvor ermittelten Netzkosten (EOG) mit den veröffentlichten Netzentgelten gedeckt werden können und diese auch nicht übersteigen.

Angesichts der deutlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen in Folge der Energiewende mit steigender volatiler Einspeisung, vermehrter Eigenversorgung und aufgrund des Ziels die Sektorenkopplung zusätzlich anzureizen, ist eine zunehmende Diskussion über einen Anpassungsbedarf bei der Netzentgeltsystematik entstanden. Im Falle einer Reform muss jedoch sichergestellt werden, dass das Netz nicht durch zu hohe Gleichzeitigkeiten überfordert wird. Diese Debatte kann, muss aber nicht zwingend zu Änderungen in den Netzentgeltstrukturen führen.

Weitere Umlagen, die als Preisbestandteile in den Endverbraucherpreis einfließen, werden im Kapitel IG4.3 dargestellt.

6.2 Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland

6.2.1 Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene

Im Folgenden ist die Entwicklung der Netzentgelte der vier ÜNB für die Jahre 2017 bis 2022 für den Beispielfall eines an die Höchstspannungsebene angeschlossenen großen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 850 GWh, einer Jahreshöchstlast von 190 MW und rund 4.500 Benutzungsstunden dargestellt. Für diesen Musterfall wurde eine Netzentgeltermäßigung i. H. v. 75 Prozent gem. § 19 Abs. 2 StromNEV unterstellt.

Elektrizität: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte
in ct/kWh

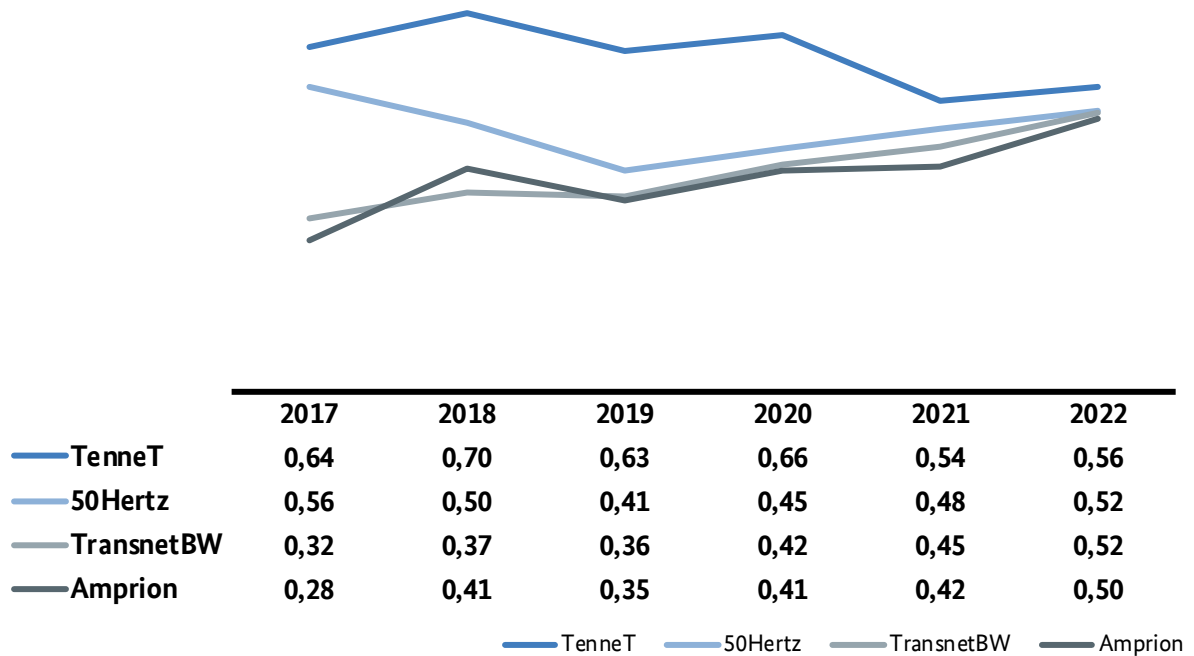


Abbildung 63: Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte

Die Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte in den jeweiligen Regelzonen wird neben Mengenänderungen insbesondere durch die Veränderung der EOG des jeweiligen ÜNB und ab 2019 auch durch die regionale Wirkung der schrittweisen bundesweiten Angleichung der Übertragungsnetzentgelte beeinflusst. Diese wird 2023 mit einem vollständig vereinheitlichten Netzentgelt für die Netzebenen Höchstspannung und Umspannung Höchstspannung/Hochspannung abgeschlossen. Das Niveau der jeweiligen EOG wird wiederum vor allem durch die Netzausbaukosten sowie die Kosten für Redispatch (inkl. bisherigem Einspeisemanagement) als auch durch die Kosten für Kraftwerksreserve und der Regel- bzw. Verlustenergie bestimmt. So sind die Netzentgeltsteigerungen zu Beginn des betrachteten Zeitraumes insbesondere durch ansteigende Netzausbaukosten sowie Kostensteigerungen für Netzreserve, aber auch durch steigende Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen bedingt. Der Rückgang der Netzentgelte in der 50Hertz-Regelzone im Jahr 2018 ist dabei hingegen insbesondere auf Kosteneinsparungen bei Redispatch- und den (damaligen) Einspeisemanagementmaßnahmen durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke zurückzuführen. Der Grund für den Rückgang der Übertragungsnetzentgelte in allen vier Regelzonen im Jahr 2019 liegt vor allem in der Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG), wodurch 2019 erstmalig die Offshore-Anbindungskosten aus den Übertragungsnetzentgelten herausgelöst und in die neue Offshore-Netzzulage überführt wurden. Würden die Netzkosten in den Jahren 2018 und 2019 so dargestellt, dass die Positionen der

Offshore-Kosten vergleichbar sind, fielen die Entlastungen 2019 gegenüber 2018 deutlich geringer aus; bei TransnetBW käme es sogar zu einem Anstieg der Netzentgelte für den Beispielkunden⁵².

Der Anstieg der Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2020 ist insbesondere auf eine Erhöhung der EOG bei allen vier ÜNB (u.a. bedingt durch steigende Netzausbaukosten und gestiegene Plankosten für die Regelenergiebeschaffung auf Grund gestiegener Regelenergiepreise im Bezugszeitraum 2018/19) sowie in den Regelzonen Amprion, 50Hertz und TransnetBW auf die weitere Umsetzung der schrittweisen bundesweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte zurückzuführen. Im Jahr 2021 sinken die Übertragungsnetzentgelte nur in der Regelzone von TenneT. Dieser Rückgang geht dabei u.a. auf eine sinkende EOG und den für TenneT entlastenden Effekt der schrittweisen bundesweiten Angleichung der Übertragungsnetzentgelte (wodurch 2021 bereits 60 Prozent der jeweiligen EOG bundesweit gewälzt werden) zurück. Bei Amprion sinkt zwar ebenfalls die EOG, die schrittweise bundesweite Angleichung der Übertragungsnetzentgelte führt aber zu Entgeltsteigerungen. Insgesamt wird der Effekt der geringeren EOG hier auch durch weitere Faktoren wieder ausgeglichen und die Übertragungsnetzentgelte steigen leicht. 50Hertz kann zwar 2021 zum ersten Mal von der schrittweisen bundesweiten Angleichung der Übertragungsnetzentgelte profitieren. Dieser Effekt wird aber u.a. durch einen Anstieg der EOG überkompensiert. Bei TransnetBW wird hingegen die Wirkung einer steigenden EOG u.a. durch ansteigende Entgelte im Rahmen des schrittweisen bundesweiten Ausgleichs der Übertragungsnetzentgelte noch verstärkt.

Im Jahr 2022 sind die Netzentgelte für den dargestellten beispielhaften Industriekunden in allen Regelzonen angestiegen, wobei der Anstieg in der Regelzone von Amprion am stärksten ausfällt. Grund für den Anstieg der Netzentgelte sind insbesondere die zum Teil stark gestiegenen EOGen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Nur die EOG von 50Hertz ist im Jahr 2022 aufgrund von stark gesunkenen Redispatchkosten und eines negativen Regulierungskontosaldos leicht rückläufig. Die Steigerung der aggregierten EOG der vier Übertragungsnetzbetreiber geht insbesondere auf die weiterhin steigenden Netzausbaukosten sowie auf die gestiegenen Kosten für Regel- und Verlustenergie sowie die Netzreserve zurück. Hier wirken sich u.a. die stark gestiegenen Börsenstrom-, Brennstoff- und CO₂-Preise aus. Nachdem im letzten Jahr erstmalig sowohl die Kunden von TenneT als auch die Kunden von 50Hertz von der bundesweiten Angleichung der ÜNB-Entgelte profitiert haben, sind im Jahr 2022 von der nun mittlerweile 80%igen bundesweiten Wälzung der ÜNB-Entgelte wiederholt nur die Netznutzer in der TenneT Regelzone begünstigt.

Im Jahr 2023 werden die Erlösbergrenzen der ÜNB voraussichtlich durch einen Zuschuss im Rahmen der "Strompreisbremse" konstant gehalten. Durch den letzten Schritt der bundesweiten Angleichung der ÜNB-Netzentgelte und durch Änderungen bei den Planmengen kommt es zu Netzentgeltveränderungen im einstelligen Prozentbereich (Rückgang bei TenneT, Anstiege bei den anderen ÜNB).

6.2.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte

Für die Betrachtung des durchschnittlichen Netzentgeltniveaus in Deutschland werden die Datenmeldungen der Stromlieferanten zu den einzelnen Preisbestandteilen im Monitoring herangezogen. Diese übermitteln für

⁵² Zur Ausgestaltung der Offshore-Netzzulage und einer Analyse zur Vergleichbarkeit der Netzentgelte mit und ohne Netzzulage siehe auch Monitoringbericht 2019 Kap. 6.3.1.

vorgegebene Abnahmefälle verschiedener Vertragskategorien die durchschnittlichen Nettonetzentgelte⁵³ ihrer jeweiligen Kunden. Dabei werden folgende Abnahmefälle betrachtet:

Haushaltskunde: Seit dem Jahr 2016 wird im Monitoring das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch (Band DC gemäß Eurostat) und einer Versorgung in der Niederspannung den Netzentgelten zu Grunde gelegt. Für die Jahre vor 2016 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr betrachtet.

Gewerbekunde: Jahresverbrauch von 50 MWh, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung (0,4 kV).

Industriekunde: Jahresverbrauch von 24 GWh, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung. Die Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

Anhand der Angaben der Lieferanten wird anschließend ein durchschnittliches Netzentgelt je Abnahmefall für das gesamte Bundesgebiet gebildet. Für Haushaltskunden wird dabei das Netzentgelt mengengewichtet, für Gewerbe- und Industriekunden arithmetisch ermittelt. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht abbildet.

In den Jahren bis 2011 schlugen sich die ersten Kostenprüfungen nach Einführung der Regulierung in sinkenden Netzentgelten nieder. Der Anstieg der Netzentgelte seit 2012 und das Verbleiben der Netzentgelte auf hohem Niveau wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst: So stieg die Menge der dezentralen Einspeisung an, was höhere Kosten durch Zahlung sogenannter vermiedener Netzentgelte zur Folge hatte. Gleichzeitig stieg der Bedarf an Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen. Schließlich machte der Zubau von EE-Anlagen weiteren Netzausbau erforderlich. Alle diese Punkte wirkten netzkostenerhöhend. Im Jahr 2018 wurde dieser Trend erstmals durchbrochen, und die Netzentgelte im mengengewichteten Durchschnitt sind von 2017 auf 2018 um rund zwei Prozent gesunken. Dies ist insbesondere auf die Kostendämpfung bei den vermiedenen Netzentgelten infolge des NEMoG zurückzuführen. Trotz des Herauslösens der Offshore-Anbindungskosten aus den Netzentgelten und der weiteren Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte nach dem NEMoG konnte dieser Trend u. a. auf Grund steigender Kosten für den Ausbau des Stromnetzes und der hohen veranschlagten Kosten für Maßnahmen zur Systemsicherheit nicht beibehalten werden. Im Jahr 2022 sind die Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden im Bundesdurchschnitt von 7,52 ct/kWh auf 8,12 ct/kWh (+8 Prozent) angestiegen und somit auf hohem Niveau. Dies bestätigt die Angaben der Verteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus dem letzten Jahr zu den vorläufigen Netzentgelten für das Jahr 2022. Nach deren Angaben steigen die Netzentgelte im bundesweiten Durchschnitt im Jahr 2022 spürbar an. Gründe sind u.a. steigende vorgelagerte Netzkosten in den Regelzonen 50Hertz, Amprion und TransnetBW, Investitionen in die Netze, steigende Personalzusatzkosten bei vielen Netzbetreibern sowie steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise.

⁵³ Nettonetzentgelte enthalten keine Umsatzsteuer.

**Elektrizität: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten
Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden**
in ct/kWh

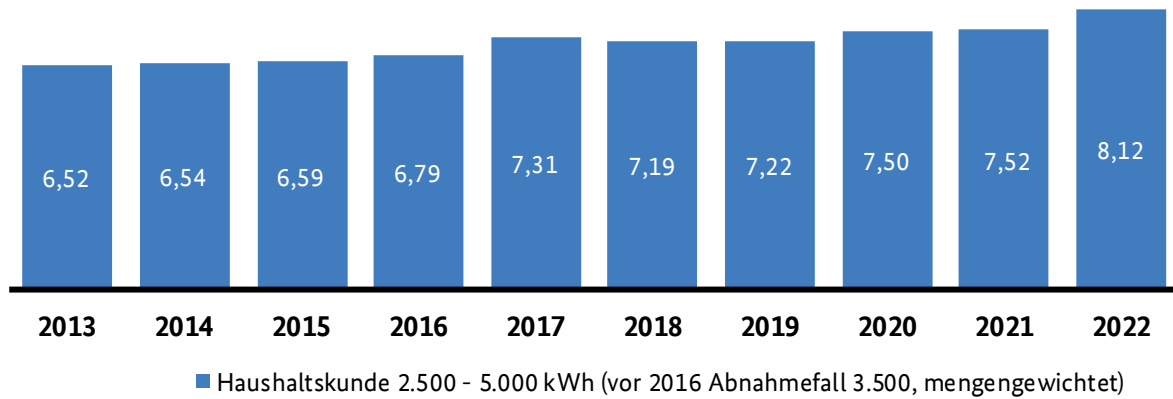


Abbildung 64: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2013 bis 2022

Nach Angaben von Verteilernetzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu den vorläufigen Netzentgelten für 2023 steigen die Netzentgelte im bundesweiten Durchschnitt spürbar an. Gründe sind u.a. steigende Engpassmanagementkosten bei einigen VNB, Investitionen in die Netze sowie steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise. Einige Verteilernetzbetreiber planen zudem mit einem Mengenrückgang aufgrund von Energieeinsparungen.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte des Jahres 2022 im arithmetischen Mittel über dem Niveau des Vorjahres: Bezogen auf den Abnahmefall des Gewerbekunden sind die Netzentgelte um rund drei Prozent (+0,21 ct/kWh) auf 6,85 ct/kWh gestiegen. Für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden sind die Netzentgelte im arithmetischen Mittel um rund elf Prozent (+0,29 ct/kWh) auf 2,96 ct/kWh gestiegen.

Elektrizität: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh in ct/kWh

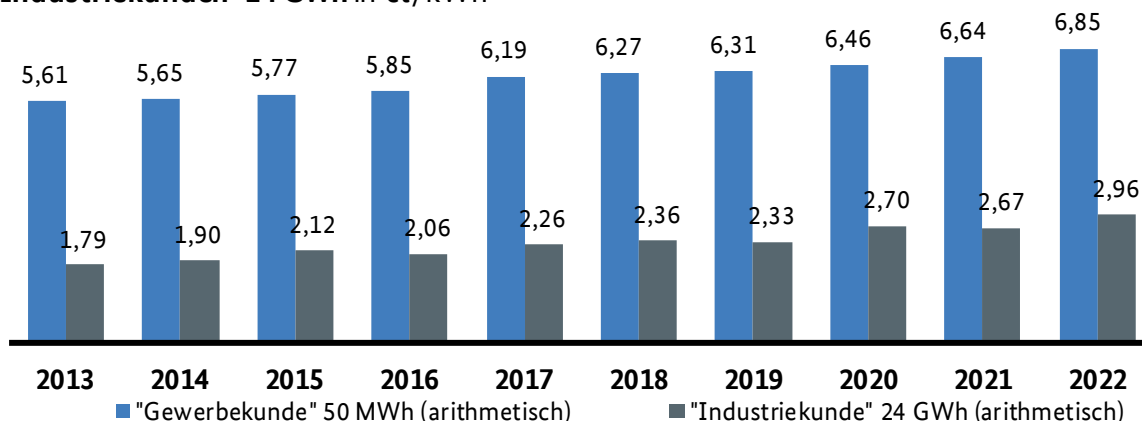


Abbildung 65: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh

6.2.3 Entwicklung der Grundpreise

Für nicht-leistungsgemessene (SLP-)Kunden werden die Netzentgelte entweder nur durch den Arbeitspreis oder durch eine Kombination aus Arbeitspreis- und Grundpreiskomponente abgebildet. Die Grundpreislandschaft für SLP-Kunden ist in Deutschland sehr unterschiedlich (siehe die Abbildung unten). Die nachfolgende Tabelle zeigt allerdings, dass in den letzten Jahren deutschlandweit ein Trend zur Einführung oder Erhöhung des Grundpreises erkennbar ist. Der dabei höchste zu zahlende Grundpreis bleibt im Jahr 2022 weiterhin auf dem Niveau vom Vorjahr (2021: 105 Euro/Jahr).

Elektrizität: Netzentgelt-Grundpreis im Jahr 2022

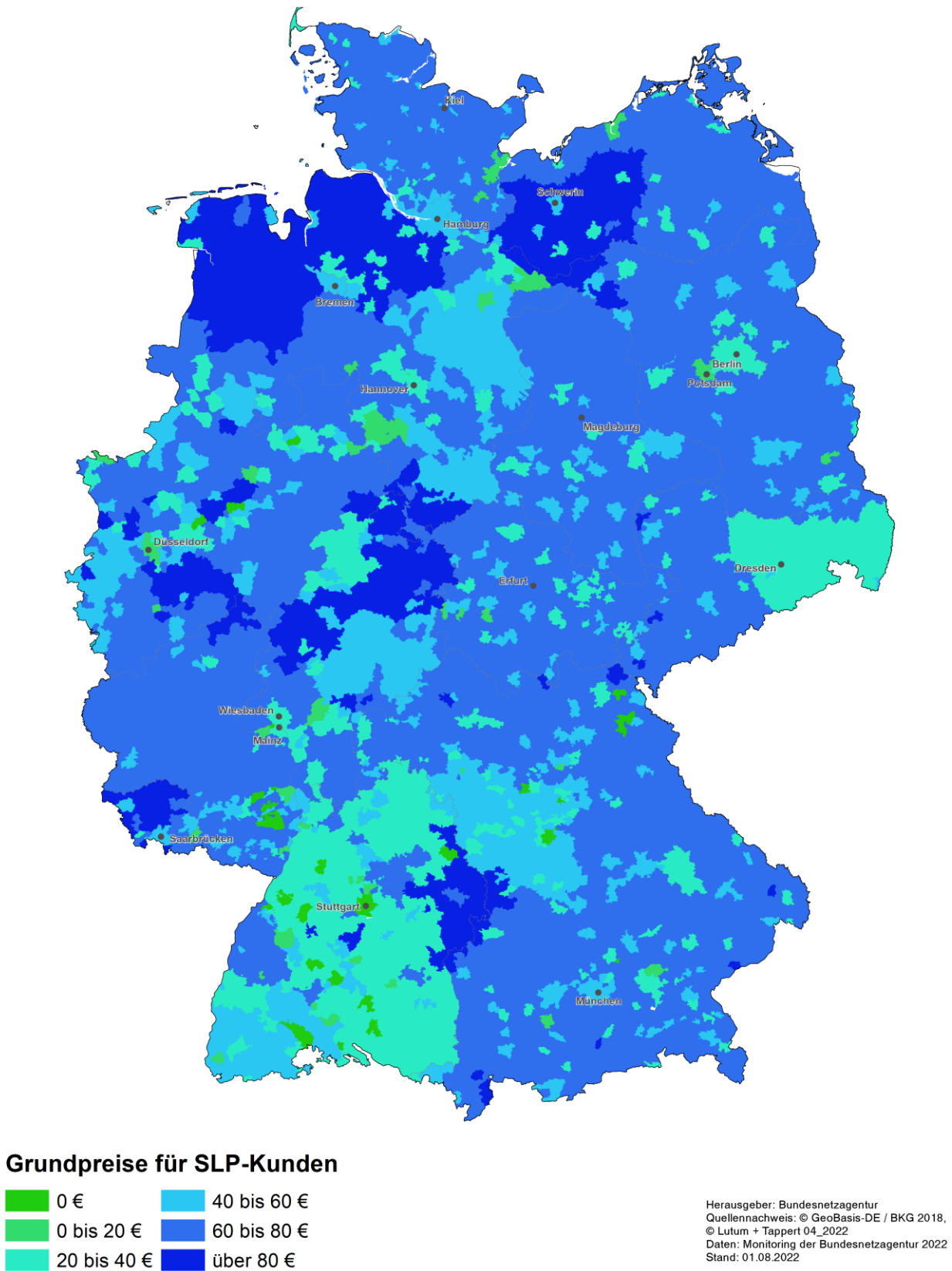


Abbildung 66: Grundpreise der Netzbetreiber für SLP-Kunden pro Jahr

Elektrizität: Grundpreis Netzentgelte in Euro/Jahr

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Durchschnittlicher Grundpreis	35	37	40	52 ^[2]	57 ^[2]	58 ^[2]
Maximaler Grundpreis	95	100	105	105	105	105
Minimaler Grundpreis ^[1]	6	4	7	8	8	9
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	46	36	42	40	31	30

^[1] Minimaler Grundpreis, von den VNB, die einen Grundpreis erheben.

^[2] Der Grundpreis für das Jahr 2020, 2021 und 2022 wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet. Ungewichteter Mittelwert: 2020: 42€ pro Jahr; 2021: 45€ pro Jahr; 2022: 47€ pro Jahr

Tabelle 74: Entwicklung der Grundpreise

Die Höhe des Grundpreises wird öffentlich diskutiert. Die Bundesnetzagentur spricht sich in diesem Zusammenhang weiterhin für einen angemessenen Grundpreis als Fixkomponente aus. Die Angemessenheit des Grundpreises orientiert sich dabei an einem Vergleich mit den Tarifen für leistungsgemessene Kunden in der Niederspannung und an den für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur entstehenden Kosten, die ganz überwiegend unabhängig von der tatsächlichen Netzinanspruchnahme sind. Die Bundesnetzagentur verkennt nicht, dass der Grundpreis auch eine soziale Komponente hat und mit Anreizen zu Energieeinsparungen in Einklang gebracht werden muss.

6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland werden im Monitoring von den Verteilernetzbetreibern Angaben zu den aktuellen Netzentgelten in ihren Netzgebieten erhoben. Daraus lassen sich die drei betrachteten Abnahmefälle (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde, (siehe IC6.2) zusammentragen. Gemäß § 21 Abs. 3 EnWG sind alle Netzbetreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Aus den Angaben zu den jeweiligen Arbeits- und Leistungspreisen je Verteilernetzbetreiber werden anschließend die für das Jahr 2022 gültigen Netzentgelte in ct/kWh bestimmt. Die Angaben verstehen sich ohne die Entgelte für den Messstellenbetrieb und ohne Umsatzsteuer. Zwecks Übersichtlichkeit in der Darstellung werden die Netzentgelte in sieben verschiedenen Klassen von kleiner 5 ct/kWh bis größer 10 ct/kWh eingeteilt. Es wurden im Strombereich die Netzentgelte bei Verteilernetzbetreibern erfragt, unabhängig davon ob tatsächlich Kunden in dieser Kundengruppe vorliegen. Dies ist insbesondere relevant für Industriekunden. Zusätzlich wurden die Netzentgelte in eine Betrachtung nach Bundesländern überführt. Hierbei werden die einzelnen Netzentgelte mit der jeweiligen Entnahmemenge gewichtet, um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.⁵⁴

⁵⁴ Mengengewichtungen je Abnahmefall: Haushaltskunden = Entnahmemenge für Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG; Gewerbe- und Industriekunde = Entnahmemenge für SLP-Letzterverbraucher abzüglich der Haushaltskunden; Industriekunde = Entnahmemenge von RLM-Letzterverbraucher. Für die VNB, die in mehreren Bundesländern tätig sind, wurden die Mengen mit der entsprechenden Marktlokationsverteilung gewichtet.

Für Haushaltskunden liegen laut Ergebnis der Monitoringabfrage bei den VNB die niedrigsten Netzentgelte bei 3,48 ct/kWh und die höchsten bei 20,15 ct/kWh. Bei der Betrachtung der folgenden Tabellen und Karten lässt sich das Netzentgeltniveau in den Bundesländern und einzelnen Netzgebieten erkennen.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	9,79	6,00	11,94	41
Hamburg	9,11	6,03	11,94	4
Brandenburg	8,95	3,90	14,64	34
Mecklenburg-Vorpommern	8,71	4,95	10,42	19
Saarland	8,25	5,63	20,15	18
Baden-Württemberg**	7,84	5,22	18,67	125
Rheinland-Pfalz	7,69	5,55	13,05	52
Sachsen-Anhalt	7,60	5,60	10,00	33
Thüringen	7,55	5,66	9,30	38
Hessen	7,53	5,58	11,04	58
Sachsen	7,45	5,52	10,79	39
Nordrhein-Westfalen	7,37	3,48	11,43	107
Niedersachsen	7,24	5,05	11,88	73
Bayern	6,95	3,64	12,22	228
Berlin	6,49	6,03	17,80	7
Bremen	5,85	5,83	9,39	8

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

** Inklusiv des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz.

Tabelle 75: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland⁵⁵ für das Jahr 2022

⁵⁵ In den zu Grunde liegenden Daten sind auch einige Betreiber geschlossener Verteilernetze miteinbezogen, die Letztverbraucher mit Strom versorgen, Netzentgelte für die Weiterleitung des Stroms geltend machen und am Monitoring gemäß § 35 EnWG teilgenommen haben.

Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022

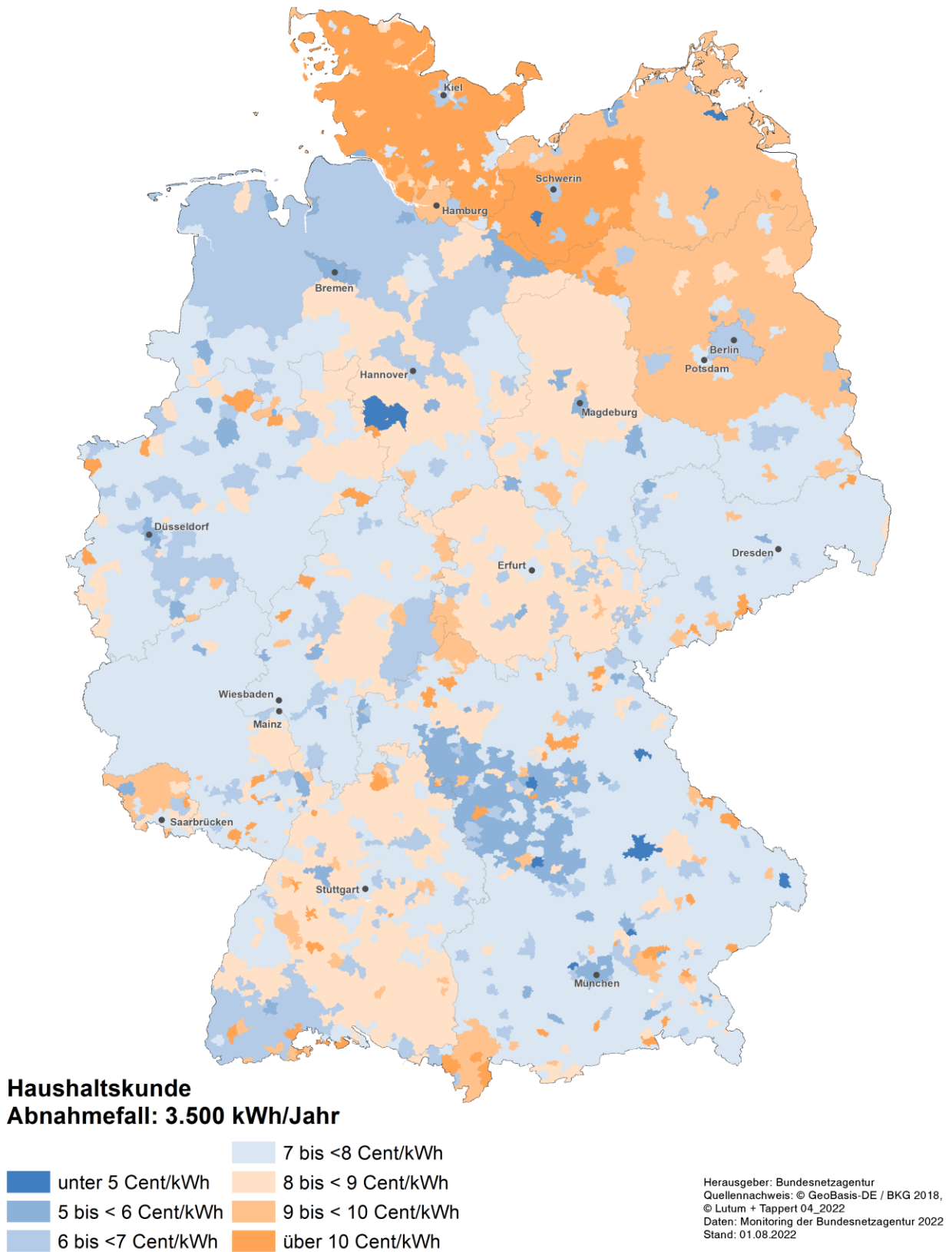


Abbildung 67: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022

Die Verteilung der Netzentgelte des Abnahmefalls 50 MWh/Jahr (hier: „Gewerbekunden“) ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,31 ct/kWh und 18,88 ct/kWh. Insgesamt ist das Netzentgeltniveau aber niedriger als das der Haushaltskunden.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2022 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	7,61	4,17	18,88	18
Hamburg	7,50	4,37	10,00	4
Brandenburg	7,17	3,63	14,64	34
Baden-Württemberg**	6,90	4,23	17,40	125
Mecklenburg-Vorpommern	6,85	3,69	9,06	19
Schleswig-Holstein	6,75	4,67	10,07	41
Sachsen	6,33	4,04	9,41	39
Rheinland-Pfalz	6,26	4,16	11,72	52
Thüringen	6,00	3,90	8,03	38
Hessen	5,92	3,89	9,98	58
Sachsen-Anhalt	5,87	4,18	8,87	33
Nordrhein-Westfalen	5,63	3,48	10,14	107
Berlin	5,63	4,97	16,87	7
Niedersachsen	5,31	3,77	11,08	73
Bayern	5,28	2,31	11,10	228
Bremen	4,58	4,37	8,75	8

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz

Tabelle 76: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022

Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2022

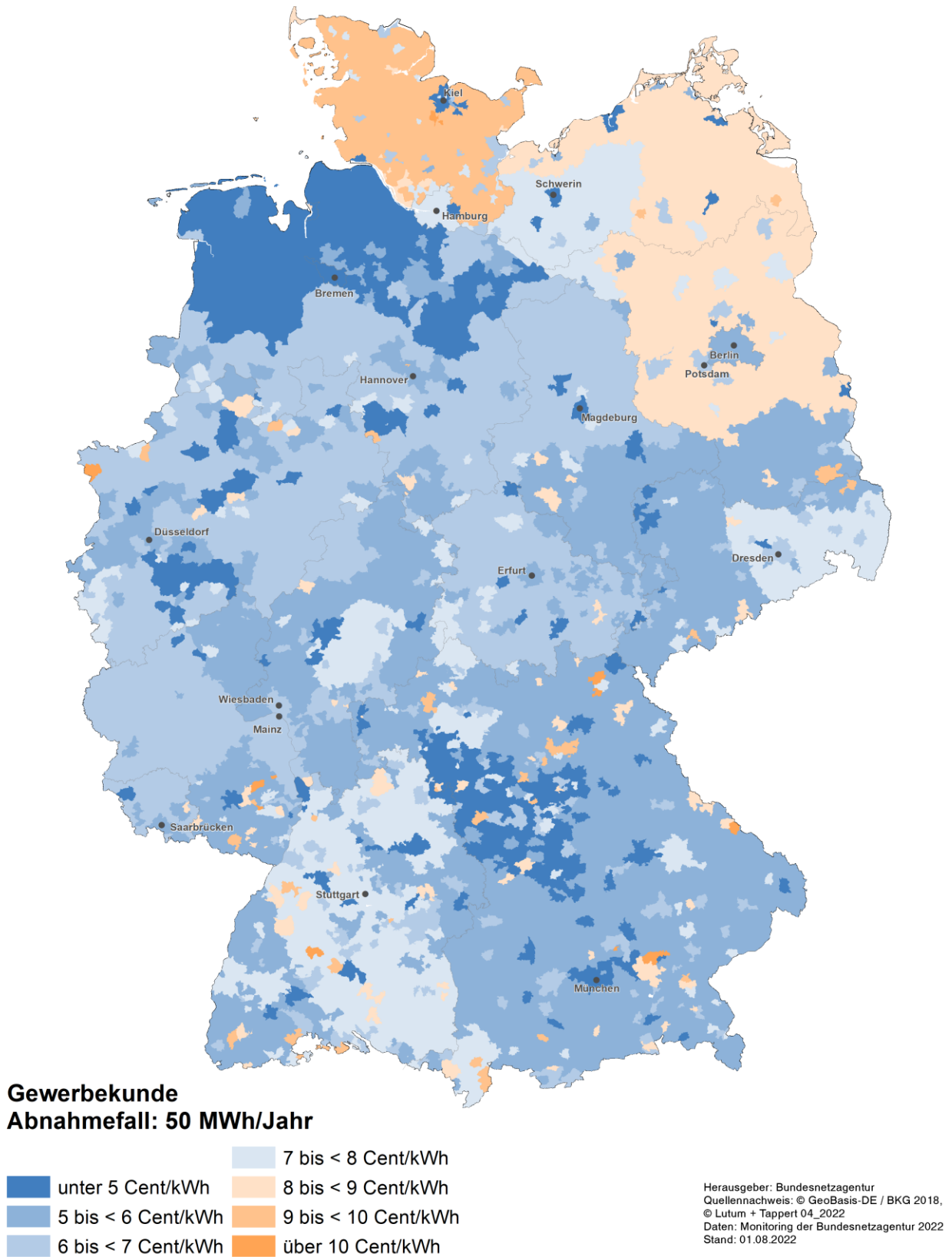


Abbildung 68: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022

Bei den Netzentgelten für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr (hier: „Industriekunden“) fällt die Verteilung anders aus. Die Netzentgelte sind im mengengewichteten Mittel in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg höher als im Rest des Landes. Im Saarland fallen im Durchschnitt die niedrigsten Netzentgelte an. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden bewegen sich zwischen 0,74 ct/kWh und 5,73ct/kWh. Hierbei ist zu beachten, dass mögliche Vergünstigungen durch individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV nicht berücksichtigt wurden. Im Einzelfall kann das individuelle Netzentgelt eines anspruchsberechtigten Industriekunden niedriger ausfallen.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2022 in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	3,35	1,15	4,76	41
Mecklenburg-Vorpommern	3,35	1,69	4,43	19
Brandenburg	3,34	1,08	4,43	34
Hessen	3,12	1,74	4,48	59
Hamburg	3,09	2,52	4,01	4
Sachsen	2,97	2,06	4,31	39
Sachsen-Anhalt	2,97	1,52	4,23	32
Thüringen	2,90	2,09	4,20	36
Baden-Württemberg	2,82	1,64	4,91	124
Berlin	2,72	2,38	3,91	6
Niedersachsen	2,70	1,51	4,83	73
Rheinland-Pfalz	2,69	1,92	5,66	52
Nordrhein-Westfalen	2,58	1,51	4,78	109
Bremen	2,56	2,28	3,36	8
Bayern	2,48	0,74	5,73	219
Saarland	2,41	1,76	5,54	18

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 77: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland⁵⁶ für das Jahr 2022

⁵⁶ In den zu Grunde liegenden Daten sind auch einige Betreiber geschlossener Verteilernetze miteinbezogen, die Letztverbraucher mit Strom versorgen, Netzentgelte für die Weiterleitung des Stroms geltend machen und am Monitoring gemäß § 35 EnWG teilgenommen haben.

Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2022

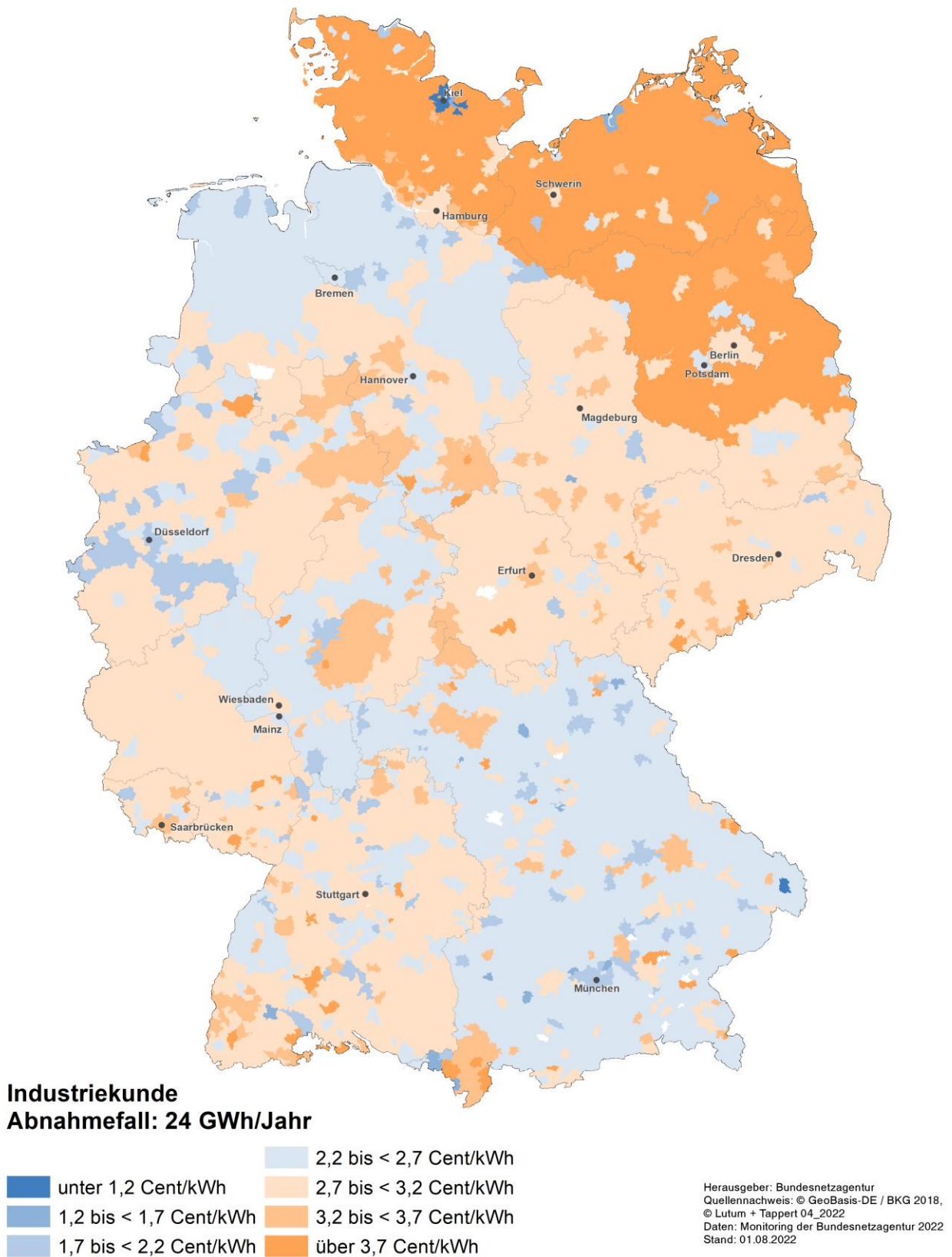


Abbildung 69: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind äußerst vielschichtig⁵⁷. Ein Hauptfaktor ist eine verminderte Auslastung der Netze. Während der Modernisierung der Netze in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung wurden diese aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht hinreichend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Treiber ist die Besiedlungsdichte. In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden, in dicht besiedelten Gebieten verteilen sie sich auf viele Netznutzer. Bedeutsam für die unterschiedlich hohen Netzentgelte sind ebenso die Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien einschließlich Einspeisemanagement geworden. Ebenfalls eine Rolle spielt das Alter der Netze. Ältere Netze mit geringeren Restwerten sind für den Netznutzer günstiger als neue Netze. Ebenfalls von Relevanz ist die Qualität der Netze, da sie über das Q-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösbergrenzen hat. Neben den aufgeführten Ursachen für die Netzentgelthöhe im eigenen Netz eines VNB ergibt sich auch ein Einfluss aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz. Gestiegene Entgelte des Übertragungsnetzbetreibers, z. B. durch Investitionen in den Netzausbau und verstärkt eingesetzte Netzengpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch und die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken, führen zu höheren und bisher unterschiedlichen Kosten je Regelzone. Mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) hat der Gesetzgeber auf diesen Umstand reagiert. Seit dem Jahr 2019 werden die Entgelte auf Übertragungsebene schrittweise vereinheitlicht. Ab dem 1. Januar 2023 sind diese dann in Deutschland überall gleich hoch. Dadurch werden insbesondere auch die Kosten der Netz- und Systemsicherheit, die in ihrer Gesamtheit im Wesentlichen auf dieser Ebene anfallen, durch alle Netznutzer getragen.

6.4 Vermiedene Netzentgelte

Gemäß § 18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von "dezentralen" Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen. Dieses muss dem Netzentgelt entsprechen, welches durch die geringere Einspeisung aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene nicht bezahlt werden musste. KWK-Anlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung Zuschlagszahlungen für KWK-Strom erhalten wollen, dürfen keine vermiedenen Netzentgelte beziehen. Im Jahr 2017 trat das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) in Kraft.⁵⁸ Durch das Gesetz wurden unter anderem der Empfängerkreis und die Höhe der vermiedenen Netzentgelte angepasst.

Demnach sind ab dem 1. Januar 2023 neu errichtete nicht-volatile Neuanlagen von der Zahlung vermiedener Netzentgelte ausgeschlossen. In der Regelung verbleiben weiterhin – ohne zeitliche Begrenzung – die nicht-volatilen Bestandsanlagen, welche vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen.

Die fortdauernde Auszahlung vermiedener Netzentgelte an Betreiber von nicht-volatilen Anlagen führt somit weiterhin zu einer ungleichen Belastung von Netznutzern in den einzelnen Netzgebieten.

Die Angaben im folgenden Abschnitt beziehen sich auf vermiedene Netzentgelte, die durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit ausgezahlt wurden. In den Jahren vor der Einführung des NEMoG stieg die Höhe der

⁵⁷ Siehe auch Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltssystematik Elektrizität, Seite 21.

⁵⁸ Netzentgeltmodernisierungsgesetz vom 17. Juli 2017, BGBl I S. 2503; die BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017 enthält den Gesetzentwurf der Bundesregierung mit Begründung, Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung.

ausgezählten vermiedenen Netzentgelte stetig an und erreichte im Jahr 2017 mit 2,5 Mrd. Euro ihren Höchstwert.⁵⁹ Durch die Wirkung des NEMoG reduzierten sich die ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2018 auf 1,3 Mrd. Euro. Im Jahr 2019 sanken die Auszahlungen für vermiedene Netzentgelte auf 1,2 Mrd. Euro. Durch das Auslaufen der Zahlungen an volatile Erzeugungsanlagen fielen die vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2020 mit ca. 985 Mio. Euro erstmals unter die Marke von 1 Mrd. Euro.⁶⁰ Im Jahr 2021 wird mit vermiedenen Netzentgelten in Höhe von 1.066 Mio. Euro⁶¹, im Jahr 2022 mit 1.026 Mio. Euro gerechnet.

Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit) in Mio. Euro je Jahr

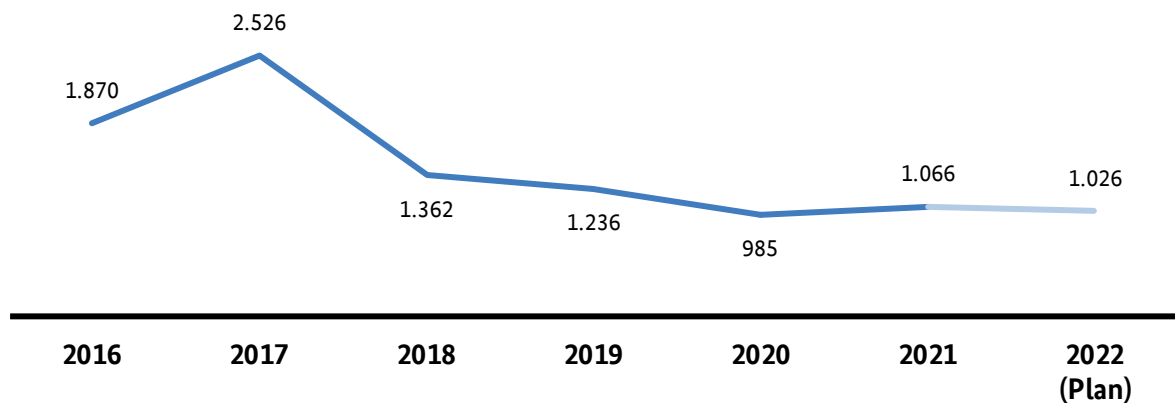


Abbildung 70: Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit)⁶²

Wirkung der Auszahlung vermiedener Netzentgelte im Allgemeinen

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte hat zur Prämisse, dass durch die dezentrale Einspeisung die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz und damit dessen Inanspruchnahme vermindert werde und somit Netzinfrastrukturkosten eingespart würden.⁶³ Die Einführung des Prinzips der vermiedenen Netzentgelte beruhte auf den Annahmen, dass die Flussrichtung des Stromes von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene erfolgt. Die Annahme, dass die dezentrale Einspeisung mittel- bis langfristig zu einer Reduzierung der Netzausbaumaßnahmen führen würde, stammt aus der Zeit der Jahrtausendwende und ist jedenfalls heute unzutreffend.

⁵⁹ Die Werte beziehen sich jeweils auf die Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit. Die vermiedenen Netzentgelte, die die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit auszahlen, werden der Bundesnetzagentur nicht gemeldet und können entsprechend nicht berücksichtigt werden.

⁶⁰ Eine ausführliche Betrachtung der Entlastungswirkung der dritten Stufe des NEMoG im Allgemeinen und mit Blick auf regionale Unterschiede ist dem Monitoringbericht 2020 zu entnehmen: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8 S. 175 ff.

⁶¹ Die Ist-Werte des Jahres 2021 erhält die Bundesnetzagentur erst zum 31.12.2022.

⁶² Aufgrund der Beendigung der Verwaltungsabkommen sind die Werte der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit von Mecklenburg-Vorpommern ab dem Jahr 2016 und die Werte der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit von Thüringen ab dem Jahr 2020 nicht mehr enthalten. Zahlen aus den Landesregulierungsbehörden liegen nicht aktuell vor.

⁶³ Siehe zuletzt z.B. Darstellung in BT-Drs. 18/11528 vom 15. März .2017, S. 12

Im Regelfall wird das Netz so dimensioniert, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann. Dies geschieht aus guten Gründen, um strukturelle Interessen an Engpässen gegenüber dem vorgelagerten Netz zu vermeiden und die künftige Marktteilnahme von Lasten am europäischen Strommarkt nicht durch Engpässe zu behindern. Im Übrigen dient es der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Die Reduzierung der an vorgelagerte Netzbetreiber zu zahlender Vergütung als Folge dezentraler Einspeisung darf daher nicht mit einer Reduzierung von Infrastrukturkosten verwechselt werden. Im Gegenteil: dort, wo die Einspeisung durch dezentrale Kraftwerke die Jahreshöchstlast übersteigt und dementsprechend das Netz größer dimensioniert werden muss, um die Elektrizität abzutransportieren, steigen die Infrastrukturkosten sogar.

Weiterführende ausführliche Darstellungen und Erläuterungen zu den vermiedenen Netzentgelten können dem Monitoring 2020 entnommen werden.⁶⁴

6.5 Netzübergänge Strom

Gemäß § 26 Abs. 2-5 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird. Ein teilweiser Netzübergang tritt insbesondere dann auf, wenn in einem Verfahren für eine Wegerechtskonzession in einer Kommune ein anderer Netzbetreiber das Recht zum Betrieb der Energieversorgungsnetze übernimmt (§ 46 EnWG). Zuständig in der Bund-Länder-Verteilung ist immer die Regulierungsbehörde des abgebenden Netzbetreibers.

Durch die 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach dem seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 3-5 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde von Amts wegen festzulegen, wenn die Parteien sich nicht verständigen.

Bis zum 31. Dezember 2021 wurden bei der Bundesnetzagentur im Strombereich 17 Anträge auf Netzübergang für das Jahr 2021 gestellt.

⁶⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8, S.173-182.

Elektrizität: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

Anzahl

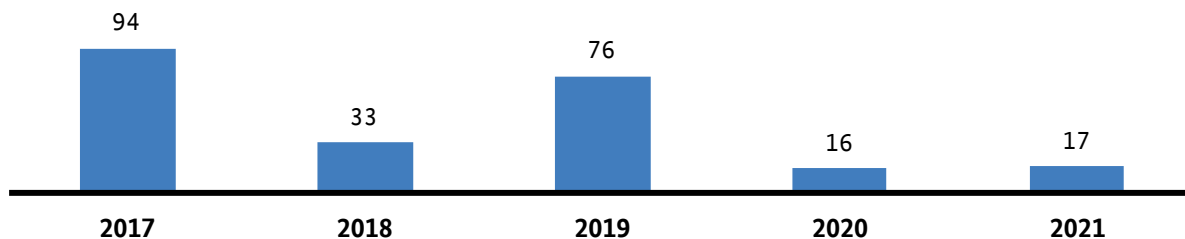


Abbildung 71: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

Nachfolgende Übersicht zeigt die Höhe der übergegangenen Vermögenswerte.

Höhe der Netzübergänge

in Mio. Euro

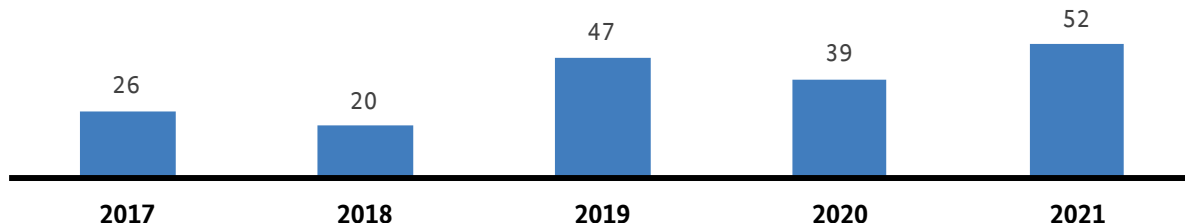


Abbildung 72: Höhe der Netzübergänge

51 Netzübergänge, unter anderem auch Netzübergänge aus den Vorjahren, hat die Beschlusskammer 8 im Jahr 2021 entschieden.

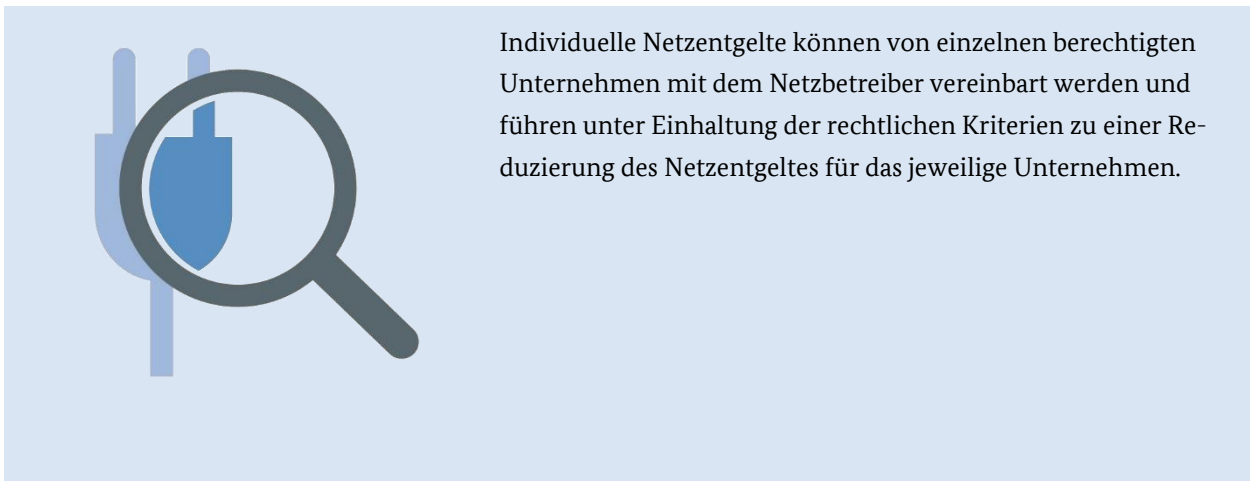
6.6 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV

Ein individuelles Netzentgelt wird in Form einer Reduktion auf das allgemeine Netzentgelt bei Einhaltung von bestimmten festgelegten Kriterien gewährt. Die zentrale Vorschrift des § 19 Abs. 2 StromNEV privilegiert damit Letztverbraucher, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen. Dabei wird derzeit zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich dauerhaften Strombezug aus. Die Kriterien zur Ermittlung dieser individuellen Netzentgelte wurden mit Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und festgelegt.

Das für die Vereinbarung individueller Netzentgelte grundsätzlich vorgesehene Genehmigungsverfahren ist als Folge der mit Wirkung zum 1. Januar 2014 erfolgten Festlegung zur sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Beschluss BK4-13-739 v. 11.12.2013) in ein Anzeigeverfahren überführt worden. Die Überprüfung von individuellen Netzentgelten erfolgt seitdem nicht mehr im Rahmen einer vorherigen Genehmigung, sondern innerhalb eines Anzeigeverfahrens vorbehaltlich einer möglichen Ex-post-Kontrolle durch die zuständige Regulierungsbehörde.

Letztverbraucher haben dabei die Möglichkeit, die mit dem Netzbetreiber geschlossene Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bis zum 30. September eines Jahres anzuzeigen. Nach Ablauf jeder Abrechnungsperiode sind die betroffenen Letztverbraucher zudem verpflichtet, einen Nachweis über die Einhaltung der festgelegten Kriterien zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte bei der zuständigen Regulierungsbehörde vorzulegen.

Erstmalig wurden die Anzeigen für individuelle Netzentgelte im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 registriert und abgerechnet. Bis zum Jahr 2021 ist die Anzahl der Letztverbraucher mit tatsächlich gewährten individuellen Netzentgelten stetig gewachsen.



6.6.1 Atypische Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Im Bereich der atypischen Netznutzung wurden im Jahr 2021 bei der Bundesnetzagentur insgesamt 7.108 Anzeigen mit realisierter Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte registriert (siehe die nachfolgende Tabelle).

In der Jahresperiode 2022 sind bei der Bundesnetzagentur 510 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt im Zusammenhang mit der atypischen Netznutzung mit einem Entlastungsvolumen von 15,7 Mio. Euro eingegangen. Da sich unter den Anzeigen auch eine erhebliche Anzahl von Neuanzeigen bereits bestehender individueller Netzentgeltvereinbarungen befinden, sind aktuell noch keine Aussagen zur Auswirkung auf das Entlastungsvolumen möglich.

Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

	2016	2017	2018	2019 ^[1]	2020 ^[2]	2021 ^[2]	Neuzugänge in 2022
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	3.375	5.210	5.341	5.692	6.478	7.108	510
Jahresarbeit in TWh	25,8	27,9	32,1	31,6	33,6	35,8	1,7
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	310,8	271,8	262,7	253,7	275,4	296,0	15,6

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] 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 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 78: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

6.6.2 Bandlasten §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

Im Bereich der stromintensiven Netznutzung lag das gesamte realisierte Entlastungsvolumen im Jahr 2021 mit ca. 801 Mio. Euro deutlich höher. Diese Reduktionssumme verteilte sich allerdings auf wesentlich weniger Anzeigen. Im Jahr 2021 waren dies insgesamt 513 Abnahmestellen von Letztverbrauchern wie Großbetriebe oder Industrieunternehmen mit besonders energieintensiven Produktionsprozessen. Im Vergleich zum Jahr 2020 ist das Entlastungsvolumen somit um insgesamt 203,8 Mio. Euro angestiegen.

In der Jahresperiode 2022 sind bei der Bundesnetzagentur 65 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt im Zusammenhang mit der atypischen Netznutzung mit einem Entlastungsvolumen von 228,7 Mio. Euro eingegangen. Da sich unter den Anzeigen auch eine erhebliche Anzahl von Neuanzeigen bereits bestehender individueller Netzentgeltvereinbarungen befinden, sind aktuell noch keine Aussagen zur Auswirkung auf das Entlastungsvolumen möglich.

Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

	2016	2017	2018	2019 ^[1]	2020 ^[2]	2021 ^[2]	Neuzugänge in 2022
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	317	345	378	362	432	513	65
Jahresarbeit in TWh	45,2	47,3	48,3	46,9	52,9	69,7	19,5
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	388,4	523,8	556,9	515,8	597,3	801,1	228,7

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] 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 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 79: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

Elektrizität: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien

in Mio. Euro

	2016	2017	2018	2019 ^[1]	2020 ^[2]	2021 ^[2]	Neuzugänge in 2022
Übertragungsnetz	79,0	117,9	155,5	132,0	133,8	233,9	90,7
Regionalnetz	168,0	225,8	213,9	176,5	209,6	268,9	89,7
Verteilnetz	141,0	180,1	187,5	207,3	253,9	298,3	48,2
Gesamt	388,0	523,8	556,9	515,8	597,3	801,1	228,6

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] 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 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 80: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien in Mio. Euro

Elektrizität: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien

in TWh

	2016	2017	2018	2019 ^[1]	2020 ^[2]	2021 ^[2]	Neuzugänge in 2022
Übertragungsnetz	13,0	13,5	13,9	13,1	13,3	22,7	8,1
Regionalnetz	19,0	18,2	18,5	17,0	19,7	24,1	8,2
Verteilnetz	13,0	12,9	15,9	16,8	19,9	22,9	3,2
Gesamt	45,2	44,6	48,3	46,9	52,9	69,7	19,5

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] 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 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 81: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien in TWh

Die endgültigen Zahlen für das Jahr 2022 können erst nach Abschluss der Anzeigenprüfung sowie nach dem vollständigen Eingang der tatsächlich abgerechneten Daten bei der Berichtspflichterfüllung durch betroffene Letztverbraucher bekanntgegeben werden.

7. Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen

7.1 Elektromobilität/ Ladesäulen

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 15 Mio. Elektrofahrzeuge (rein elektrische betriebene Fahrzeuge) auf deutsche Straßen zu bringen. Um diese Zielmarke erreichen zu können, werden sowohl die Anschaffung von Elektromobilen als auch die Errichtung der benötigten privaten und öffentlich zugänglichen Infrastruktur bundesweit gefördert. Für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bedeutet dieser Hochlauf der Elektromobilität eine hohe Anzahl neuer Verbrauchseinheiten, die an die bestehenden Verteilnetze angeschlossen und durch sie versorgt werden müssen. Die im Vergleich zu haushaltsüblichen Anwendungen hohen Ladeleistungen und die potentiell große gleichzeitige Belastung während der Ladevorgänge insbesondere in den Abendstunden stellen für die Netzbetreiber dabei neue Herausforderungen dar.

Um stets eine vorausschauende Kapazitätsplanung und einen sicheren Betrieb der Netze gewährleisten zu können, sind die Netzbetreiber daher auf hinreichende Informationen darüber angewiesen, in welcher Anzahl und an welcher Stelle Ladeeinrichtungen für Elektromobile in ihren Netzen errichtet werden. Im privaten Bereich reichen die Anschlusskapazitäten der bestehenden Hausinstallationen teilweise aus, sodass der Anschluss von Ladeeinrichtungen in diesen Fällen theoretisch auch ohne Beteiligung des Netzbetreibers möglich wäre. Aus diesem Grund ist seit dem März 2019 eine Anzeigepflicht beim Netzbetreiber für alle Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge in § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) enthalten. Die Inbetriebnahme von Ladeeinrichtungen ab einer Ladeleistung von 12 kVA bedarf zudem einer Zustimmung des Netzbetreibers, wobei dieser nach dem Eingang der Anfrage zwei Monate Zeit für die Prüfung des Sachverhalts hat. Lehnt der Netzbetreiber das Anschlussbegehren ab, hat er die Hinderungsgründe schriftlich mitzuteilen und mögliche Abhilfemaßnahmen des Netzbetreibers oder des Anschlussnehmers unter Angabe des erforderlichen Zeitbedarfs zu benennen.

Zum Stichtag 31.12.2021 waren nach Angaben der Netzbetreiber gemäß § 19 Abs. 2 der NAV 300.738 Ladepunkte⁶⁵ im Netz angeschlossen. Diese Angabe schließt neben den öffentlich zugänglichen Ladepunkten⁶⁶ auch an den Netzbetreiber zu meldende private Ladepunkte mit ein und entspricht somit nicht der Anzahl der durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Ladepunkte. Im Hinblick auf die große Anzahl der allein in

⁶⁵ Ein Ladepunkt ist gemäß § 2 Nr. 2 Ladesäulenverordnung als eine Einrichtung definiert, die zum Aufladen oder zum Auf- und Entladen von Elektromobilen geeignet und bestimmt ist und an der zur gleichen Zeit nur ein Elektromobil aufgeladen oder entladen werden kann. Die Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte entspricht somit der Zahl an E-Fahrzeugen, die im öffentlichen Bereich gleichzeitig beladen werden können.

⁶⁶ Nach § 2 Nr. 5 Ladesäulenverordnung, ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich, wenn der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann, es sei denn, der Betreiber hat am Ladepunkt oder in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Ladepunkt durch eine deutlich sichtbare Kennzeichnung oder Beschilderung die Nutzung auf einen individuell bestimmten Personenkreis beschränkt; der Personenkreis wird nicht allein dadurch bestimmt, dass die Nutzung des Ladepunktes von einer Anmeldung oder Registrierung abhängig gemacht wird.

2021 zugelassenen Elektromobile (325.460 reine Elektrofahrzeuge, 286.404 Plug-In-Hybride)⁶⁷ ist davon auszugehen, dass insbesondere im privaten Bereich mehr Ladepunkte angeschlossen wurden, als den Netzbetreibern bekannt ist. Im Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020 gaben die Netzbetreiber an, von einer hohen Zahl nicht gemeldeter privater Ladepunkte auszugehen. In 412 Fällen konnte dem Anschluss einer Ladeeinrichtung dabei vom Netzbetreiber nicht unmittelbar zugestimmt werden.

Die häufigsten Gründe für eine Ablehnung durch den Netzbetreiber waren:

- mangelnde Kapazität und Sicherungsleistung des vorhandenen Hausanschlusses
- fehlende Kapazitäten im Netz
- Gefahr von Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte
- fehlende Kurzschlussleistung im Netz
- mangelnde Abstimmung mit den Objektträgern/Grundstückseigentümern

Die häufigsten Abhilfemaßnahmen, die den Anschlussnehmern angeboten wurden, um die Hinderungsgründe für den Anschluss einer Ladeeinrichtung zu beseitigen, waren:

- Modernisierung und Verstärkung des Hausanschlusses
- Erstellung eines neuen Hausanschlusses
- Installation eines Lastmanagements bzw. Begrenzung der Ladeleistung
- Empfehlung einer kleineren Ladeeinrichtung
- Netzverstärkung (Transformatorstation, Leitungsquerschnitt) und Netzausbau

Der durchschnittliche Zeitbedarf für die Beseitigung der Hinderungsgründe durch den Netzbetreiber wurde mit 1 – 2 Monaten beziffert. In den wenigen Fällen, in denen Netzausbaumaßnahmen notwendig wurden, entstanden auch größere Verzögerungen.

Mit dem Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022 wurden der Bundesnetzagentur neue Aufgaben und Be-

⁶⁷ Kraftfahrt-Bundesamt (2022), Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2021 und 1. Januar 2022, zuletzt abgerufen am 29.08.2022 unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher_Bestand/vierteljaehrlicher_bestand_node.html

fugnisse gemäß §14a EnWG zur Förderung und Stärkung der Netzintegration sog. steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, deren prominentestes Beispiel die Elektromobilität (bzw. Ladeeinrichtungen) ist, übertragen. Allerdings tritt diese Regelung erst am 1. Januar 2023 in Kraft.

Neben einer funktionierenden Integration in die Stromnetze, ist für den Erfolg der Elektromobilität der Aufbau einer interoperablen und flächendeckenden öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur von großer Bedeutung. Auf EU-Ebene wurden daher schon 2014 mit der „Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ Anforderungen an den Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladeeinrichtungen und an die Interoperabilität der verbauten Technologien definiert. Mit der Verabschiedung der Ladesäulenverordnung (LSV) am 17. März 2016 hat Deutschland die Anforderungen als erster Mitgliedsstaat in nationales Recht übernommen. Die LSV legt „technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“ fest. Dazu gehören unter anderem verbindliche Regelungen zu den verwendeten Ladesteckern und eine Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur. Zur Prüfung dieser Anforderungen an die Sicherheit und Interoperabilität der öffentlich zugänglichen Ladepunkte, erfasst die Bundesnetzagentur seit Juli 2016 die Anzeigen der Betreiber von Normal- und Schnellladepunkten. Anzeigepflichtig sind alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte, die seit Inkrafttreten der Verordnung in Betrieb genommen wurden, sowie sämtliche Schnellladepunkte mit über 22 kW Ladeleistung.

Darüber hinaus können der Bundesnetzagentur auf freiwilliger Basis auch alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte gemeldet werden, die nicht von der Anzeigeverpflichtung betroffen sind. Weitere Informationen dazu sind unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ladeinfrastruktur> veröffentlicht.

Seit der ersten Novellierung der Ladesäulenverordnung im Juni 2017 haben die Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten den Nutzern von Elektromobilen zudem das punktuelle „ad hoc-Aufladen“ zu ermöglichen, ohne dass zur Authentifizierung und Nutzung eine langfristige Vertragsbeziehung eingegangen werden muss. Mit der zweiten Novellierung der Ladesäulenverordnung sind im November 2021 unter anderem die Anforderungen an das punktuelle „ad hoc-Aufladen“ stärker vereinheitlicht worden. So müssen die Betreiber von Ladepunkten, die nach dem 1. Juli 2023 in Betrieb genommen werden, als Mindestbezahlvariante die Bezahlung über ein gängiges Debit- und Kreditkartensystem ermöglichen. Darüber hinaus sind zudem zusätzliche Anforderungen an die Verfügbarkeit von digitalen Schnittstellen formuliert und die Kompetenzen der Bundesnetzagentur gestärkt worden.

Der Bundesnetzagentur wurden bis zum 1. Juli 2022 insgesamt 34.476 Ladeeinrichtungen mit 66.132 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 55.549 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 10.583 Schnellladepunkte. 8.179 dieser Ladeeinrichtungen und 15.581 dieser Ladepunkte wurden im Jahr 2021 in Betrieb genommen.

Die gemeldeten Ladepunkte für Elektromobile verteilen sich wie folgt auf die Bundesländer:

Elektrizität: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer

Bundesländer	Lade- einrichtungen	Ladepunkte	davon Schnell- ladepunkte	Elektromobile* pro Ladepunkt
Baden-Württemberg	5.963	11.571	1.655	22
Bayern	6.959	13.109	1.975	21
Berlin	1.055	1.989	241	22
Brandenburg	735	1.409	284	21
Bremen	248	483	56	18
Hamburg	919	1.829	242	20
Hessen	2.684	5.225	733	27
Mecklenburg-Vorpommern	414	812	160	16
Niedersachsen	3.724	7.094	1.240	20
Nordrhein-Westfalen	6.242	11.770	1.672	30
Rheinland-Pfalz	1.312	2.499	636	28
Saarland	265	534	75	31
Sachsen	1.369	2.685	500	14
Sachsen-Anhalt	588	1.139	292	16
Schleswig-Holstein	1.379	2.695	472	19
Thüringen	620	1.289	350	17

*Elektromobile und Plug-in-Hybride zum Stand 1. Juli 2022

Tabelle 82: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand Juli 2022)

Seit April 2017 veröffentlicht die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite eine interaktive Ladesäulenkarte mit allen angezeigten Normal- und Schnellladepunkten. Zu diesen lassen sich die wichtigsten Informationen, wie der Standort der Ladeeinrichtung, die verbauten Steckertypen mit Leistung und der Betreiber einsehen. Darüber hinaus bietet die Karte die Möglichkeit, über eine Heatmap die regionale Verteilung der Ladeinfrastruktur darzustellen. Zu finden ist die Karte unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulenkarte>

Seit März 2022 veröffentlicht die Bundesnetzagentur zudem das Format "Ladeinfrastruktur in Zahlen". Mit diesem monatlich erscheinenden Excel-Format lassen sich aktuelle, umfangreiche Auswertungen zur Entwicklung der Ladeinfrastruktur in Deutschland seit 2017 einsehen und nutzen. Die Veröffentlichung enthält sowohl deutschlandweite Betrachtungen zur Entwicklung von Normal- und Schnellladepunkten, deren Leistungsklassen oder Steckertypen als auch regional aufgelöste Informationen bis auf Ebene der Kreise und kreisfreien Städte. Zu finden ist die "Ladeinfrastruktur in Zahlen" unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>.

Entwicklung der Ladepunkte in Deutschland 01.01.2017 - 01.01.2022

Anzahl

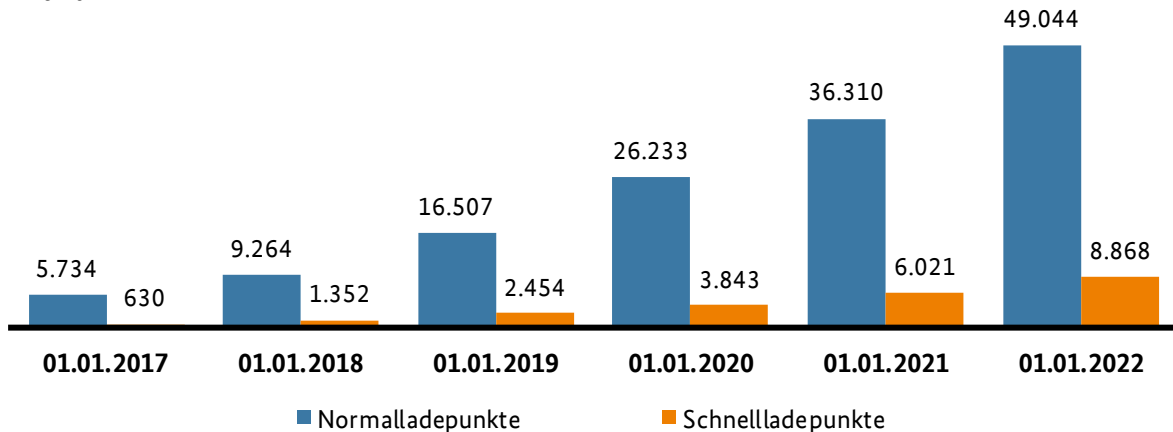
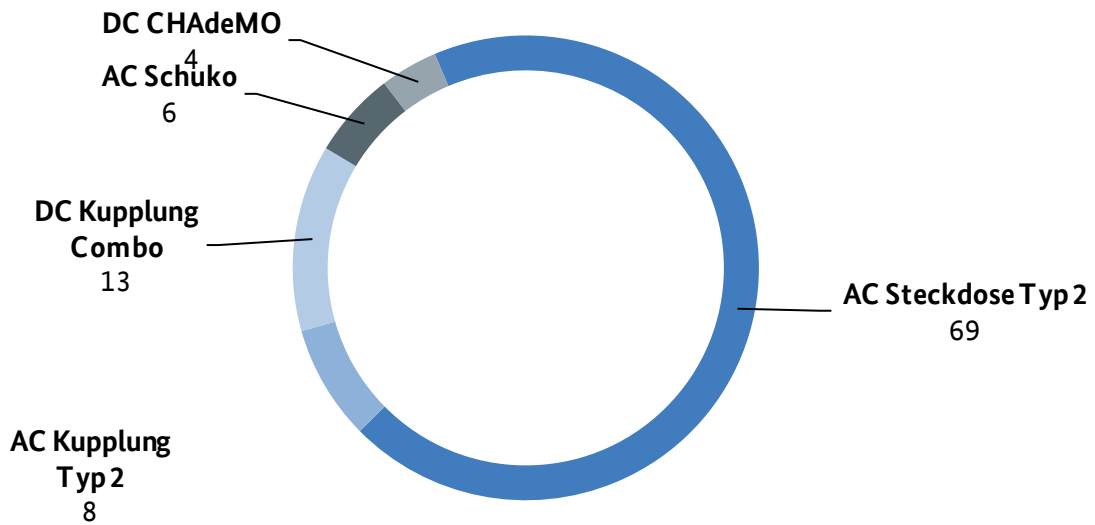


Abbildung 73: Entwicklung der Ladepunkte in Deutschland

Die Ladesäulenverordnung schreibt für öffentlich zugängliche Ladepunkte verpflichtende Steckerstandards vor, um die Interoperabilität zu gewährleisten. Für Ladepunkte, an denen das Laden mit Gleichstrom möglich ist, ist mindestens eine Combo-2-Fahrzeugkupplung vorgeschrieben. Für Ladepunkte, an denen mit Wechselstrom geladen wird, wird ein Typ-2-Steckersystem benötigt. Beim Laden mit Wechselstrom unterscheiden sich die Anforderungen noch in Abhängigkeit von der Ladeleistung. Normalladepunkte mit Wechselstromanschluss müssen über eine Typ-2-Steckdose verfügen, während für Schnellladepunkte eine Typ-2-Fahrzeugkupplung vorgeschrieben ist. Darüber hinaus können an jedem Ladepunkt beliebig weitere Ladestecker angeboten werden. Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der gängigen Ladestecker an den gemeldeten Ladepunkten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Ladepunkte über mehrere Steckeroptionen verfügen können und dass auch ältere Bestandsladepunkte aufgeführt sind, die die Steckeranforderungen der Ladesäulenverordnung noch nicht umsetzen mussten. Die prozentualen Angaben beziehen sich jeweils auf alle an gemeldeten Ladepunkten verbauten Ladestecker.

Elektrizität: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland in Prozent



Stand: Juli 2022

Abbildung 74: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland

Die Ladeleistungen der Ladepunkte verteilen sich wie in Abbildung 70 beschrieben. Wie zu erkennen ist, handelt es sich bei den meisten gemeldeten Ladepunkten um Normalladepunkte, die ein Aufladen mit bis zu 22 kW ermöglichen. Die mit Abstand häufigste Ladeleistung bei den bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Ladepunkten beträgt 22 kW. Daneben gibt es häufig öffentlich zugängliche Ladepunkte mit 3,7 kW (AC Schuko), 11 kW/22 kW (AC Typ 2), 43 kW/150 kW (DC Kupplung Combo) und 50 kW (DC CHAdeMO). Zunehmend werden auch Schnellladestationen mit dem Steckertyp „DC Kupplung Combo“ und einer Leistung von bis zu 350 kW aufgestellt.

Elektrizität: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland

in Prozent

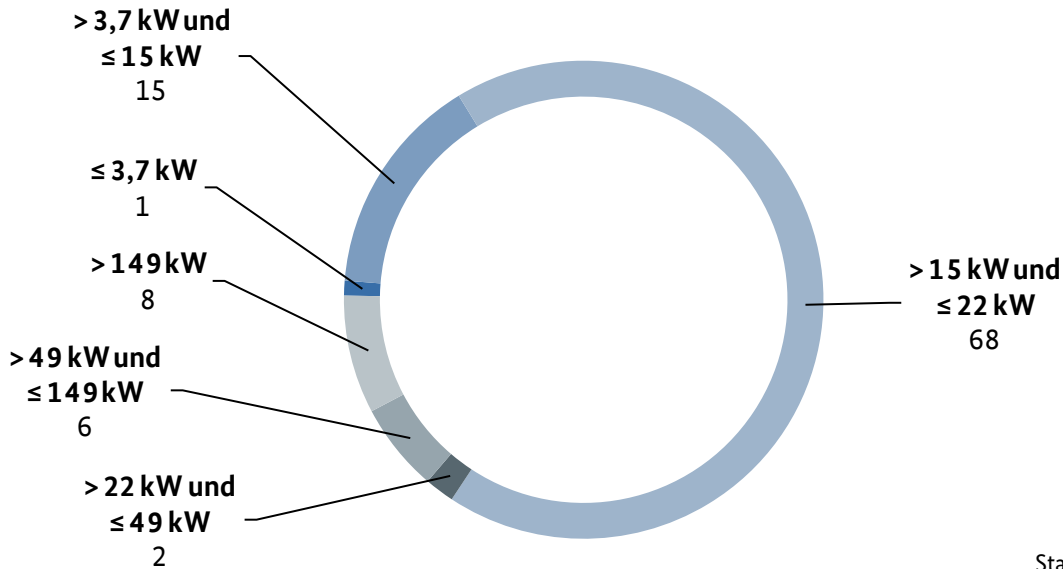


Abbildung 75: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland

Seit 2018 arbeitet die Bundesnetzagentur mit der Physikalisch-Technischen-Bundesanstalt (PTB) zusammen und erfasst bei der Anzeige der Ladepunkte auch sogenannte Public Keys. Die auf den Messgeräten aufgedruckten Prüfschlüssel können durch den Verwender in eine vom E-Mobilitätsanbieter zur Verfügung gestellten Prüfsoftware eingegeben werden. Mit dieser Software kann der Verwender überprüfen, ob die in seiner Rechnung ausgewiesenen Messwerte mit den tatsächlichen Messergebnissen übereinstimmen und auch wirklich aus dem Ladepunkt stammen, an dem das Auto geladen wurde. Die Veröffentlichung der Ladeeinrichtungen auf der Homepage der Bundesnetzagentur wurde für die betroffenen Ladeeinrichtungen um die Angabe der Public Keys erweitert.

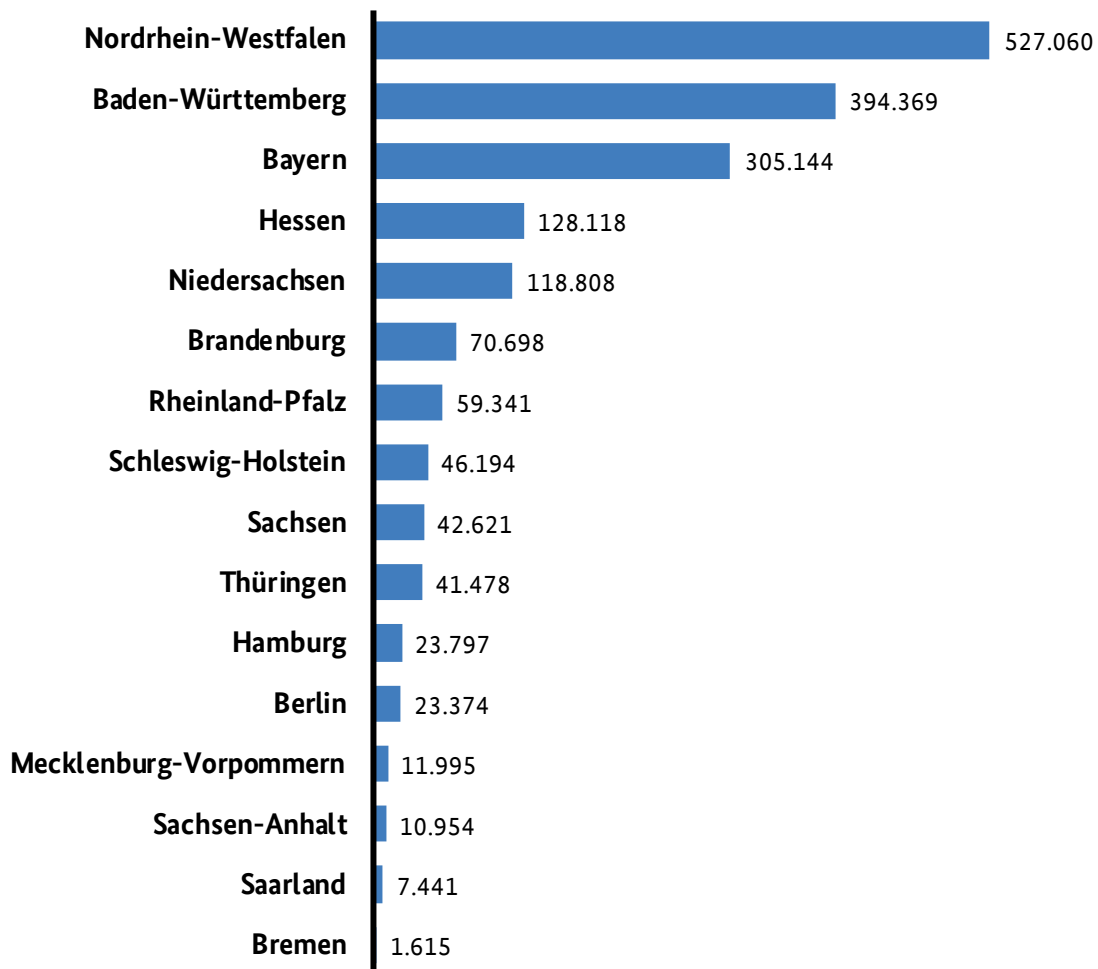
Das Bundeskartellamt führt derzeit eine Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge durch, in der auch die Bedingungen und Preise für das Laden im öffentlichen Raum unter wettbewerblichen Gesichtspunkten betrachtet werden. Die Ergebnisse der Untersuchung werden der Öffentlichkeit anschließend in einem Abschlussbericht vorgestellt (siehe auch Monitoringbericht 2021, Kapitel III.C „Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes“).

7.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen. So können sie mit Letztverbrauchern, die steuerbare (ehemals unterbrechbare) Verbrauchseinrichtungen besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen. Dadurch soll verhindert werden, dass diese Verbrauchseinrichtungen zu Zeiten von bereits hoher Last selbst auch eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsnetz beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Die Regelung zielt im Wesentlichen auf Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektromobile ab.

Elektrizität: Verteilung der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Anzahl

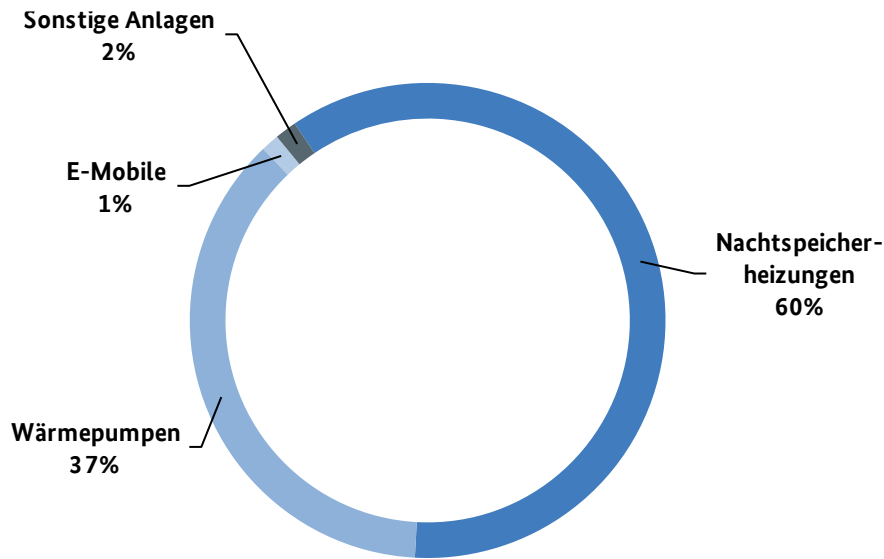


Stand: Juli 2022

Abbildung 76: Verteilung der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Von den befragten 809 Netzbetreibern machen 675 Netzbetreiber von der Regelung Gebrauch und berechnen für insgesamt 1.813.007 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um 36.242 Verbrauchseinrichtungen. In der vorherigen Abbildung ist die regionale Verteilung dargestellt. Dabei zeigt sich wie auch in den Vorjahren eine starke Konzentration in den südlichen und westlichen Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen, in denen zwei Drittel aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen installiert sind. Das dürfte auf historischen Gründen beruhen, da die Regelung ursprünglich der Schaffung einer konstanten Nachfrage für die Dauerproduktion von Atomkraftwerken und Kohlekraftwerken diente.

Elektrizität: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Prozent



Stand: Juli 2022

Abbildung 77: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduzierten Netzentgelten

Nach wie vor handelt es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen (vgl. obere Abbildung). Auch hinter dem Begriff „sonstige Anlagen“ verbergen sich hauptsächlich Stromdirektheizungen, nur in Einzelfällen sind Beregnungsanlagen oder die Straßenbeleuchtung darunter gefasst. Die auch schon in den Vorjahren beobachtete Verschiebung bei den Anteilen setzt sich auch in diesem Jahr fort. So ist der Anteil an Nachtspeicherheizungen um mehr als 3 Prozentpunkte geringer als im Vorjahr, wohingegen der Anteil von Wärmepumpen um 3,5 Prozentpunkte gestiegen ist. Der Anteil der Ladeeinrichtungen von Elektromobilen liegt mittlerweile bei 1,23 Prozent (Vorjahr 0,71 Prozent).

Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber eine durchschnittliche Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von ca. 57 Prozent, was einer durchschnittlichen absoluten Reduzierung von 3,84 ct/kWh entspricht. Die Höhe der möglichen Vergünstigung ist nicht regulatorisch vorgegeben, sodass eine hohe Bandbreite zwischen den Netzbetreibern zu beobachten ist. Der höchste Rabatt beträgt ca. 85 Prozent des Netznutzungsentgeltes, der niedrigste hingegen nur 3 Prozent. Dagegen sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen Verbrauchseinrichtungen vernachlässigbar gering. Auch Entwicklungen im Vergleich zu den Vorjahren sind kaum feststellbar.

Darüber hinaus zeigt sich weiterhin, dass das „Steuern“ des Verbrauchsverhaltens in den wenigsten Fällen ein wirklich „smartes“ Eingreifen in das Netz unter Kenntnis des jeweiligen Netzzustandes bedeutet. Bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sind die verschiedenen technischen Möglichkeiten zur Steuerung nahezu gleich verteilt. Jeweils leicht über 55 Prozent der Netzbetreiber senden Signale über die Rundsteuertechnik. Die modernere Fernwirktechnik wird hingegen nur von leicht über einem Prozent der Netzbetreiber eingesetzt. Zwischen 4 und 8 Prozent der Netzbetreiber verbauen überhaupt keine Steuerungstechnik. Hingegen setzt etwa ein Drittel der Netzbetreiber Zeitschaltungen ein. Bei der Steuerung der Elektromobile sieht das

Bild deutlich anders aus. Auf die Rundsteuertechnik setzt hier nur etwa ein Drittel der Netzbetreiber, die Verwendung der Fernwirktechnik liegt auch hier nur etwa bei 4 Prozent, es sind aber nur bei etwas über 16 Prozent der Netzbetreiber Zeitschaltungen verbaut. Auffallend ist jedoch, dass Elektromobile bei etwa 40 Prozent der Netzbetreiber überhaupt nicht steuerbar sind, obwohl sie von den 14a-Netzentgelten profitieren. Eine genauere Aufteilung der verwendeten Steuerungstechniken ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Elektrizität: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen
in Prozent

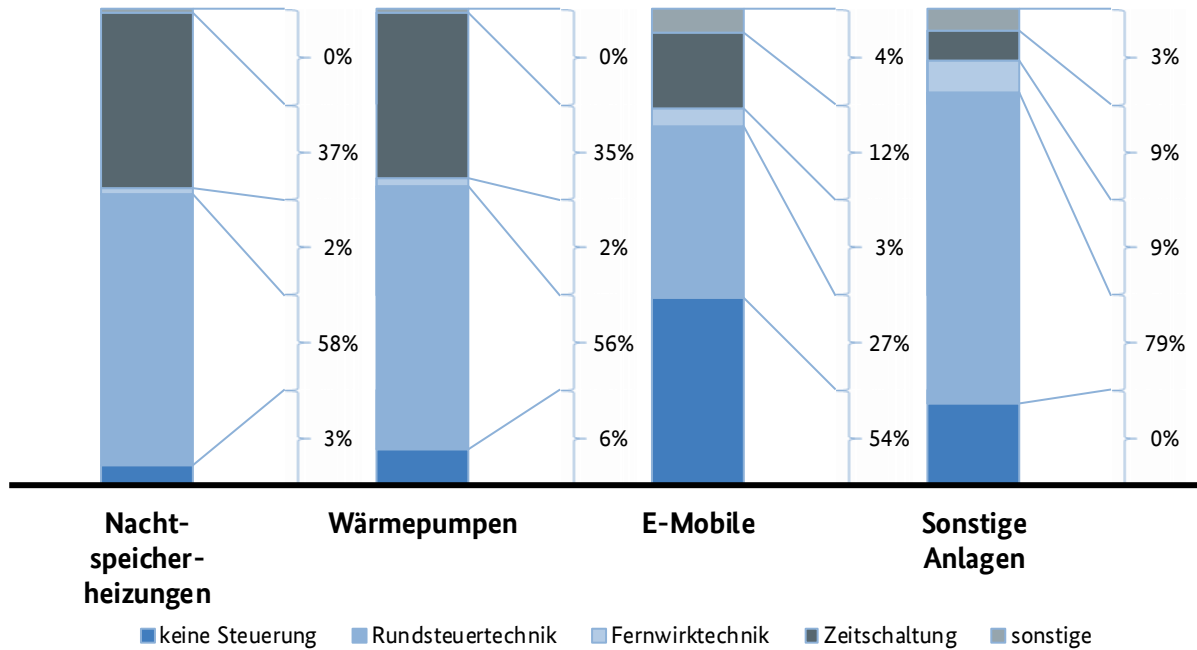


Abbildung 78: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist bisher kaum ein Trend zur Modernisierung feststellbar. In Zukunft müssen alle Anlagen, die von der Regelung nach § 14a EnWG profitieren wollen, verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Dies gilt, sobald die technische Möglichkeit hierzu vom BSI festgestellt wurde. Gegenüber der heute überwiegend zum Einsatz kommenden Steuerung per Zeitschaltung oder Rundsteuertechnik bieten die intelligenten Messsysteme den Vorteil, dass sie über eine bidirektionale Kommunikationsanbindung verfügen. Der Netzbetreiber kann somit in Zukunft den aktuellen Zustand der Anlage abfragen und erhält eine Rückmeldung über die Durchführung der Steuerungshandlung. Im Vergleich zur Zeitschaltung bietet das intelligente Messsystem zudem die Möglichkeit, dass das voreingestellte Steuerungsprofil zur Sicherstellung der Netzstabilität bei Bedarf geändert werden kann und Steuerungshandlungen auch abweichend hiervon ad hoc durchgeführt werden können. Diese Möglichkeit bietet die Steuerung per Zeitschaltung grundsätzlich nicht.

8. Differenzbilanzkreis

Gemäß StromNZV (Netzzugangsverordnung) § 12 Abs. 3 sind Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verpflichtet, einen Differenzbilanzkreis zu führen. Der Differenzbilanzkreis umfasst die Abweichungen der Gesamtheit der mit SLP (Standardlastprofil) gemessenen Letztverbraucher vom tatsächlichen Verbrauch. Abweichungen zwischen den SLP und dem tatsächlichen Verbrauch können in Bezug auf den Lastverlauf und die Menge der SLP-Kunden auftreten. Die Mengenabweichungen werden durch die rollierende Ablesung der Arbeitszähler der SLP-Kunden erfasst. Abweichungen im Lastverlauf werden durch Subtraktion der leistungsgemessenen Entnahmen von der gesamten Entnahmemenge ermittelt. Bei der Ermittlung des tatsächlichen Lastverlaufs der SLP-Kunden besteht eine Unschärfe bei der Abgrenzung zur Verlustenergie.

Von der Verpflichtung, einen Differenzbilanzkreis zu führen, sind Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

Eine Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises ist nur dann erforderlich, wenn synthetisches Lastprofilverfahren verwendet werden. Beim synthetischen Verfahren werden die Lastprofile nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 Satz 1 und 2 StromNZV definiert. Die Profile werden von den VNB an den Stromlieferanten übermittelt. Die Lieferung wird gemäß den übermittelten Profilen abgewickelt und abgerechnet.

Abweichungen zwischen den SLP und den realen Verläufen werden in dem Differenzbilanzkreis bilanziert. Durch ein verändertes Verbrauchsverhalten im Winter besteht das Risiko, dass diese Differenzen deutlich zunehmen werden. Der durch den VNB bewirtschaftete Differenzbilanzkreis wird durch Stromhandelsgeschäfte ausgeglichen, was aufgrund hoher Börsenpreise zu einem deutlichen Kostenanstieg führen könnte.

Wird das analytische Lastprofilverfahren verwendet, ist keine Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises erforderlich, da die Profilabweichungen täglich kundengruppenschärf bestimmt und vollständig an die Bilanzkreise der Lieferanten weitergereicht werden.

Die Ergebnisse des Monitorings 2022 haben ergeben, dass rund 15% der befragten VNB analytisches Lastprofilverfahren verwenden und deshalb keine Differenzbilanzierung vornehmen müssen. Die restlichen 85% der VNB wenden das synthetische Lastprofilverfahren an. Von diesen VNB haben ca. 49% der befragten Unternehmen angegeben, dass Sie verpflichtet sind, einen Differenzbilanzkreis führen zu müssen, für die verbleibenden 51% entfällt diese Verpflichtung

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Zu den Systemdienstleistungen zählt u. a. die Frequenzhaltung durch die Vorhaltung und den Einsatz der Regelleistung in drei verschiedenen Qualitäten: Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserveleistung (MRL). Hinzu kommen die Beschaffung von Verlustenergie, die Spannungshaltung insbesondere durch Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit, der Netzwiederaufbau, die Momentanreserve und weitere, unmittelbar mit dem Netzbetrieb zusammenhängende technische Anforderungen. Auch nationale und grenzüberschreitende Redispatch- und Countertradingmaßnahmen, Einspeisemanagementmaßnahmen von ÜNB und VNB sowie die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerkskapazitäten gehören technisch gesehen zu den Systemdienstleistungen. Diese werden gesondert im Kapitel IC5 betrachtet. Die abschaltbaren Lasten nach der AbLaV, die Bereitstellung der Kapazitätsreserven lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Gesamtkosten derjenigen Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden, lagen für das Jahr 2021 bei rund 3.437,3 Mio. Euro (2020: 2.102,7 Mio. Euro⁶⁸). Hauptkostenblöcke waren im Jahr 2021 die Kosten für Netzengpassmanagement, Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL sowie Verlustenergie.

Die Kosten für Netzengpassmanagement betragen im Jahr 2021 insgesamt rund 2.285,4 Mio. Euro (2020: 1.432,2 Mio. Euro) und umfassen die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 807,1 Mio. Euro (2020: 761,2 Mio. Euro), den nationale und grenzüberschreitenden Redispatch mit insgesamt 590,2 Mio. Euro (2020: 240,1 Mio. Euro), die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 491,4 Mio. Euro (2020: 296,3 Mio. Euro) und Countertrading mit 396,7 Mio. Euro (2020: 134,7 Mio. Euro). Der Anstieg der Kosten für Netzengpassmanagement ist einerseits auf den starken mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen sowie andererseits auf die stark gestiegenen Großhandelspreise zurückzuführen. Letztere haben sich auf die Kosten des börsenbeschafften Countertrades ausgewirkt und auch auf die Kosten für positiven Redispatch. Gründe für den starken mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen waren durch Niedrigwasser hervorgerufene Kohlelogistik-Probleme, die zu einer eingeschränkten Betriebsbereitschaft von mehreren Kraftwerken in Süd-Deutschland führten. Mehr Informationen zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie gesondert im Kapitel IC5.

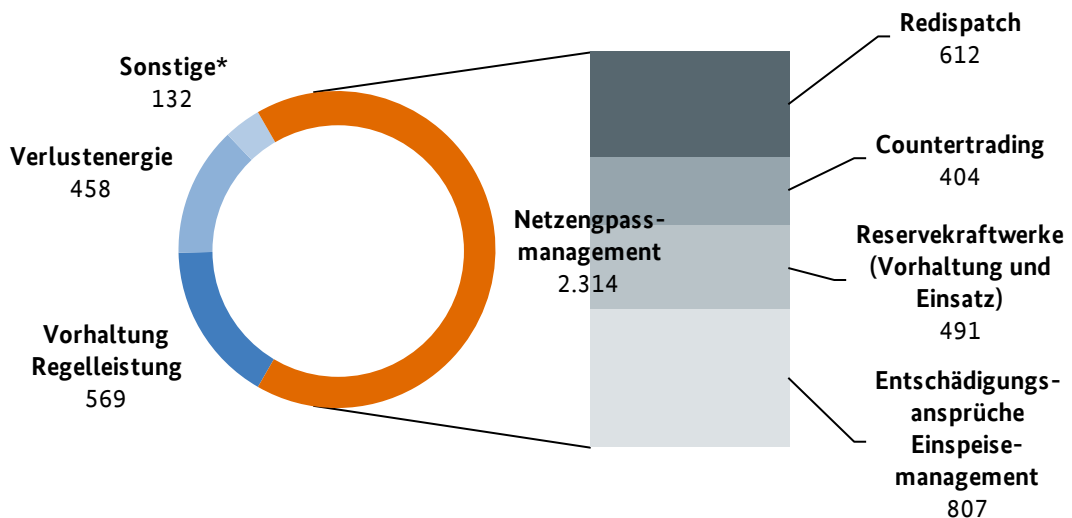
Mit Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Beschaffungskosten der Verlustenergie. Die Kosten der Verlustenergie belaufen sich im Jahr 2021 auf 458,4 Mio. Euro (2020: 450,5 Mio. Euro) und sind somit um etwa 2% gestiegen. Ein im Vergleich zu anderen Hauptkostenblöcken relativ geringer Anstieg ist darauf zurückzuführen, dass der Großteil der Netzverlustmenge über die Langfristbeschaffung in der Zeit vor dem Anstieg der Großhandelspreise eingekauft wurde, sodass das entsprechende Preisniveau für Netzverluste gesichert wurde.

⁶⁸ Die Kosten für die Verlustenergie für 2020 wurden korrigiert.

Zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -abnahme, mit dem Ziel, die Frequenz im europäischen Verbundnetz konstant bei 50Hz zu halten, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung in verschiedenen Qualitäten: Primärregelleistung (PRL bzw. FCR), Sekundärregelleistung (SRL bzw. aFRR) und Minutenreserveleistung (MRL bzw. mFRR). Die Kosten für PRL (86,2 Mio. Euro), SRL (393,0 Mio. Euro) und MRL (89,4 Mio. Euro) betragen im Jahr 2021 insgesamt 568,6 Mio. Euro (2020: 152,4 Mio. Euro). Da die Day-Ahead- und Intraday-Märkte als Leitmärkte für die Regelleistungsmärkte gelten und starken Einfluss auf die Preisentwicklung der Regelreserve haben, kann der Anstieg der Vorhaltekosten hauptsächlich mit der generellen Entwicklung am Strommarkt erklärt werden. Angesichts der Tatsache, dass Regelreserveanbieter ihre vorgehaltene Leistung alternativ am Day-Ahead- und Intraday-Markt vermarkten könnten, werden entgangene Erlöse aus einer Alternativvermarktung in die Vorhaltekosten eingepreist. Der im Laufe des Jahres 2021 zu verzeichnende Anstieg der Preise an der Strombörse führte für die Regelreserveanbieter zu einer Erhöhung ihrer entgangenen Erlöse aus einer Vermarktung am Day-Ahead- und Intraday-Markt und folglich zu einem Anstieg der Vorhaltekosten.

Die Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 unter den oben beschriebenen Kostenblöcken finden Sie in der folgenden Abbildung:

Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2021
in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach Ablauf

Abbildung 79: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2021

Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2017 bis 2021 kann anhand der nachfolgenden Übersicht nachvollzogen werden.

Elektrizität: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden
(in Mio. Euro)

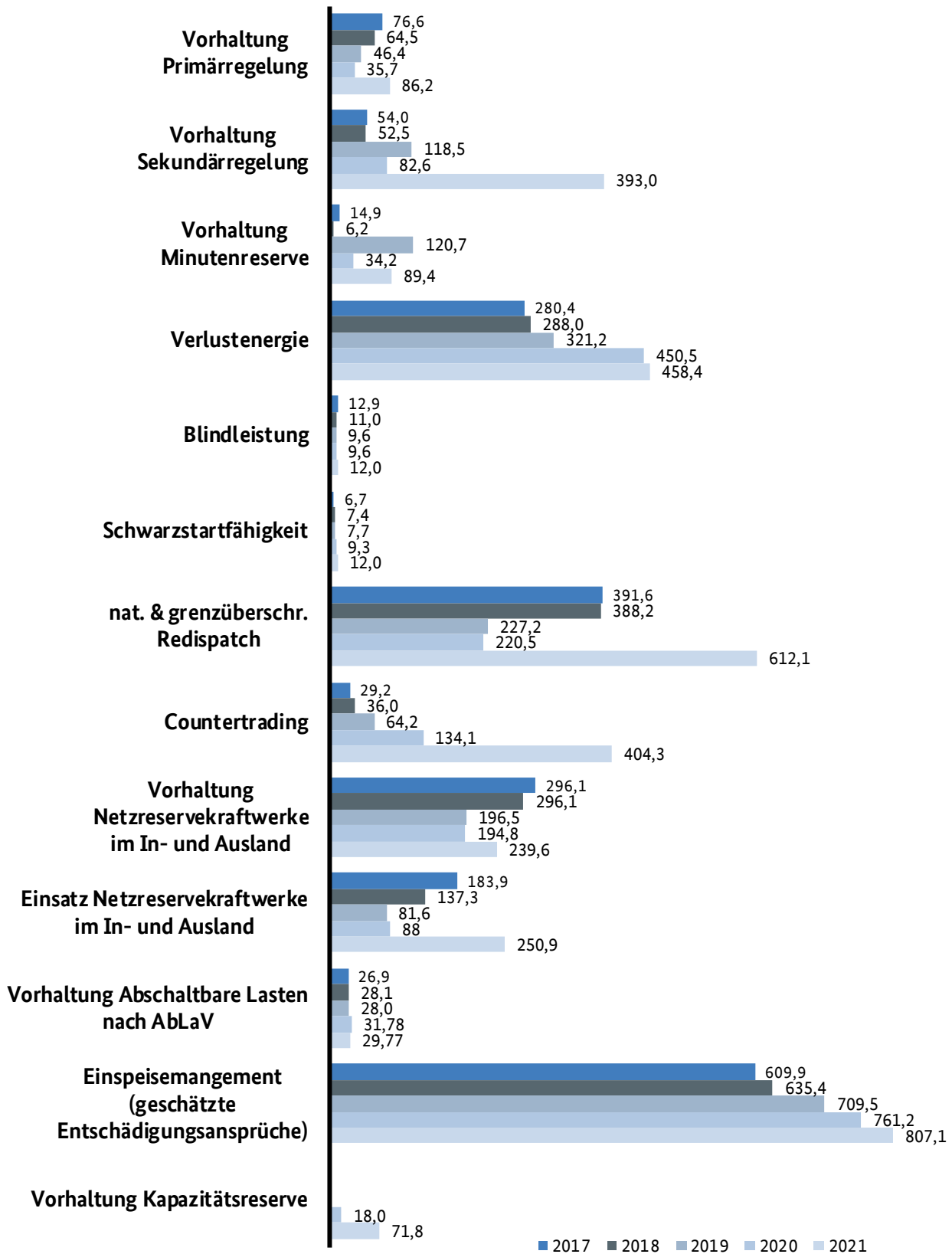


Abbildung 80: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Seit dem 1. Oktober 2020 befinden sich gemäß § 13e EnWG Kraftwerke in der Kapazitätsreserve. Diese Kraftwerke agieren außerhalb des Strommarktes und fahren ihre Leistungskapazitäten auf Anforderung der ÜNB dann hoch, wenn Angebot und Nachfrage trotz freier Preisbildung an der Strombörse und Einsatzes der Regenergie nicht ausgeglichen werden können. In der Kapazitätsreserve befanden sich im Jahr 2021 acht Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.086 MW, deren Vergütung in Höhe von 68.000 Euro/(MW*Jahr) per Ausschreibung ermittelt wurde. Die vorläufigen Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve für 2021 belaufen sich auf 71,8 Mio. Euro.

TenneT, TransnetBW und Amprion haben gemäß § 11 Abs. 3 EnWG (in der Fassung vom 17. Juli 2017 geregelt, in der Fassung vom 16. Juli 2021 aufgehoben) Dritte im Umfang von 1.200 MW mit der Vorhaltung und dem Betrieb besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBm) beauftragt, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei einem tatsächlichen örtlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz wiederherstellen zu können. In vier Regionen im Süden Deutschlands wurden jeweils 300 Megawatt Kapazität vergeben, die Anlagen werden für 10 Jahre errichtet und gehen im Herbst 2022, bzw. 2023 ans Netz. Während der Gesamtlaufzeit der bnBm liegen die Kosten bei rund 2,6 Mrd. Euro. Zusätzlich fallen Erzeugungsauslagen bzw. Arbeitskosten an.

Unter die Kosten der Systemdienstleistungen fallen auch die Kosten für die Umrüstung der Kraftwerke auf rotierende Phasenschieber. Als rotierende Phasenschieber speisen die Kraftwerke keinen Strom ein, sondern stabilisieren das Stromnetz, indem sie Blindleistung zur Verfügung stellen. Damit entfällt beim Betrieb des Phasenschiebers die Kohleverfeuerung, sodass das Ziel des Kohleausstiegs, die Reduzierung von Treibhausgasemissionen, erreicht wird. Das stillzulegende Steinkohlekraftwerk Westfalen E wird für die Bereitstellung der Blindleistung zur Spannungshaltung als systemrelevant eingestuft und zum rotierenden Phasenschieber umgerüstet. Inbetriebnahme des umgerüsteten Kraftwerks erfolgt im Jahr 2022.

2. Regelreserve



Seit Inkrafttreten des Regelarbeitsmarktes am 2. November 2020 (erster Erbringungstag 3. November 2020) existieren hintereinandergeschaltete, voneinander getrennte Märkte für Regelleistung und Regelarbeit bei der Sekundärregelreserve/„Frequency Restoration Reserve with automatic activation“ (aFRR) und der Minutenreserve/„Frequency Restoration Reserve with manual activation“ (mFRR). War bis dahin eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann seither Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt erbracht werden.

Dem Regelleistungsmarkt kommt seit dem 2. November 2020 eine geänderte Funktion zu. Dort bezuschlagte Gebote dienen als „Versicherungsprodukt“. Sie stellen sicher, dass genügend Regelreserve zur Verfügung steht, wenn der Regelarbeitsmarkt beispielsweise wegen technischer Probleme ausfällt. Die zur Bedarfsdeckung nicht benötigten und damit „überschüssigen“ Gebote bzw. die dahinterstehenden Energiemengen werden derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zur weiteren Vermarktung freigegeben. Auf Vorschlag der ÜNB sollen zukünftig alle von Regelreserveanbietern bereitgestellten Regelarbeitsgebote an die europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit, PICASSO (aFRR) und MARI (mFRR), übermittelt werden. Über den Vorschlag wird im Laufe des Jahres entschieden.

Im Regelarbeitsmarkt waren die Produktzeitscheiben zunächst identisch zu denen des Regelleistungsmarkts (6 Zeitscheiben à 4 Stunden). Mit Implementierung der europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit, PICASSO (aFRR) und MARI (mFRR), betragen die Produktzeitscheiben 15 Minuten mit einer Gate-Closure-Zeit von 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Die Plattform PICASSO ist im Juni 2022, die Plattform MARI im Oktober 2022 in den Wirkbetrieb gegangen

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems kontinuierlich aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen diese bei Bedarf in Form von Regelarbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regelarbeit wird als Regelreserve bezeichnet.⁶⁹ Den ÜNB stehen für den Systemausgleich drei verschiedene Regelreservequalitäten zur Verfügung, die in einer bestimmten zeitlichen Staffelung eingesetzt werden:

⁶⁹ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

- Primärregelreserve (PRL) – Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve/„Frequency Containment Reserve“ (FCR) bezeichnet. Sie reguliert automatisch und ununterbrochen positive und negative Frequenzabweichungen im Stromnetz innerhalb von 30 Sekunden. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt zwischen 0 und max. 15 Minuten. Nach 15 Minuten muss die Kapazität wieder freigegeben sein, damit sie zur Ausregelung neuer unvorhersehbarer Frequenzabweichungen wieder zur Verfügung steht. Eine Messung und Abrechnung der gelieferten Primärregularbeit ist nicht vorgesehen.⁷⁰
- Sekundärregelreserve (SRL) – Die SRL gehört zu den sogenannten Frequenzwiederherstellungsreserven, die die Netzfrequenz nach einem Störereignis wieder auf die Sollfrequenz von 50 Hertz zurückführen. Sie wird vom ÜNB automatisch aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit automatischer Aktivierung/„Frequency Restoration Reserve with automatic activation“ (aFRR) bezeichnet. Die SRL muss innerhalb von fünf Minuten nach Aktivierung durch den betroffenen ÜNB in voller Höhe zur Verfügung stehen. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt 30 Sekunden bis 15 Minuten.
- Minutenreserve (MRL) – Die MRL gehört wie die Sekundärregelreserve zu den Frequenzwiederherstellungsreserven. Sie wird manuell aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit manueller Aktivierung/„Frequency Restoration Reserve with manual activation“ (mFRR) bezeichnet. Die MRL dient der Unterstützung bzw. Ablösung der SRL und muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden können. Die Bereitstellung von MRL erfolgt in der Regel als Fahrplanlieferung in 15-Minuten-Intervallen; ebenso ist eine vom „Viertelstunden-Raster“ abweichende Direktaktivierung von MRL möglich.

Die zeitliche Staffelung des Einsatzes der verschiedenen Regelreservearten ist in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

⁷⁰ Die Vergütung der Primärregelreserve beschränkt sich auf den Leistungspreis. Auf einen Arbeitspreis wird verzichtet, da das Verhältnis zwischen erbrachter positiver und negativer Leistung sich im Mittel ausgleicht. Über den Ausschreibungszeitraum wird somit durchschnittlich genau so viel elektrische Energie ins Netz eingespeist, wie zusätzlich bezogen wird. Des Weiteren würden durch den stetigen Frequenzausgleich erhebliche Transaktionskosten bei der Abrechnung des Arbeitspreises anfallen.

Elektrizität: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

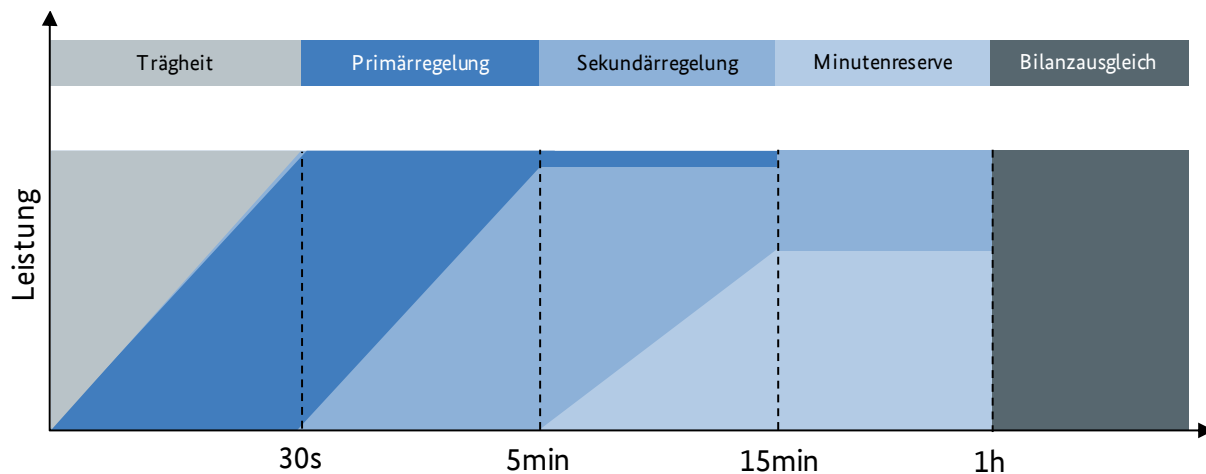


Abbildung 81: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

Beim Einsatz der Regelreserve wird zwischen positiver und negativer Regelreserve unterschieden. Ist die ins Netz eingespeiste Energie geringer als die zum selben Zeitpunkt nachgefragte Energie, so liegt ein Leistungsdefizit im Netz vor und die Netzfrequenz liegt unterhalb der Sollfrequenz von 50 Hertz. Um die Netzfrequenz wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen, ist der Einsatz von positiver Regelreserve erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig eine zusätzliche Einspeisung von Energie in sein Netz bzw. eine kurzfristige Reduktion des Verbrauchs von Energie. Wenn die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie übersteigt, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor und die Netzfrequenz liegt oberhalb der Sollfrequenz von 50 Hertz. In diesem Fall benötigt der ÜNB negative Regelreserve durch Stromabnehmer, die dem Netz kurzfristig Strom entziehen bzw. Erzeuger, die ihre Einspeisung kurzfristig reduzieren. Sowohl positive als auch negative Regelreserve wird den ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

Seit dem Jahr 2010 gibt es in Deutschland den Netzregelverbund (NRV), der aus den Regelzonen der vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) besteht. Er schafft einen deutschlandweit einheitlichen, integrierten Marktmechanismus für SRL und führt so zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Im Rahmen des NRV werden u. a. die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, so dass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelreserve ausgeglichen werden muss. Dies verhindert ein „Gegeneinanderregeln“ der verschiedenen Regelzonen nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung.

Modul 1 des deutschen NRV, das einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung vermeidet, wurde in den vergangenen Jahren über die Grenzen von Deutschland hinweg ausgeweitet. Im Rahmen der International Grid Control Cooperation (IGCC) wurde mit den Ländern Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich, Frankreich, Kroatien und Slowenien eine internationale Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“ etabliert, die 2021 in der Imbalance Netting Plattform nach Art. 22 Verordnung (EU) 2017/2195 aufgegangen ist. Da für den internationalen Energieaustausch keine festen Übertragungskapazitäten an den jeweiligen Grenzen reserviert werden (sondern nur die jeweils freien Kapazitäten zum Austausch von Regularbeit genutzt werden können), muss national die jeweils notwendige Regelleistung indivi-

duell vorgehalten werden. Die nationale wie auch grenzüberschreitende Saldierung der Leistungsungleichgewichte (Imbalance Netting) spiegelt sich jedoch im Rückgang der in Anspruch genommenen Sekundärregelarbeit und mittelbar der Minutenreservearbeit wieder.

2.1 Ausschreibungen für Regelleistung

Die Beschaffung der Regelleistung, die von den regelzonenverantwortlichen ÜNB in Deutschland für den Systemausgleich vorgehalten werden muss, erfolgt seitens der ÜNB gemäß den Vorgaben der Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur zur PRL⁷¹, SRL⁷² und MRL sowie unter Beachtung europäischer Vorgaben und Entscheidungen in deutschlandweiten Ausschreibungen.

Für die Beschaffung von SRL und MRL wurde das Ausschreibungsdesign jedoch aufgrund neu in Kraft getretener europäischer Vorschriften⁷³ umgestaltet. Darin ist vorgesehen, dass die ÜNB für die SRL und die MRL einen Regelarbeitsmarkt einzuführen haben. Den von den ÜNB eingereichten Antrag zur Einführung eines Regelarbeitsmarkts in Deutschland hat die Bundesnetzagentur am 2. Oktober 2019 unter dem Az. BK6-18-004-RAM genehmigt. Seit dem 2. November 2020 wird eine getrennte Ausschreibung von Regelleistung und Regelarbeit durchgeführt. War zuvor eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann nunmehr Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern und unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt erbracht werden.

Bei der PRL erfolgt die Beschaffung in einem symmetrischen Band. Eine Differenzierung zwischen positiver und negativer Regelreserve erfolgt nicht. Auch wird bei der PRL nicht zwischen „Leistungsvorhaltung“ und „Leistungserbringung“ unterschieden, so dass es für diese Regelreserveart keine getrennte Ausschreibung von Leistung und Arbeit und dementsprechend auch keinen Regelarbeitsmarkt gibt.

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke. Mittlerweile bieten auch Batteriespeicher in zunehmendem Maße Regelleistung an. Unter den Erneuerbaren Energien wird Regelleistung heute – neben Wasserkraftanlagen – vor allem von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Mit einem weiterwachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden diese in Zukunft eine stärkere Verantwortung für die Stabilisierung der Stromversorgung übernehmen müssen. Um volatilen Erzeugern, wie z. B. Windenergieanlagen, die Teilnahme an den Regelreservemärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für SRL und MRL im Juni 2017 durch die Festlegungen BK6-15-158/159 neu geregelt. So erfolgte im Juli 2018 bei der SRL ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer kalendertäglichen Ausschreibung. Zudem wurden die Produktzeitscheiben deutlich auf vier Stunden verkürzt. Auf diese Änderungen sind insbesondere die dargebotsabhängigen Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen angewiesen, um eine Prognose und Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vornehmen zu können. Die MRL wurde unter anderem von einer werktäglichen auf eine ebenfalls kalendertägliche Ausschreibung umgestellt. Zudem wurden sowohl für die SRL als auch für die MRL neue

⁷¹ Ausschreibungen gemäß den Beschlüssen BK6-18-006 vom 13. Dezember 2018 und BK6-21-366 vom 18. Mai 2022. Siehe I.D.3.1

⁷² Gemeinsame Ausschreibung von Deutschland und Österreich seit Anfang 2020 gemäß den Beschlüssen BK6-18-064 vom 18. Dezember 2018 und BK6-19-160 vom 12. Dezember 2019.

⁷³ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sowie Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Regelungen zur Mindestangebotsgröße und zur Besicherung getroffen. Diese Rahmenbedingungen galten zunächst auch im Regelarbeitsmarkt weiter. Mit Implementierung der europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeitsmarkt, PICASSO (aFRR) und MARI (mFRR), betragen die Produktzeitscheiben im Regelarbeitsmarkt nun 15 Minuten mit einer Gate-Closure-Zeit von 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Der Regelarbeitsmarkt soll flexiblen Erzeugern eine Teilnahme an den Regelreservemärkten weiter erleichtern. Mit dem Erbringungstag 10. Dezember 2019 wurde die quartalsweise Bestimmung des Bedarfs für jeweils positive und negative SRL und MRL durch eine dynamische Dimensionierung des Bedarfs abgelöst. Das bedeutet, dass der individuelle Bedarf für jede 4-h-Produktzeitscheibe bestimmt wird. Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL sowie zeitgemäßer Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerb unter den Regelreserveanbietern bei. Die Zahl der in Deutschland präqualifizierten Anbieter von Regelreserve betrug bis zum 28. Januar 2022 bei der PRL 30 (2021: 29), für SRL 34 (2021: 35) und für MRL 34 (2021: 38). Die Zahl der präqualifizierten Anbieter ist somit bei der PRL leicht gestiegen und bei der SRL und MRL jeweils leicht zurückgegangen.

Vorhaltung von Primärregelleistung

Der Bedarf an PRL wird gemeinsam im Verbund der zentraleuropäischen ÜNB über den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E festgelegt und bestimmt sich durch die Annahme eines zeitgleichen Ausfalls der zwei größten Kraftwerksblöcke innerhalb des Synchrongebietes Kontinentaleuropa. Die Verteilung der aktuell insgesamt 3.000 MW auf die beteiligten ÜNB der verschiedenen Länder dieses Netzgebietes wird jährlich neu berechnet und richtet sich anteilig nicht nur nach der Stromeinspeisung des Vorjahres, sondern auch nach der Last. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass der vorzuhaltende PRL-Bedarf der deutschen ÜNB bis ins Jahr 2018 kontinuierlich leicht angestiegen ist. Mit dem Jahr 2019 ergab sich erstmals eine Abweichung von diesem Trend. Auch für die Jahre 2020 und 2021 ist die Vorhaltung leicht gesunken. In Deutschland wurde im Jahr 2021 PRL im Umfang von 562 MW ausgeschrieben. Da die Erzeugungsmengen in Deutschland in den letzten Jahren im Vergleich zu den anderen Ländern des Synchrongebietes Kontinentaleuropa tendenziell rückläufig sind, sank daher auch der deutsche PRL-Anteil. Ebenso ist der Anteil Deutschlands an der kontinentaleuropäischen Einspeisung und Last gesunken.

Elektrizität: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW in MW

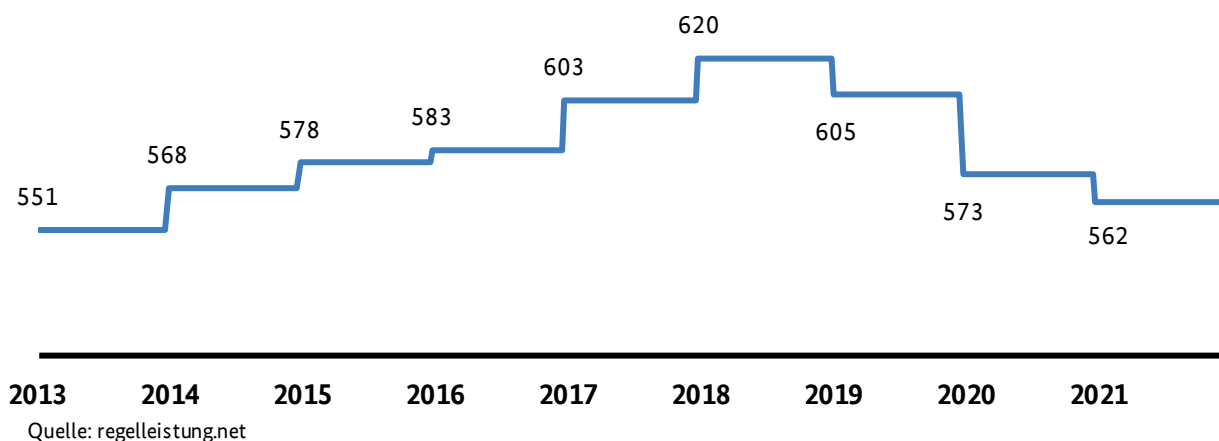
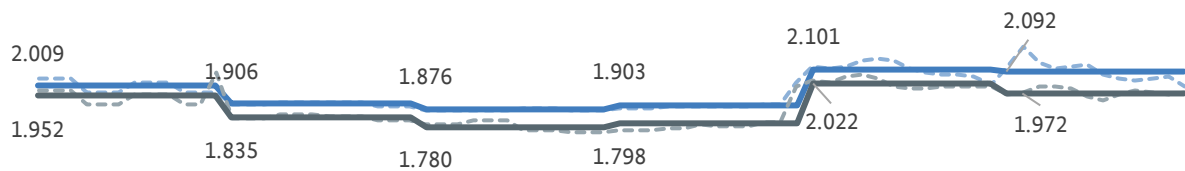


Abbildung 82: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Vorhaltung von Sekundärregelleistung

Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass im Jahr 2021 sowohl die durchschnittlich ausgeschriebene positive als auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL leicht gesunken sind. So lag die durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL bei 2.092 MW (2020: 2.101 MW) und die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL bei 1.972 MW (2020: 2.022 MW).

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlich ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW in MW



Jan 16	Jul 16	Jan 17	Jul 17	Jan 18	Jul 18	Jan 19	Jul 19	Jan 20	Jul 20	Jan 21	Jul 21
----- Sekundärregelleistung positiv						----- Sekundärregelleistung negativ					
----- Jahresdurchschnitt SRL positiv						----- Jahresdurchschnitt SRL negativ					

Quelle: regelleistung.net

Abbildung 83: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

In der nachfolgenden Tabelle fällt auf, dass die Leistungsspanne, deren Grenzen durch den Maximal- und Minimalwert bestimmt wird, sowohl für positive als auch negative SRL gegenüber den Vorjahren erneut größer geworden ist. Dies ist auf die Ende 2019 eingeführte dynamische Dimensionierung im 4-Stunden-Zeitraster der Regelleistung zurückzuführen, die zu einer höheren Bandbreite der ausgeschriebenen Mengen führt, da bspw. PV-Prognosefehler nachts nicht berücksichtigt werden müssen, die sich allerdings tagsüber stärker auswirken.

Elektrizität: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärregelleistung

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Sekundärregelleistung (positiv)	2016	1.973	2.054
	2017	1.890	1.920
	2018	1.869	1.907
	2019	1.882	2.131
	2020	1.618	2.218
	2021	1.618	2.669
Sekundärregelleistung (negativ)	2016	1.904	1.993
	2017	1.818	1.846
	2018	1.745	1.820
	2019	1.760	2.216
	2020	1.682	2.251
	2021	1.671	2.530

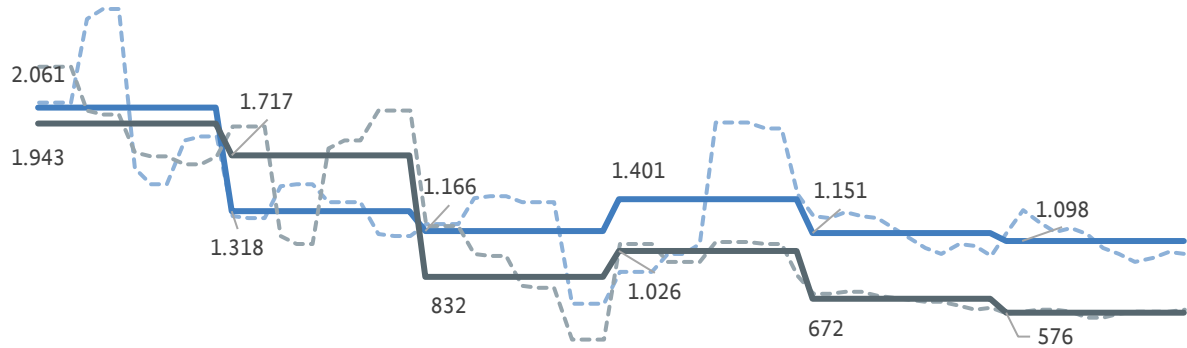
Quelle: regelleistung.net

Tabelle 83: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung

Vorhaltung von Minutenreserveleistung

Das Ausschreibungsvolumen im Bereich der positiven als auch negativen MRL ist im Jahr 2021 im Durchschnitt wieder gesunken, sodass die positive MRL im Jahresdurchschnitt mit 1.098 MW und die negative MRL durchschnittlich mit 576 MW ausgeschrieben wurde.

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlich ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW in MW



Jan 16	Jul 16	Jan 17	Jul 17	Jan 18	Jul 18	Jan 19	Jul 19	Jan 20	Jul 20	Jan 21	Jul 21
----- Minutenreserve positiv						----- Minutenreserve negativ					
----- Jahresdurchschnitt MRL positiv						----- Jahresdurchschnitt MRL negativ					

Quelle: regelleistung.net

Abbildung 84: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Elektrizität: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Minutenreserveleistung (positiv)	2016	1.504	2.779
	2017	1.131	1.850
	2018	641	1.419
	2019	874	1.952
	2020	337	1.406
	2021	339	1.740
Minutenreserveleistung (negativ)	2016	1.654	2.353
	2017	1.072	2.048
	2018	375	1.199
	2019	644	1.094
	2020	276	809
	2021	339	809

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 84: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve

2.2 Einsatz von Regelleistung

Elektrische Energie lässt sich nur in einem bestimmten Rahmen speichern. Um sicherzustellen, dass zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Menge an elektrischer Energie der Menge entspricht, die auch verbraucht wird, ist jeder Erzeuger und jeder Verbraucher einem Bilanzkreis zugeordnet. Der Bilanzkreisverantwortliche (Regionalversorger, Stromhändler, Lieferant etc.) ist verpflichtet, seinen Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu bewirtschaften. D. h., die in einem Bilanzkreis eingestellten Energiemengen und die aus ihm entnommenen Energiemengen müssen sich die Waage halten. Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem realen Verbrauch verschiedener Bilanzkreise innerhalb der vier Regelzonen in Deutschland gleichen sich dabei teilweise untereinander aus. Nur die verbleibende Abweichung, d. h. der Saldo aller Bilanzkreisungleichgewichte (sog. Saldo des Netzregelverbundes bzw. NRV-Saldo) wird durch den Einsatz von positiver oder negativer Regelleistung – in Form des Abrufs von positiver oder negativer Regelarbeit – egalisiert.

Anhand der nachfolgenden Darstellung ist zu erkennen, dass im Jahr 2021 der durchschnittliche Einsatz der positiven SRL mit 99 MW leicht gestiegen (2020: 97 MW) und der durchschnittliche Einsatz der negativen SRL mit 98 MW gesunken ist (2020: 118 MW). Der maximale Abruf dagegen liegt sowohl bei der positiven als auch negativen SRL niedriger als im Vorjahr.

Elektrizität: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV in MW

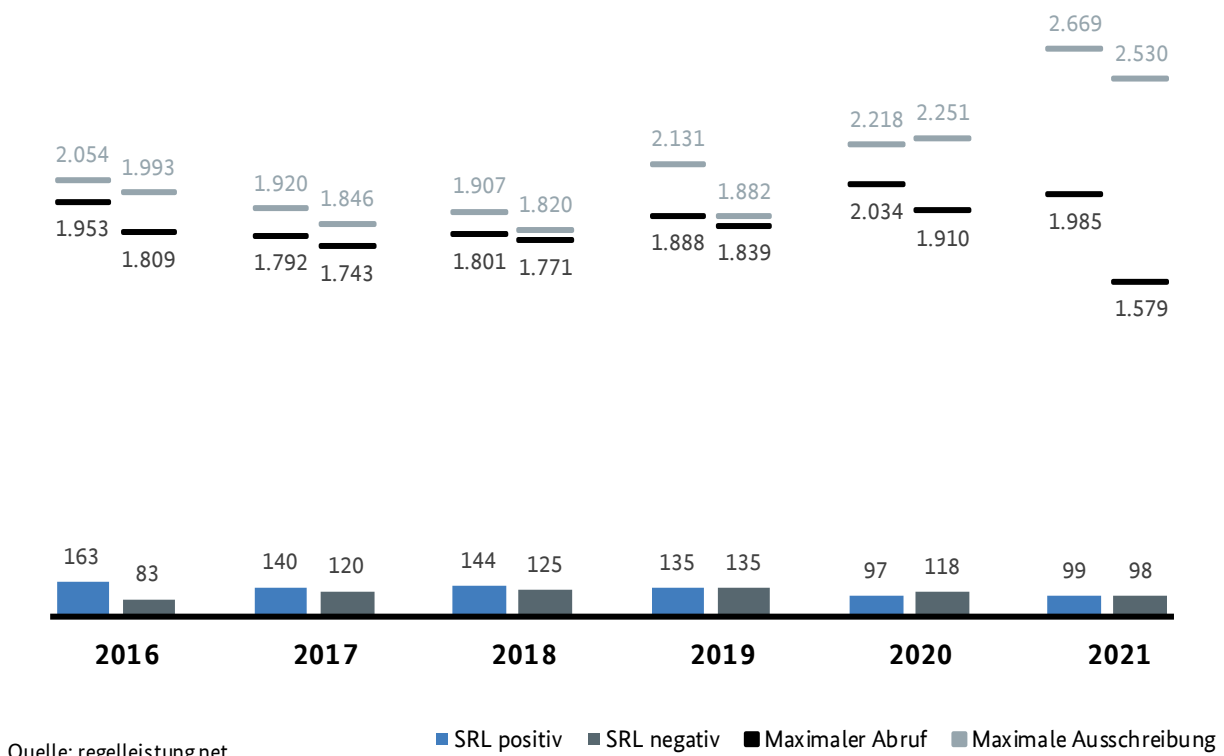
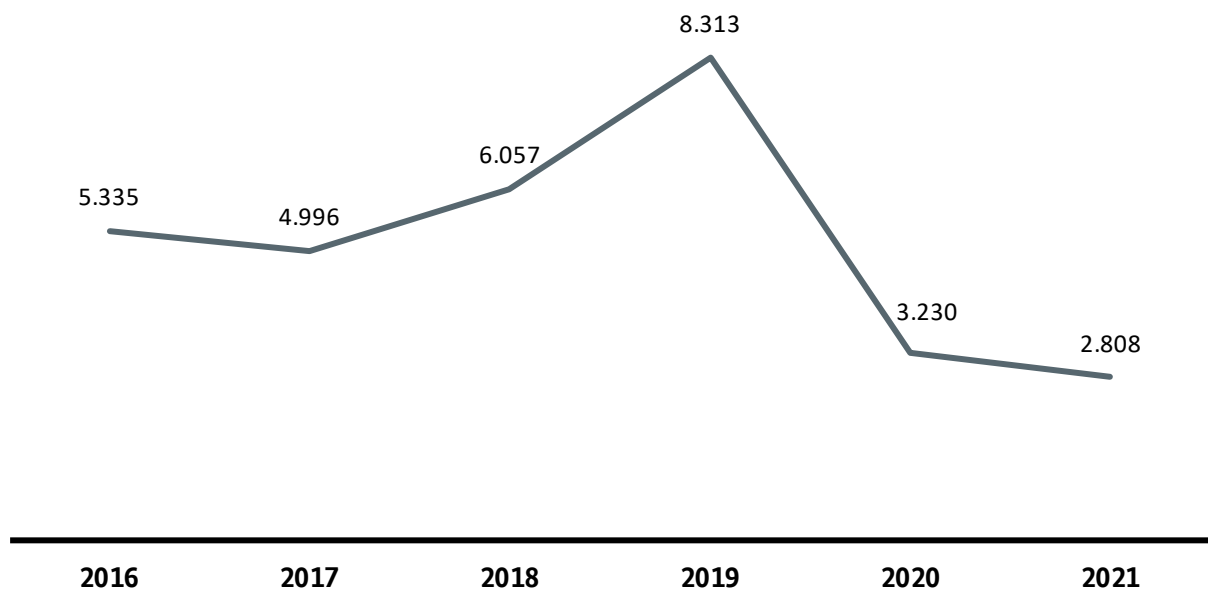


Abbildung 85: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV in MW

Bezogen auf das Jahr 2021 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 0,9 TWh (2020: 0,8 TWh) für positive SRL und 0,8 TWh (2020: 1,0 TWh) für negative SRL. Im Jahresmittel wurden 2021 knapp ein Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen SRL eingesetzt.

Die Bundesnetzagentur stellt auf der Plattform SMARD Marktdaten zur Regelleistung zur Verfügung. Dort kann man sich für die einzelnen Regelleistungsarten die vorgehaltenen und die abgerufenen Mengen grafisch oder tabellarisch anzeigen lassen.⁷⁴

Elektrizität: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung Abrufe



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 86: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Mit insgesamt 2.808 Abrufen im Jahr 2021 liegt die Einsatzhäufigkeit der MRL unter dem Vorjahreswert von 3.230 Abrufen. Im Jahr 2021 wurde die negative MRL insgesamt 1.192-mal eingesetzt (2020: 974). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich im Jahr 2021 in Summe auf 1.616 Abrufe (2020: 2.256)⁷⁵.

⁷⁴ <https://www.smard.de>

⁷⁵ Die Einsatzhäufigkeit der SRL ist hier nicht separat dargestellt, da sie in nahezu jeder Viertelstunde abgerufen wird.

Elektrizität: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV in MW

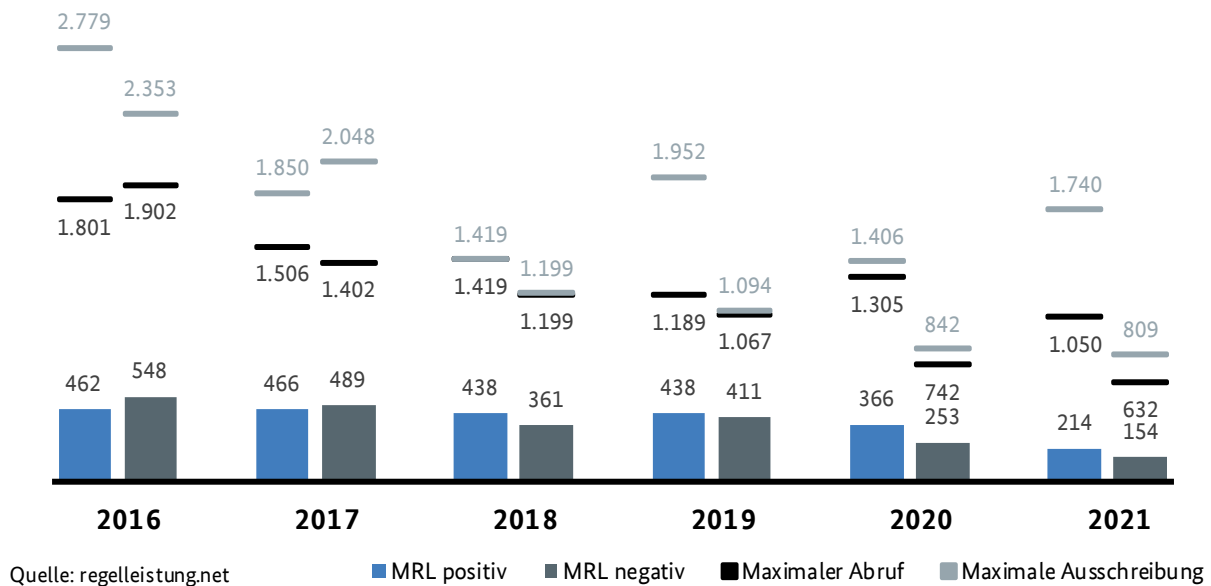


Abbildung 87: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV in MW

In den Viertelstunden, in denen die MRL abgerufen wird, werden im Durchschnitt fünf Prozent der ausgeschriebenen positiven MRL und sechs Prozent der ausgeschriebenen negativen MRL eingesetzt. Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich eingesetzte Leistung ist mit 214 MW im Jahr 2021 im Mittel niedriger als im Jahr 2020 (366 MW). Mit 154 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2021 sank die durchschnittlich eingesetzte Leistung im Vergleich zum Vorjahr deutlich (2020: 253 MW).

Während die SRL in fast jeder der 35.040 Viertelstunden eines normalen Jahres eingesetzt wird, kommt die MRL nur selten zum Einsatz. Daher ist die tatsächliche Einsatzhäufigkeit bei der SRL nahe der möglichen Einsatzhäufigkeit. Die eingesetzte Regularbeit der MRL betrug dagegen 2020 jeweils weniger als 1 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen MRL.

In der nachfolgenden Abbildung ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum der Jahre 2016 bis 2021 dargestellt. Nachdem die eingesetzte SRL und MRL zwischenzeitlich (2018 bis Mitte 2019) auf einem vergleichsweise hohen Niveau rangierte, ist der ursprüngliche Abwärtstrend aus den Jahren vor 2018 wieder zu beobachten. Diese Entwicklung dürfte insbesondere durch das Maßnahmenpaket zur Stärkung der Bilanzkreistreue begründet sein, welches die Bundesnetzagentur im ersten Quartal 2020 in Reaktion auf die im Juni 2019 aufgetretenen, erheblichen Systembilanzungleichgewichte erlassen hat. Im Wege der Festlegung wurden die Vorgaben zum frühzeitigen bilanziellen Ausgleich der Energiemengen in Bilanzkreisen in jeder Viertelstunde gestärkt, eine frühzeitige Übermittlung bestimmter Messwerte für eine zukünftig schnellere Aufklärung und Plausibilisierung von Systemungleichgewichten eingesetzt sowie eine Pönalregelung in der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises für einen stärkeren ökonomischen Anreiz zum Ausgleich der Energiemengen in den Bilanzkreisen angepasst.⁷⁶

⁷⁶ Vgl. Beschlüsse BK6-19-212, BK6-19-217 und BK6-10-218, jeweils vom 11. Dezember 2019.

Damit bestanden verstärkte Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, ihrer Pflicht zum Bilanzkreisausgleich mit bestmöglicher Sorgfalt nachzukommen, was sich in einer Verringerung von Systemungleichgewichten und insoweit in einem reduzierten Einsatz von SRL und MRL äußerte.

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL) in MW

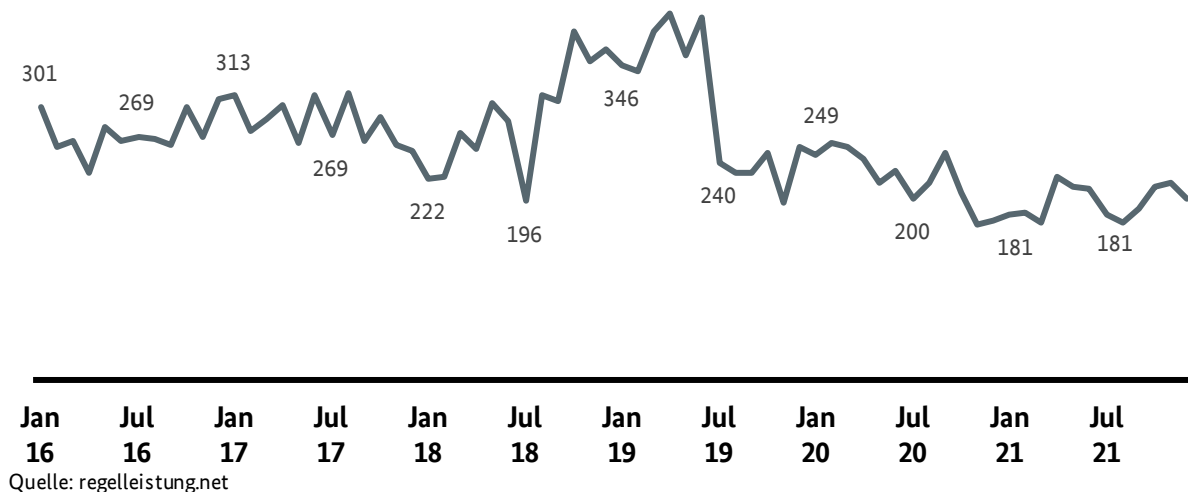


Abbildung 88: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL) in MW

2.3 Ausgleichsenergiepreise

Während die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Leistungspreis in die Netzentgelte der jeweiligen ÜNB einfließen und somit von den Verbrauchern getragen werden, werden die Kosten für den tatsächlichen Einsatz der Regelleistung – in Form des Abrufs von Regelarbeit – über den sogenannten Ausgleichsenergiepreismechanismus direkt mit den Verursachern der jeweiligen Bilanzkreisungleichgewichte abgerechnet. Die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung betragen im Jahr 2021 insgesamt 568,6 Mio. Euro (2020: 152,4 Mio. Euro). Der Anstieg der Vorhaltekosten kann hauptsächlich mit der generellen Entwicklung am Strommarkt erklärt werden. Mehr Informationen zur Vorhaltung von Regelleistung ist im Kapitel Kosten der Systemdienstleistungen zu finden. Ausgleichsenergie ist dabei die elektrische Energie, die benötigt wird, um das Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis auszugleichen. Während – wie oben bereits beschrieben – nur der entstandene Regelzonensaldo tatsächlich durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen wird, muss aber jedes einzelne Bilanzkreisungleichgewicht durch den verantwortlichen ÜNB mit positiver oder negativer Ausgleichsenergie bilanziert und dem für das Ungleichgewicht verantwortlichen Bilanzkreis in Rechnung gestellt werden (auch wenn das entstandene Ungleichgewicht durch das Ungleichgewicht eines anderen Bilanzkreises kompensiert werden kann). Die Menge an bilanzierter Ausgleichsenergie übersteigt damit meist die tatsächlich abgerufene Menge an Regelarbeit um ein Vielfaches. Die Ausgleichsenergiekosten werden dabei für jede Viertelstunde auf Basis eines regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) ermittelt. Der Ausgleichsenergiepreis wirkt damit wie eine Art Umlage, die die Kosten für die tatsächlich abgerufene Regelarbeit auf die Akteure verteilt, die ein Bilanzungleichgewicht verursacht haben.

Die genaue Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises basiert auf der seit Dezember 2012 wirksamen Festlegung BK6-12-024 der Bundesnetzagentur. Ziel der Festlegung ist es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu

vermeiden. Im Ergebnis weist die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises seit Dezember 2012 einen modularen Aufbau auf, der drei Berechnungsmodule umfasst: In Modul 1 erfolgt die grundlegende Berechnung des Ausgleichsenergiepreises, die bisher auf den Kosten und Erlösen der abgerufenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit basierte und seit Mitte des Jahres 2022 eine Preisbasierung aufweist. Ergänzend dazu sieht Modul 2 als „Anreizkomponente“ eine Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises vor, während Modul 3 die „Knappheitskomponente“ des Ausgleichsenergiepreises in Form des 80 Prozent-Kriteriums darstellt. Die im Juni 2019 im deutschen Übertragungsnetz aufgetretenen erheblichen Systembilanzungleichgewichte haben einen Anpassungsbedarf an der Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises verdeutlicht. Daher wurde die Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises im Jahr 2020 neu geregelt.⁷⁷ Durch die Neuregelung wird für Bilanzkreisverantwortliche ein stärkerer ökonomischer Anreiz geschaffen, auftretende Bilanzungleichgewichte über Stromhandelsgeschäfte auszugleichen, anstatt dafür Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, d. h. es wird Arbitrage gegen den Ausgleichsenergiepreis erschwert. Im Jahr 2021 wurde schließlich auch die Knappheitskomponente des Ausgleichsenergiepreises neu geregelt.⁷⁸ Die seit August 2021 zur Anwendung kommende Neuregelung der Knappheitskomponente soll auch in Zeiten großer Systemungleichgewichte den ökonomischen Anreiz zum Bilanzkreisausgleich über Stromhandelsgeschäfte sicherstellen und Arbitrage gegen den Ausgleichsenergiepreis vermeiden.

Elektrizität: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	reBAP in Euro/MWh
2016	1.212,80
2017	24.455,05
2018	2.013,51
2019	2.865,11
2020	15.859,10
2021	3.804,59

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 85: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Im Jahr 2022 wurde eine Anpassung der Berechnungsvorschriften für das Modul 1 sowie der damit in Zusammenhang stehenden Regelungen des Ausgleichsenergiepreissystems vorgenommen⁷⁹, da die Bildung des Ausgleichsenergiepreises im Zuge des Beitritts der deutschen ÜNB zu den o.g. europäischen Regularisierungsplattformen PICASSO und MARI den europäischen Vorgaben zu folgen hat. Statt der bisherigen, oben dargestellten „Kostenbasierung“ sehen diese eine „preisbasierte“ Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises auf Grundlage der grenzüberschreitenden Grenzarbeitspreise vor, die sich auf den genannten Plattformen für die überwiegende

⁷⁷ Vgl. Beschluss BK6-19-552 vom 11.05.2020, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-552/Beschluss/BK6-19-552_Beschluss.html.

⁷⁸ Vgl. Beschluss BK6-20-345 vom 11.05.2021, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-345/BK6-20-345_beschluss.html?nn=411978.

⁷⁹ Vgl. Beschluss BK6-21-192 vom 28. April 2022, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-192/BK6-21-192_beschluss.html?nn=411978.

Abrufriktion des betreffenden ÜNB in der relevanten Abrechnungszeitstunde gebildet haben. Um Fehlentwicklungen in Form hoher Regularbeitspreise bei Einführung der genannten Plattformen und deren Auswirkungen auf den Ausgleichsenergiepreis zu begrenzen, hat die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) auf Antrag der europäischen ÜNB eine übergangsweise reduzierte Preisobergrenze für Regularbeit in Höhe von 15.000 €/MWh genehmigt.⁸⁰ Das Auftreten hoher Ausgleichsenergiepreise infolge einer Fehlentwicklung der Regularbeitspreise hätte für Bilanzkreisverantwortliche, auch bei geringsten und unvermeidbaren Bilanzkreisabweichungen, enorme finanzielle Risiken bedeutet. Der durchschnittliche, mengengewichtete Preis für Ausgleichsenergie (pro Viertelstunde) im NRV ist im Jahr 2021 im Falle eines positiven NRV-Saldos (Unterspeisung, woraus der Einsatz positiver Regelleistung folgt; d. h. durch Regelreserveanbieter wird die Einspeisung von Energie erhöht oder der Verbrauch reduziert) gegenüber dem Vorjahr deutlich gestiegen und liegt bei 198,69 Euro/MWh (+96,71 Euro/MWh zum Vorjahr). Im Falle eines negativen NRV-Saldos (Überspeisung, woraus der Einsatz negativer Regelleistung folgt; d. h. durch Regelreserveanbieter wird die Einspeisung von Energie reduziert oder der Verbrauch erhöht) belief sich der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis auf 16,77 Euro/MWh und liegt somit zum ersten Mal im positiven Bereich. Für diese Entwicklung ist ebenfalls das bereits 2021 anziehende generelle Preisniveau auf den Großhandelsmärkten für Strom ursächlich. Werden üblicherweise bei der negativen Regularbeit auch Preise geboten - und später auch aktiviert - die eine Zahlungsrichtung vom Regelreserveanbieter an den ÜNB bedingt (insb. aufgrund gesparter Brennstoffkosten) ist das Preisniveau auch bei der negativen Regularbeit 2021 gestiegen, so dass sich im Durchschnitt ein positiver mengengewichteter Ausgleichsenergiepreis ergeben hat.

Elektrizität: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise in Euro/MWh

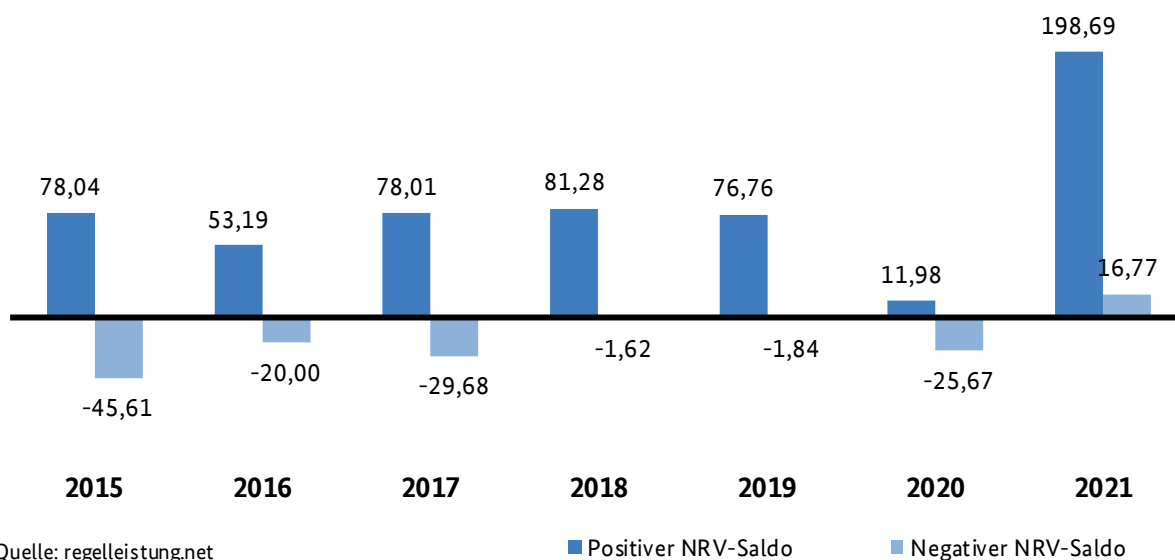


Abbildung 89: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

⁸⁰ Vgl. ACER-Entscheidung Nr. 03/2022 vom 25.02.2022 zu „Amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process“.

3. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelreserve

3.1 Internationale PRL-Kooperation

Durch die Kopplung der vormals nationalen PRL-Märkte ist der europaweit größte Markt für PRL (Primärregelleistung bzw. Frequenzhaltungsreserve, engl. Frequency Containment Reserves, FCR) mit einem Gesamtbedarf von etwas mehr als 1.400 MW entstanden, der sich mittlerweile wie folgt zusammensetzt:

Elektrizität: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F) in MW

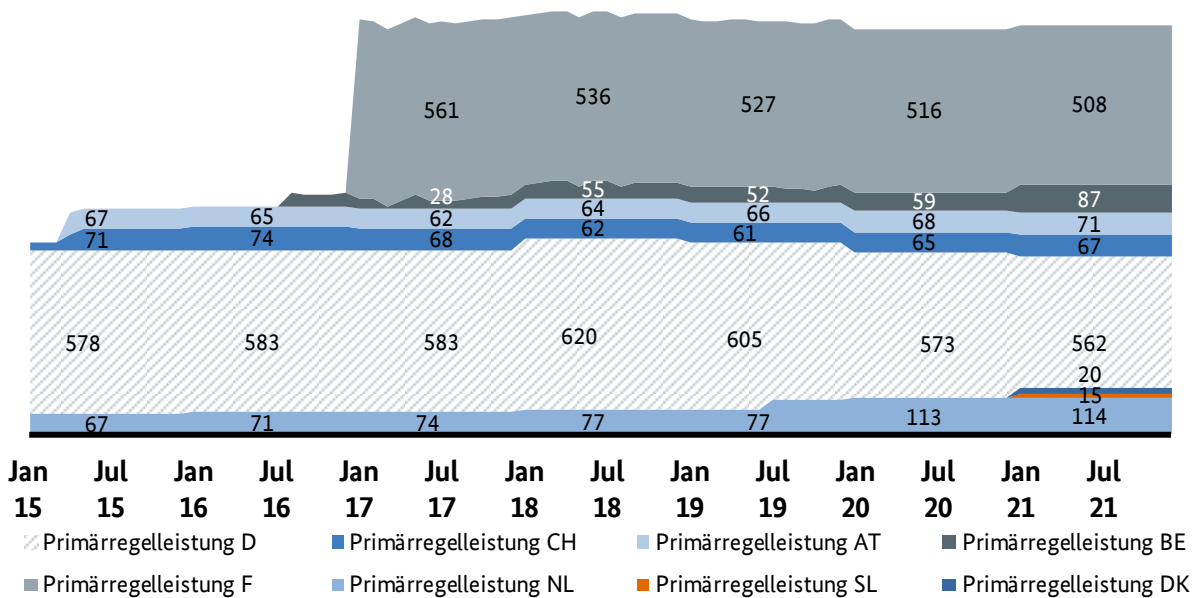


Abbildung 90: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (FR)

Der Gesamtbedarf von über 1.400 MW PRL, der durch die an der Kooperation beteiligten Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam beschafft wird, entspricht dem Anteil der Nettostromerzeugung und -verbrauch aller an der PRL-Kooperation beteiligten Länder an den 3.000 MW PRL, die für das gesamte Synchrongebiet vorgehalten werden. Die ca. 1.400 MW verteilen sich innerhalb der Kooperation dann ebenfalls wiederum nach den jeweiligen Anteilen an der Nettostromerzeugung und -verbrauch der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber.

Die gemeinsame PRL-Ausschreibung der an der Kooperation beteiligten ÜNB steht allen präqualifizierten Anbietern in den beteiligten Ländern offen und richtet sich nach gemeinsamen harmonisierten Bestimmungen, die von den zuständigen Regulierungsbehörden gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (VO (EU) 2017/2195) genehmigt worden sind (vgl. BK6-18-006, BK6-21-366).

Im vergangenen Jahr sind die ÜNB aus Dänemark (energinet.dk) und Slowenien (ELES) der Kooperation beigetreten. Der ÜNB aus der Tschechischen Republik (CEPS) wird voraussichtlich 2023 der PRL-Kooperation mit seinem gesamten PRL-Bedarf beitreten.

3.2 Start des Wirkbetriebs der europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit

Im Zuge der Umsetzung der VO (EU) 2017/2195, die auf eine Integration der europäischen Regelarbeitsmärkte abzielt, wird eine Zusammenarbeit der europäischen ÜNB beim grenzüberschreitenden Austausch von Regelarbeit etabliert. Durch die Schaffung gemeinsamer Plattformen wird der Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR = Frequency Restoration Reserves; entsprechen der deutschen SRL und MRL) gefördert.

Ausgehend von der Genehmigung der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) wurden die Plattformen durch die europäischen ÜNB etabliert: Die Plattform „PICASSO“ (gemäß Art. 21 VO (EU) 2017/2195) setzt seit Juni 2022 den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung (aFRR; entspricht der deutschen SRL) um, und die Plattform „MARI“ (gemäß Art. 20 VO (EU) 2017/2195) wickelt seit Oktober 2022 den grenzüberschreitenden Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (mFRR; entspricht der deutschen MRL) ab. Die deutschen ÜNB sind unter den ersten ÜNB, die beide Plattformen bereits nutzen. Bis 2024 werden die weiteren europäischen ÜNB sukzessive den Plattformen beitreten.

4. Abschaltbare Lasten

4.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen

Die gesetzliche Grundlage der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Diese trat erstmals im Januar 2013 in Kraft und wurde durch Inkrafttreten der novellierten Fassung am 01. Oktober 2016 abgelöst. Das Außerkrafttreten der AbLaV zum 01.07.2022 hatte auf die Beschaffung und den Einsatz der abschaltbaren Lasten im Berichtszeitraum keine Auswirkungen. Die Ausschreibungen der ÜNB erfolgten wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für eine Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an sofort abschaltbaren Lasten sowie einer Gesamtab-schaltleistung von 750 Megawatt an schnell abschaltbaren Lasten.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die im Jahr 2021 angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. Über den gesamten zeitlichen Verlauf ist hinsichtlich der sofort abschaltbaren Lasten eine kontrahierte Abschaltleistung zu erkennen, die noch deutlich unterhalb der insgesamt ausgeschriebenen Abschaltleistung in Höhe von 1500 Megawatt liegt.

Die maximal bezuschlagte SNL Leistung betrug im Berichtszeitraum bis zu 863 Megawatt. Der Grund für Be-zuschlagung einer Abschaltleistung von mehr als 750 Megawatt ergibt sich insoweit aus § 11 AbLaV. Über die Ausschreibungsmenge hinausgehende Zuschläge sind demnach für jeweils ein weiteres Angebot zu erteilen, wenn die Ausschreibungsmenge von 750 Megawatt ohne diesen weiteren Zuschlag nicht erreicht sind. In 46 Ausschreibungen überstieg die kontrahierte Leistung an SNL die Ausschreibungsmenge von 750 Megawatt.

Die maximal bezuschlagte SOL Leistung im Jahr 2021 betrug hingegen lediglich 517 Megawatt. Damit ist im Vergleich zum Vorjahr (519 Megawatt) kein Anstieg festzustellen. Zudem liegt die maximal kontrahierte Abschaltleistung an SOL weiterhin deutlich unter der auszuschreibenden Gesamtabeschaltleistung an sofort abschaltbaren Lasten in Höhe von 750 Megawatt.

Elektrizität: Im Zeitraum von Januar 2021 bis Dezember 2021 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten in MW je Kalenderwoche (KW)

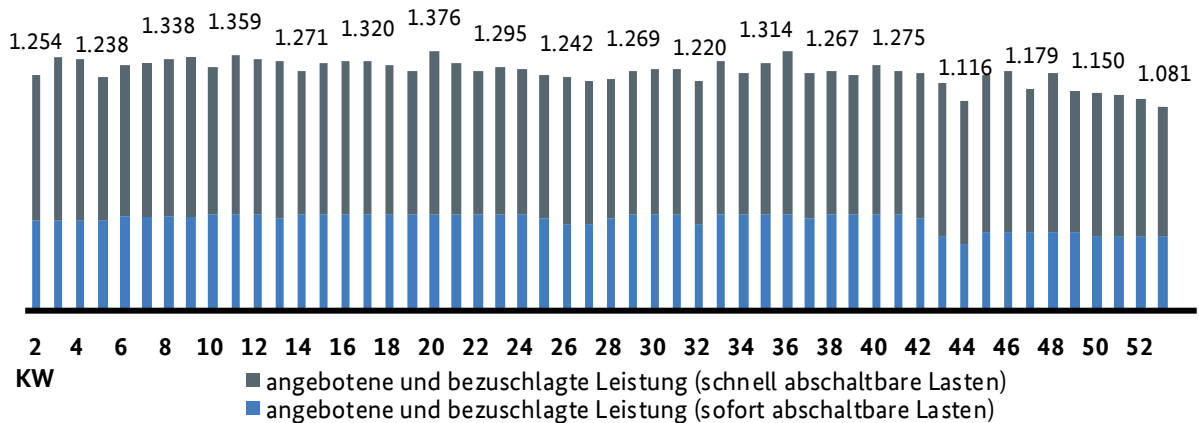


Abbildung 91: Im Zeitraum von Januar 2021 bis Dezember 2021 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung [MW] getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

4.2 Präqualifizierte Leistung

Insgesamt waren neun Verbrauchseinrichtungen erfolgreich als sofort abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabeschaltleistung in Höhe von 797 MW im Berichtsjahr 2021 präqualifiziert. Des Weiteren waren in 2021 insgesamt 49 Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 als schnell abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabeschaltleistung in Höhe von 1.726 MW präqualifiziert. Es wurden keine abschaltbaren Lasten als Konsortien gem. § 2 Nr. 12 AbLaV präqualifiziert. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion GmbH angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den Regelzonen der 50Hertz GmbH, der Tennet TSO GmbH und der TransnetBW GmbH.

4.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2021 wurden abschaltbare Lasten an 4 Tagen zur Erhaltung der Systembilanz, also vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine maximale Abschaltleistung am 14. August 2021 von 891 Megawatt abgerufen. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten zur Erhaltung der Systembilanz erfolgte parallel zum Abruf von positiver Minutenreserve. Zum Redispatch wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2021 nicht eingesetzt.

Insgesamt haben sich die kontrahierten sofort abschaltbaren Lasten für 11.442 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 37.6470 MWh Abschaltarbeit durch die sofort abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Schnell abschaltbare Lasten haben sich in 2021 hingegen für 35.403 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 632.892 MWh Abschaltarbeit durch die schnell abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Damit wird die Möglichkeit, die kontrahierte Abschaltleistung am Vortag als nicht verfügbar zu melden, durch die abschaltbaren Lasten im nennenswerten Umfang genutzt. Die Lasten stehen damit den Übertra-

gungsnetzbetreibern zum Systembilanzausgleich und zum Redispatch in diesen Zeiträumen nicht zur Verfügung. Im gesamten Zeitraum haben sich jedoch die kontrahierten Lasten nicht aufgrund einer alternativen Vermarktung am Regelenergiemarkt oder am Spotmarkt als nicht verfügbar gemeldet.

4.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der im Vergleich zum Vorjahr geringeren Nutzung der abschaltbaren Lasten fallen im Jahr 2021 erneut niedrigere Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 1.080.183 (2020: 1.200.460 Euro; 2019: 2.933.093 Euro; 2018: 952.774 Euro) an. Die Kosten für die Leistungsvorhaltung der abschaltbaren Lasten sind mit 29.765.393 Euro (2020: 30.124.235 Euro; 2019: 28.013.447 Euro; 2018: 26.770.491 Euro) ebenfalls leicht gesunken. Die Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten sinken in 2021 auf 205.150 Euro (2020: 454.00 Euro; 2019: 306.112 Euro; 2018: 355.023 Euro). Die Gesamtkosten der abschaltbaren Lasten betragen im Jahr 2021 somit 31.050.727 Euro (2020: 31.778.695 Euro; 2019: 31.252.653 Euro; 2018: 28.078.289 Euro).

4.5 Zuschaltbare Lasten (NsA)

Die Bundesnetzagentur hat im Januar 2018 die Festlegung einer freiwilligen Selbstverpflichtung namens „Nutzen statt Abregeln“ gegenüber den drei betroffenen Übertragungsnetzbetreibern TenneT, Amprion und 50Hertz getroffen. Danach können die Übertragungsnetzbetreiber mit KWK-Anlagenbetreibern im sog. „Netzausbaugebiet“ Verträge über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bei gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abschließen. Dadurch sollen im Netzausbaugebiet Einspeisemanagement-Maßnahmen vermieden und zugleich neue Redispatchpotenziale erschlossen werden. Durch die Neuregelung im EnWG 2021 ist die Beschränkung auf das Netzausbaugebiet entfallen und wird die Regelung ausgeweitet. Das EnWG 2022 sieht nunmehr ein neues Ausschreibungsverfahren ab 2023 für das Jahr 2030 vor.

Eine Anlage ist nach den bisherigen Regelungen gem. Selbstverpflichtungen geeignet, einen Engpass kostengünstig und effizient zu beseitigen, wenn die aus dem vermiedenen Einspeisemanagement resultierenden Einsparungen voraussichtlich über die Dauer der auf die Inbetriebnahme folgenden fünf Jahre (Dauer der Verträge) mindestens die voraussichtlichen erforderlichen Investitionskosten decken. Es kommt also eine übergreifende – keine netzkostenbezogene – Effizienzbetrachtung zur Anwendung.

Die genannten Übertragungsnetzbetreiber haben seit 2018 Anlagenbetreibern den Abschluss entsprechender Verträge angeboten. In der Regelzone 50Hertz wurden seither sechs Verträge geschlossen. Das Redispatch-Potential der kontrahierten Anlagen beträgt rund 202 MW.

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

1. Stromhandel und Marktkopplung

Die Länder der Europäischen Union sind elektrisch in Verbundsystemen gekoppelt. Deutschland agiert hier als eine zentrale Drehscheibe. Im Rahmen der Weiterentwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes wachsen die Strommärkte noch enger zusammen, wodurch der grenzüberschreitende Handel erleichtert und eine sichere, kosteneffiziente und nachhaltige Stromversorgung gewährleistet werden.

Die Bundesnetzagentur arbeitet gemeinsam mit den anderen Regulierungsbehörden Europas (National Regulatory Authorities – NRAs) und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) an der Umsetzung der Vorgaben der Europäischen Union.

Der Strombinnenmarkt ist in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit eine einheitliche Preiszone. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel engpassfrei (also ohne Kapazitätsrestriktionen) vom Erzeuger zum Verbraucher abgewickelt. Damit das funktioniert, werden innerhalb einer Gebotszone die physikalischen Engpässe entweder durch Redispatch-Maßnahmen und Netzausbau behoben oder bei der Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt. Der europäische Rechtsrahmen mit seinen Vorgaben für steigende Mindestkapazitäten engt jedoch den Spielraum bei der Kapazitätsberechnung zunehmend ein, sodass der Druck auf den Netzausbau und Redispatchmaßnahmen steigt.

Wenn in Europa Strom mit dem Ziel der tatsächlichen Lieferung gehandelt wird, so erfolgt dies hauptsächlich in zwei Zeitscheiben:

- Im vortägigen Handel (Day-Ahead) wird der Strom für den nächsten Tag auktioniert. Die Auktion läuft nach dem Markträumpreis-Verfahren (marginal pricing) ab, bei dem das letzte bezuschlagte Gebot den Preis für alle anderen Gebote festlegt.
- Im untertägigen Handel (Intraday) wird der Strom hauptsächlich kontinuierlich gehandelt (in Stunden, halben Stunden und Viertelstunden als Erfüllungszeiträume). Dabei erhält jedes bezuschlagte Gebot seinen eigenen Preis (pay as bid).

In Europa sind sowohl der Day-Ahead- als auch der Intraday-Markt größtenteils gekoppelt. Dies bedeutet, dass freie Kapazität zwischen Gebotszonen direkt an die verauktionierte Strommenge geknüpft ist, so dass weder der Verkäufer noch der Käufer die Weiterleitung, also die grenzüberschreitende Kapazität, berücksichtigen muss. Dieses Verfahren, bei dem sich beide Handelspartner in unterschiedlichen Gebotszonen befinden und ohne weitere Schritte miteinander Handel betreiben, nennt sich implizite Kapazitätsvergabe. Im Gegensatz dazu gibt es - die an Bedeutung verlierende - explizite Kapazitätsvergabe, bei der zusätzlich zum eigentlichen Handelsgeschäft Übertragungsrechte zwischen Gebotszonen erworben werden müssen.

Im SDAC (Single Day-Ahead Coupling) sind mittlerweile sämtliche Länder der Europäischen Union vollständig miteinander verbunden.

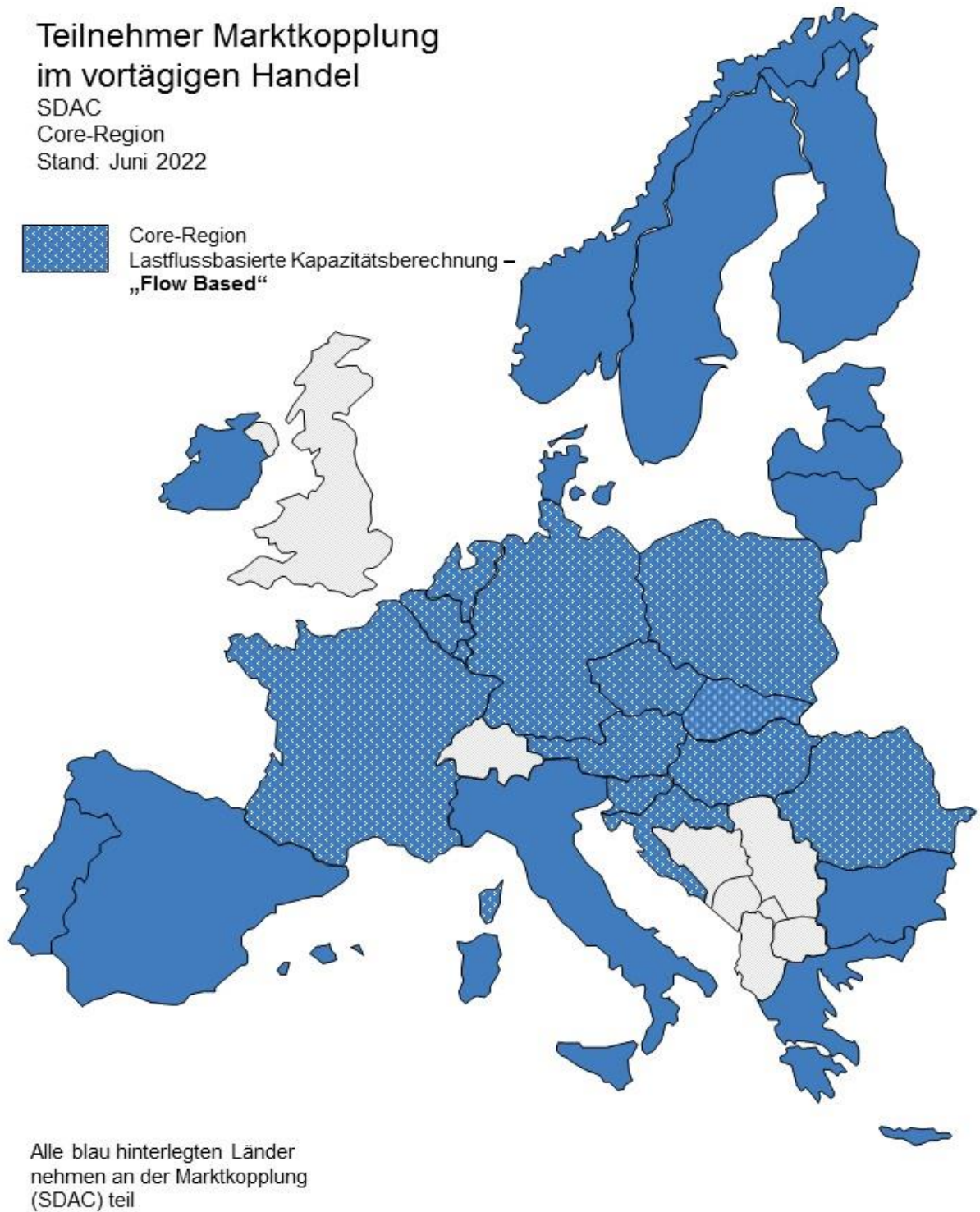


Abbildung 92: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel in 2022

Ziel der Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der im Day-Ahead und Intraday verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Ländern. Im Ergebnis führt das SDAC zu einer Preisangleichung im Day-Ahead-Markt, wobei die Kapazitätszuteilung auf die einzelnen Grenzen auch unter Berücksichtigung der möglichen Wohlfahrtseffekte erfolgt. Zu beobachten ist, dass die Preiskonvergenz (als ein möglicher Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten) in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen.

2. Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel

Die Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen sind ein knappes Gut. Limitierte Kuppelkapazitäten und auch interne Netzelemente mit hoher Sensitivität für den grenzüberschreitenden Handel können eine natürliche physikalische Begrenzung für den grenzüberschreitenden Stromhandel bilden.

Die den Strommärkten im Day-Ahead-Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten werden in Europa auf zwei Arten ermittelt: einerseits mittels der „Net Transfer Capacity (NTC)“-Berechnung und andererseits durch den „Flow-Based Market Coupling (FBMC)“-Algorithmus.

Net Transfer Capacity (NTC)

Beim NTC-Verfahren stimmen die Übertragungsnetzbetreiber an einer Grenze die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten – auch für längerfristige Kapazitäten – beidseitig grenzüberschreitend untereinander ab. Das Minimum der Vorschläge von beiden Parteien bestimmt dabei die Gesamthöhe der Handelskapazität an der Grenze. Prägend sind dabei Erfahrungswerte für die Belastbarkeit des zur Grenze hinführenden Teils des jeweiligen Netzes.

Flow-Based Market Coupling (FBMC)

In der lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling, FBMC) wird die Übertragungskapazität algorithmisch berechnet. Anhand eines Netzmodells und des Handelsergebnisses wird eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Dabei werden bei dieser Berechnungsmethode nicht nur eine einzelne Gebotszonengrenze, sondern alle sich im betrachteten Bereich ergebenden Stromflüsse unter Berücksichtigung der für den Handel relevanten Leitungen miteinbezogen.

Die Verordnung (EU) 2015/1222 vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (VO (EU) 2015/1222) definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell in Zentraleuropa. Aus diesem Grund muss jede Region begründen, falls sie sich bei ihrer Kapazitätsberechnungsmethodik nicht für einen Flow-Based Ansatz entscheidet. Im Juni 2022 ist die lastflussbasierte Marktkopplung der Core-Region für den vortägigen Handelsbereich gestartet.

Die Region umfasst die Gebotszonengrenzen zwischen insgesamt 13 Ländern aus Zentralwest- und Ost-Europa: Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn. Mit der Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Core-Region konnte ein wesentlicher Meilenstein der europäischen Marktkopplung und ein Hauptziel der VO (EU) 2015/1222 erfolgreich abgeschlossen werden. Durch die effizientere Bestimmung der grenzüberschreitenden Austausche und tatsächlichen Lastflüsse, haben Marktakteure noch bessere Handelsmöglichkeiten, da Angebot und Nachfrage sowie die betriebssicher verfügbare Übertragungskapazität miteinander in

Einklang gebracht werden. Der Ansatz dient damit zudem der noch stärkeren Integration Erneuerbarer Energien im gemeinsamen Strombinnenmarkt in den kommenden Jahren. Bis Juni 2023 ist die Ausweitung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der Core-Region auf den Intraday-Bereich vorgesehen.

3. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Die mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität ist die Übertragungsleistung, die zwischen zwei Gebotszonen über das Jahr gemittelt stündlich dem Markt zur Verfügung gestellt wurde. Es wurden sowohl die Import- als auch die Exportkapazitäten ausgewertet. Für die beiden in Kapitel I.E.2 vorgestellten Verfahren wurden unterschiedliche Methoden angewandt:

Net Transfer Capacity (NTC)

Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden für diesen Bericht die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen NTC-Werte der deutschen ÜNB herangezogen. Die gemittelten Durchschnittswerte stellen die grundsätzlich dem Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten dar, ohne vollständig in beide Handelsrichtungen genutzt zu werden.

Flow-Based Market Coupling (FBMC)

Den aus dem FBMC resultierenden genutzten Handelskapazitäten liegt immer eine Wohlfahrtsoptimierung zugrunde, so dass diese Werte nicht die tatsächlich zur Verfügung gestellte mittlere Übertragungskapazität widerspiegeln. Da die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten im FBMC voneinander abhängig sind, kann anders als beim NTC Verfahren kein unabhängiger Wert pro Grenze ausgewiesen werden. Als Schätzwert wird je Grenze eine Handelskapazität ausgewertet, welche nur erreichbar ist, falls an allen anderen FBMC Grenzen kein Stromhandel stattfindet. Aus diesem stündlichen Wert wurden dann die mittleren Übertragungskapazitäten gebildet.

Aufgrund des fundamental unterschiedlichen Ansatzes können Kapazitätswerte von NTC- und FBMC-Grenzen nicht direkt miteinander verglichen werden. Für eine Betrachtung der Entwicklung der deutschen Import- und Exportkapazitäten wurden die Werte daher aggregiert und in den nachfolgenden Tabellen separat aufgeführt.

Elektrizität: Importkapazität

Grenze	2019	2020		2021	
			Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent		Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent
NTC					
CH → DE	3.491,04	3.707,67	6	3.628,99	-2
CZ → DE	1.416,35	1.420,55	0	1.375,81	-3
DK → DE	1.782,23	1.900,75	7	2.644,19	39
NO → DE *		23,50		668,70	2.746
PL → DE	1.249,22	1.414,65	13	1.376,12	-3
SE → DE	533,56	516,23	-3	548,29	6
Flow-based					
AT → DE	5.080,67	5.028,24	-1	4.945,28	-2
BE → DE		571,59		922,15	61
FR → DE	3.748,00	4.810,14	28	5.298,74	10
NL → DE	3.246,32	3.560,67	10	4.110,64	15

* Inbetriebnahme Ende 2020, Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 86: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten

Elektrizität: Exportkapazität

Grenze	2019	2020		2021	
			Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent		Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent
NTC					
DE → CH	1.342,98	1.263,67	-6	1.346,61	7
DE → CZ	1.348,30	1.050,24	-22	1.054,81	0
DE → DK	1.965,43	2.180,85	11	2.931,48	34
DE → NO *		35,30		1.134,26	3.113
DE → PL	904,03	1.042,28	15	1.054,81	1
DE → SE	248,55	321,57	29	462,40	44
Flow-based					
DE → AT	4.984,73	4.864,04	-2	4.987,86	3
DE → BE		571,59		922,18	61
DE → FR	5.488,41	5.820,48	6	6.102,20	5
DE → NL	3.301,61	3.016,47	-9	3.205,74	6

* Inbetriebnahme Ende 2020; Quelle: ÜNB, ENTSO-E

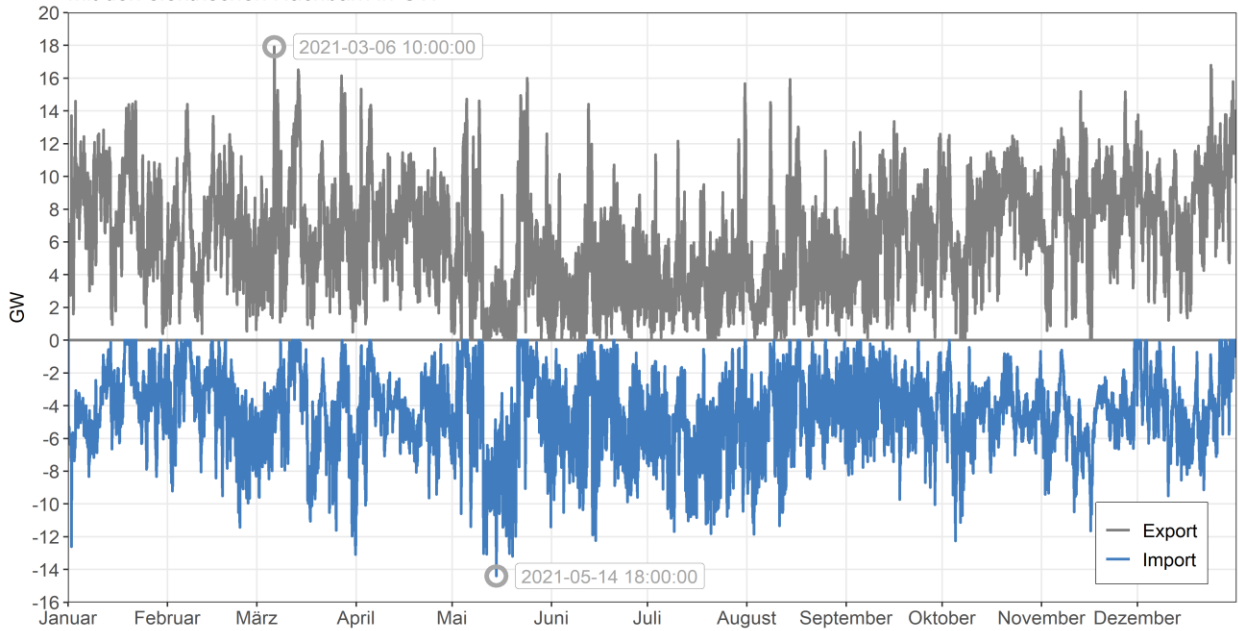
Tabelle 87: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten

Gründe für die langfristigen Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem der Zubau von Leitungen und anderen Netzelementen (z. B. Phasenschiebern oder Transformatoren). Zudem wurde in der CWE-Region für das Flow Based Market Coupling ein Mindestanteil der Leitungskapazität von 20 Prozent (minRAM) angewendet, welcher auch in der Core-Region weiter Bestand hat. Zusätzlich wurde zum 1. Januar 2020 im Zuge des Clean Energy for all Europeans Package (CEP) eine Mindesthandelskapazität für alle Grenzen bestimmt. Rückgänge der Kapazitäten im Jahresvergleich können u. a. auch durch Ausfälle und Wartungsarbeiten begründet sein. Die Stromhandelskapazität an der Grenze Dänemark-West und Deutschland ist im Wesentlichen durch ein Sonderregime bestimmt (vgl. Abschnitt IC5.2.5 zu Countertrading).

In der folgenden Abbildung sind die über alle elektrischen Grenzen Deutschlands aufsummierten Export- und Importleistungen im Jahresverlauf sowie als Jahresdauerlinie (Export und Import jeweils absteigend nach dem größten absoluten Wert sortiert) dargestellt. Es ist zu beachten, dass die in der Jahresdauerlinie gezeigten Werte für Export- und Importleistung bei hohen absoluten Werten nicht gleichzeitig realisiert werden.

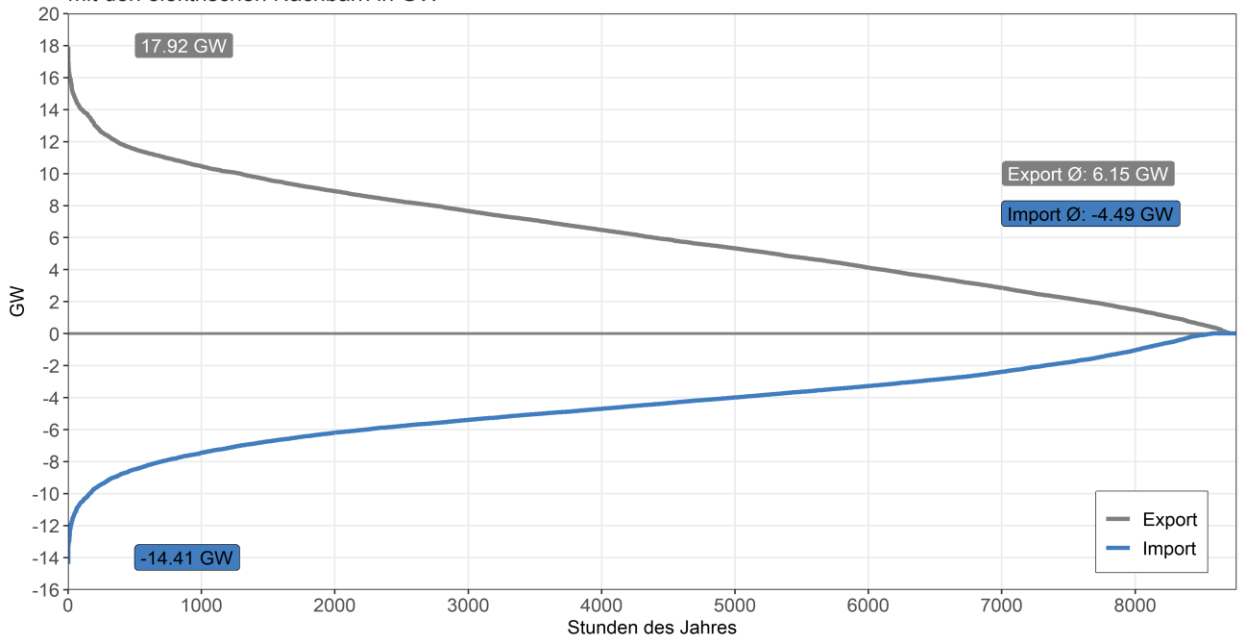
Elektrizität: Export- und Importleistung in GW

Jahresverlauf von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2021 mit den elektrischen Nachbarn in GW



Quelle: ÜNB

Jahresdauerlinie von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2021 mit den elektrischen Nachbarn in GW



Quelle: ÜNB

Abbildung 93: Export- und Importleistung

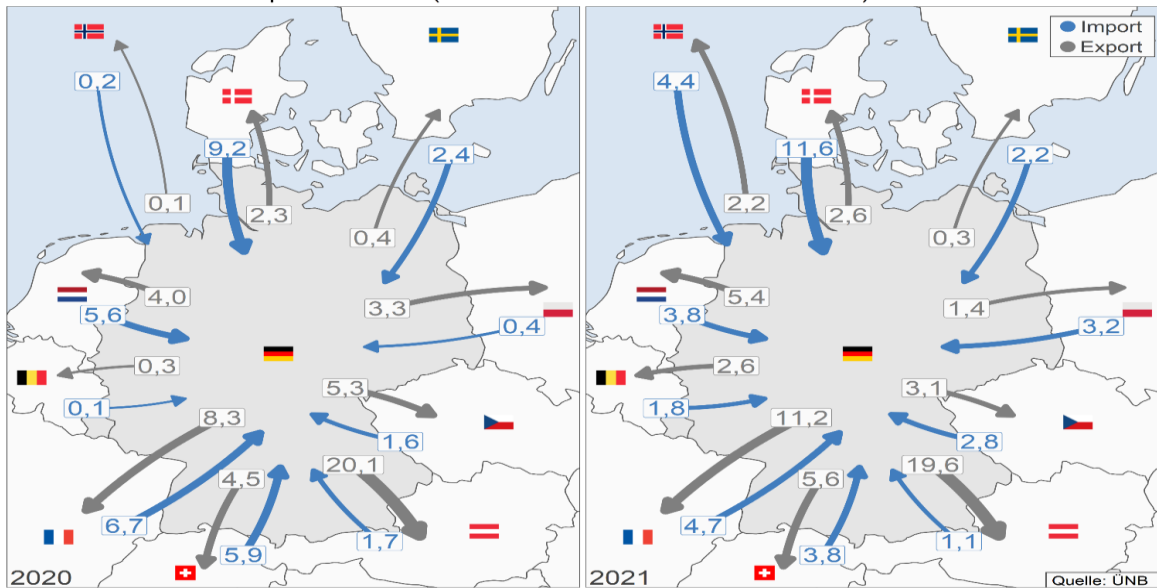
4. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Den realisierten Verbundaustauschfahrplänen als Handelsflüssen, auf denen die voranstehenden Analysen beruhen, stehen die an den Gebotszonengrenzen gemessenen physikalischen Lastflüsse gegenüber. Im Idealfall wäre der Saldo von physikalischen Lastflüssen und Handelsflüssen in der Gesamtbetrachtung nahezu

identisch. Durch ungeplante Flüsse (Ring- und Transitflüsse, siehe dazu auch Abschnitt IE5 ab Seite 251), Übertragungsverluste, grenzüberschreitenden Redispatch und Messtoleranzen kommt es jedoch häufig zu Abweichungen. Da der physikalische Stromfluss immer den Weg des geringsten Widerstandes nimmt, weichen physikalische Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse an einzelnen Grenzen teilweise stark voneinander ab (siehe Abbildung unten). Dies ist bei einem stark vermaschten Netz mit einer großen Gebotszone unvermeidbar.

Elektrizität: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse

Verbundaustauschfahrpläne in TWh (Grenzüberschreitender Stromhandel)



Physikalische Lastflüsse in TWh

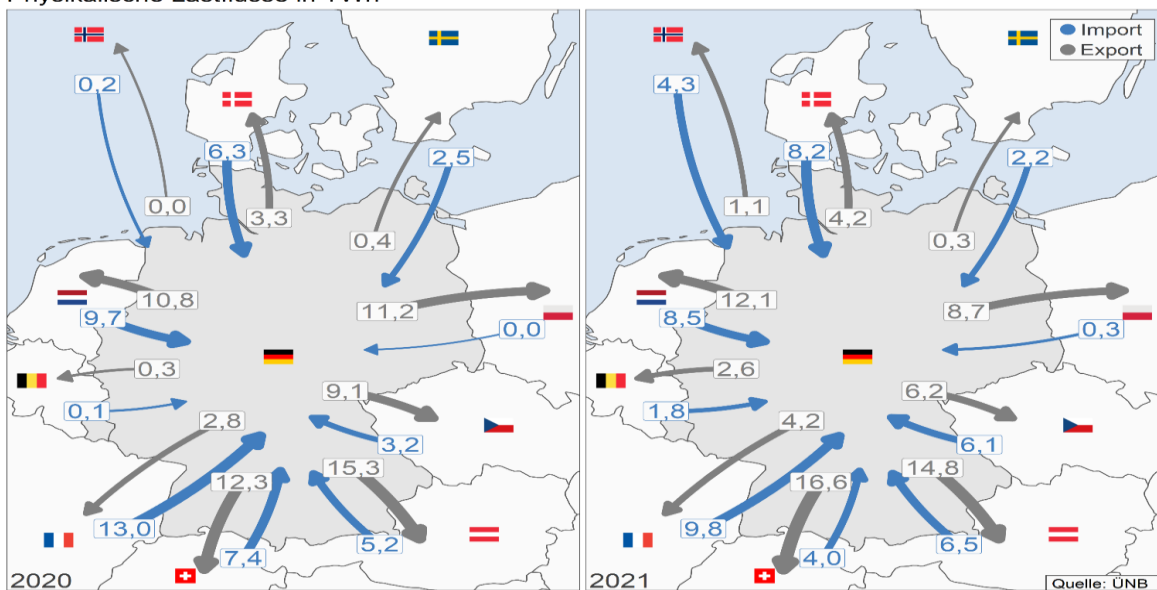


Abbildung 94: Verbundaustauschfahrpläne und physikalische Lastflüsse

Die realisierten Verbundaustauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und in der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend. Die vorangegangene Abbildung stellt die in den Jahren 2020 und 2021 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse bildlich dar, während die nachfolgenden Tabellen die Werte in komprimierter Form zusammenfassen.

Elektrizität: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2020	verbindliche Verbundaustausch- fahrpläne 2020	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2021	verbindliche Verbundaustausch- fahrpläne 2021
Import	47,6	33,7	51,7	39,3
Export	65,4	48,6	70,8	53,8
Saldo	17,8	14,8	19,1	14,5

Quelle: ÜNB

Tabelle 88: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse

Elektrizität: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2020	Verbundaustausch- fahrpläne 2020	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2021	Verbundaustausch- fahrpläne 2021
AT → DE	5,2	1,7	6,5	1,1
BE → DE	0,1	0,1	1,8	1,8
CH → DE	7,4	5,9	4,0	3,8
CZ → DE	3,2	1,6	6,1	2,8
DK → DE	6,3	9,2	8,2	11,6
FR → DE	13,0	6,7	9,8	4,7
NL → DE	9,7	5,6	8,5	3,8
NO → DE	0,2	0,2	4,3	4,4
PL → DE	0,0	0,4	0,3	3,2
SE → DE	2,5	2,4	2,2	2,2

Quelle: ÜNB

Tabelle 89: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Elektrizität: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2020	Verbund austauschfahrpläne 2020	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2021	Verbund austauschfahrpläne 2021
DE → AT	15,3	20,1	14,8	19,6
DE → BE	0,3	0,3	2,6	2,6
DE → CH	12,3	4,5	16,6	5,6
DE → CZ	9,1	5,3	6,2	3,1
DE → DK	3,3	2,3	4,2	2,6
DE → FR	2,8	8,3	4,2	11,2
DE → NL	10,8	4,0	12,1	5,4
DE → NO	0,0	0,1	1,1	2,2
DE → PL	11,2	3,3	8,7	1,4
DE → SE	0,4	0,4	0,3	0,3

Quelle: ÜNB

Tabelle 90: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Elektrizität: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands
Handelsvolumen in TWh

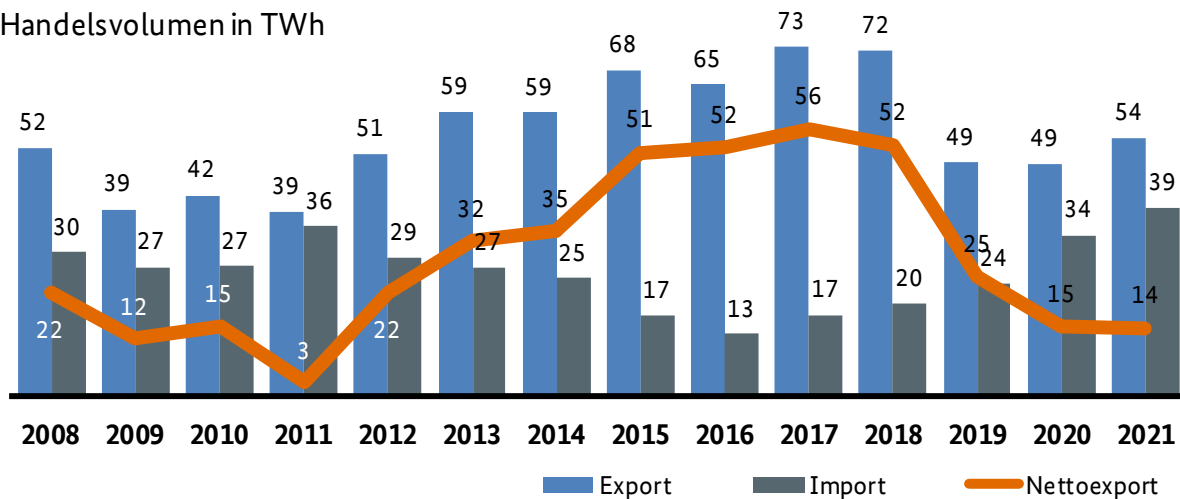


Abbildung 95: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Für eine Bewertung der Importe und Exporte wurden die Handelsvolumina der realisierten Verbund austauschfahrpläne mit dem Day-Ahead Spotpreis der EPEX-Spot der Gebotszone Deutschland/ Luxemburg multipliziert. Es wird hierbei insoweit marktrationales Verhalten unterstellt, dass auch längerfristige Kontrakte nur beliefert werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt. Andernfalls wird der Strom in dem günstigeren Markt vor Ort beschafft. Für die Ermittlung der monetären Werte für den

nach bzw. aus Deutschland im- und exportierten Strom wurden Importe als Kosten und Exporte als Erlöse angesehen.

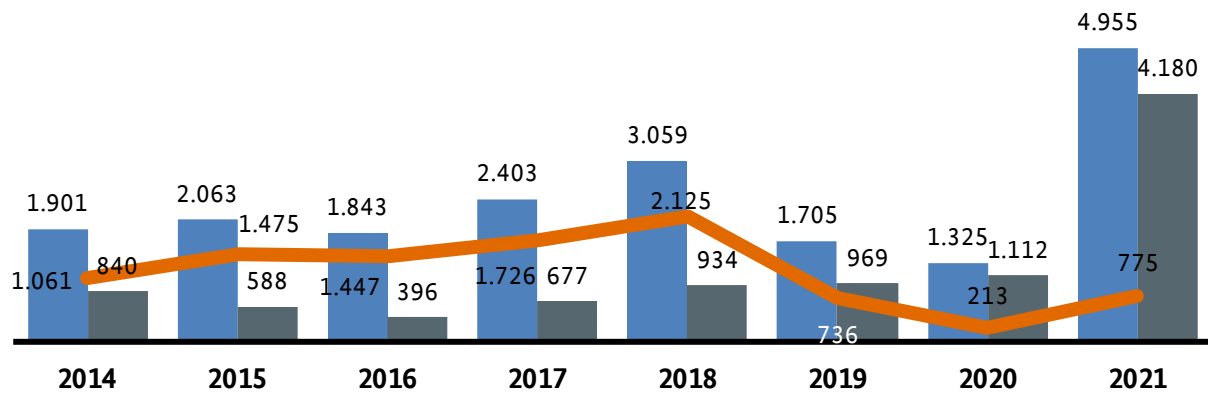
Elektrizität: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

	2020		2021	
	in TWh	Handel in Mio. Euro	in TWh	Handel in Mio. Euro
Import	33,71	1.112,08	39,34	4.180,06
Export	48,55	1.324,78	53,83	4.955,32
Saldo	14,84	212,71	14,50	775,26
Erlöse Exporte in Euro/MWh		27,28		92,05
Kosten Importe in Euro/MWh		32,99		106,26

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 91: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse)

Elektrizität: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe in Mio. Euro



Quelle: ÜNB, ENTSO-E

■ Exporterlöse ■ Importkosten — Exportüberschuss

Abbildung 96: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe

Veränderungen in den Preisdifferenzen schlagen sich in der Entwicklung der grenzüberschreitenden Handelsvolumina zwischen Deutschland und den Nachbarländern nieder. Die Gründe für unterschiedliche Preise hängen von verschiedensten Faktoren ab, welche einen direkten Einfluss auf die Merit-Order und damit insbesondere auf den Großhandelspreis in den jeweiligen Ländern haben. Die Entwicklung der Handelsvolumina ist folglich nicht allein im deutschen Markt begründet, sondern hängt ebenso von Veränderungen von Angebot und Nachfrage in den jeweiligen Nachbarländern ab.

5. Ungeplante Flüsse

Strom fließt stets von der Quelle zur Senke. Dabei nimmt er in einem Wechselstromnetz ohne gezielte Steuerung den Weg des geringsten Widerstandes. Deshalb lassen sich in einem zonal organisierten Stromhandelsystem die so genannten ungeplanten Flüsse nicht, oder nur mit völlig unverhältnismäßigem Aufwand verhindern. Wenn der physikalische Stromfluss von der verkauften Strommenge abweicht, spricht man von einem ungeplanten Fluss. Der ungeplante Fluss kann zwei besondere Formen annehmen. Es kann sich dabei um Strom handeln, der von einer Gebotszone in eine andere über eine am Handelsgeschäft nicht beteiligte Gebotszone transportiert wird (Transit). Wenn dagegen Strom von einer Gebotszone über eine am Handelsgeschäft nicht beteiligte Gebotszone wieder in die ursprüngliche Zone zurückfließt, spricht man hingegen von einem Ringfluss (Loop-Flow). Die Effekte können zurzeit noch nicht vollständig voneinander abgegrenzt werden. Als großer Energieerzeuger in Europa und zentral gelegener Flächenstaat induziert und absorbiert Deutschland in und von den benachbarten Staaten ungeplante Flüsse, sowohl Transite als auch Ringflüsse. Der europäische Gesetzgeber hat in Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (VO (EU) 2019/943) festgelegt, dass 70 Prozent der Leitungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden müssen, während 30 Prozent für interne und Ringflüsse sowie Zuverlässigkeitsmarge genutzt werden dürfen.

Die ungeplanten Flüsse werden pro Grenze als Differenz von physikalischem Fluss zu realisierten Verbund-austauschfahrplänen ermittelt. Die Betrachtung erfolgt hierbei anhand der Jahressummen. Dabei wird der Handelsexportüberschuss vom physikalischen Export abgezogen.

Das folgende Beispiel veranschaulicht die Ermittlung eines ungeplanten Flusses: Deutschland importierte im Jahr 2021 (Handel) aus den Niederlanden 3,8 TWh und exportierte 5,4 TWh. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (Handel) von 1,6 TWh. Gleichzeitig flossen physikalisch 8,5 TWh von den Niederlanden nach Deutschland. Von Deutschland hingegen flossen 12,1 TWh in die Niederlande. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (physikalisch) von 3,6 TWh. Im Saldo (physikalisch minus Handel) floss rund 1,9 TWh Strom (durch Rundungen entstehen Abweichungen) von Deutschland in die Niederlande, der nicht zwischen beiden Ländern gehandelt wurde.

Die nachfolgende Abbildung stellt die ungeplanten Flüsse dar, die sich als Differenz aus den Salden der physikalischen und der Handelsflüsse vom Marktgebiet Deutschland/Luxemburg zu seinen Nachbarländern und umgekehrt ergeben.

Elektrizität: Ungeplante Flüsse in TWh

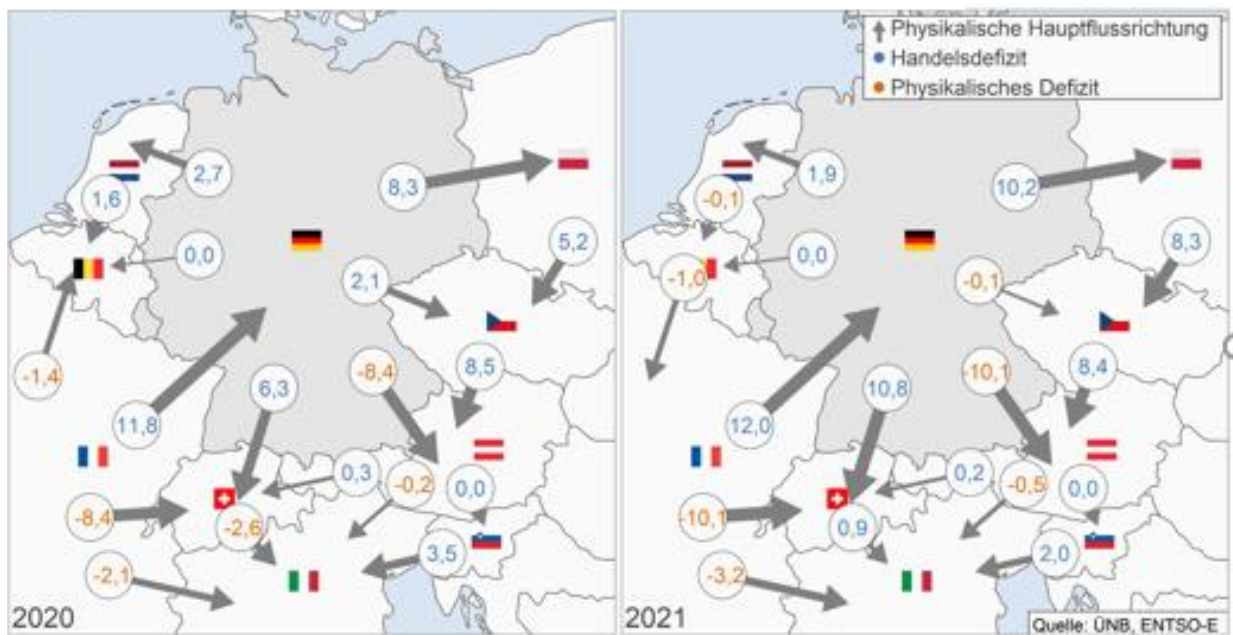


Abbildung 97: Ungeplante Flüsse

Die Pfeile zeigen die physikalische Hauptflussrichtung an, die Werte beziffern das Handelsdefizit, wobei orange Zahlen ein physikalisches Defizit (Handel > Physik) und blaue Zahlen ein Handelsdefizit (Physik > Handel) widerspiegeln. So sind z. B. im Jahr 2021 von Frankreich in die Schweiz saldiert 10,1 TWh zu wenig physikalisch geflossen, um die gehandelten Mengen abzubilden.

Entsprechend den vorliegenden Zahlen fließt Strom an der Westgrenze Deutschlands teilweise über die Niederlande weiter nach Belgien und von dort über Frankreich wieder zurück nach Deutschland. Ring- und Transitflüsse aus Frankreich fließen im Gegenzug durch die Stromnetze insbesondere im Süden Deutschlands. Dabei fließt der in Frankreich gehandelte Strom nicht direkt von Frankreich in die Schweiz oder nach Italien oder das französische Zielgebiet, sondern nimmt einen Umweg über Deutschland. An der Ostgrenze Deutschlands fließt der Strom zum Teil über Polen und Tschechien nach Österreich. Darüber hinaus gibt es auch ungeplante Flüsse, die aus dem deutschen Übertragungsnetz über das tschechische Übertragungsnetz in das deutsche Übertragungsnetz zurückfließen und dort verbraucht werden.

Ungeachtet aller Ausbaumaßnahmen führt der Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten unausweichlich zu ungeplanten Flüssen. Diese ungeplanten Flüsse treten insbesondere aufgrund des hohen Transportaufkommens durch den innerdeutschen und Europäischen Stromhandel auf.

6. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte (VO (EU) 838/2010) findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich für die Kosten statt, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze („Transite“) entstehen (sog. Inter-TSO-Compensation – ITC). ENTSO-E richtete den ITC-Fond für die Kompensationen der Übertragungsnetzbetreiber ein. Der Fonds soll zum einen die Kosten für den Ausgleich der Verlustenergie, die in den nationalen Übertragungsnetzen infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstehen, decken. Zum anderen dient der Fonds zur Deckung der Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zur Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse (Transite). ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur Umsetzung des ITC-Mechanismus („Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism“) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der VO 838/2010. Nach vorläufigen Berechnungen von ACER⁸¹ umfasste der ITC-Fonds für 2021 ein Rekordvolumen von ca. 364,5 Mio. Euro (264,5 Mio. Euro für den Ausgleich der Verlustenergie, 100 Mio. Euro für die Bereitstellung der Transportinfrastruktur). Für das ITC-Jahr 2021 erhielten die vier deutschen ÜNB mit Regelzonenverantwortung für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 30,18 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 0,39 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 29,79 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus erhielten. Damit haben sich die Einnahmen aus dem ITC Fonds im Vergleich zum Vorjahr mehr als vervierfacht. Die Entwicklung der Kompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fond an die 4 ÜNB

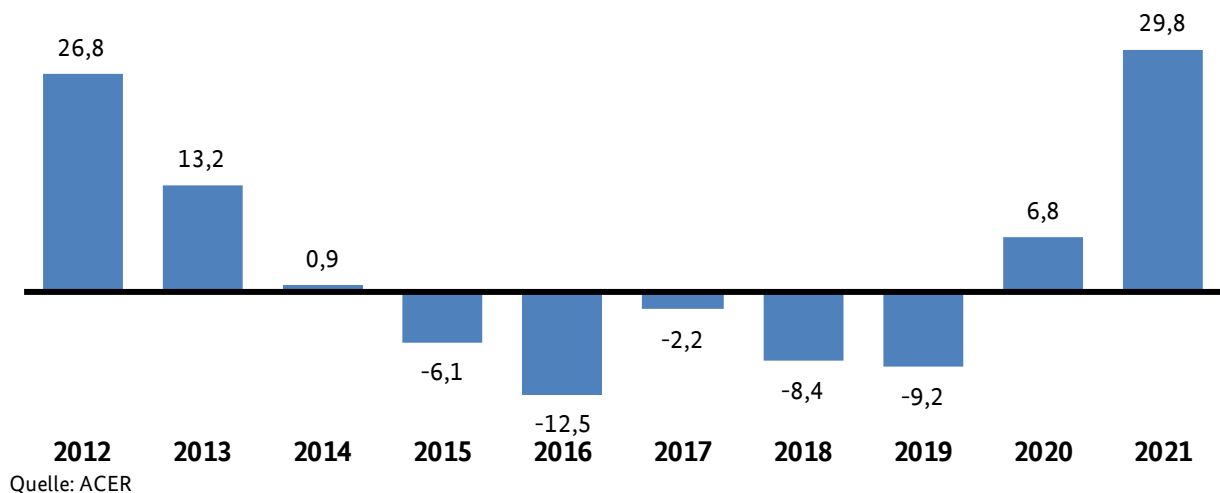


Abbildung 98: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB

81

Die finalen Zahlen für 2021 werden im ACER ITC Monitoring Report erst gegen Ende des Jahres 2022 veröffentlicht. <https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/inter-tso-compensation-monitoring>

Die Ursache für die starke Reduktion der Einzahlungen bei gleichzeitig erhöhter Auszahlung aus dem ITC Fonds sind im Wechselspiel zahlreicher interdependenter Einflussfaktoren im In- und Ausland zu suchen. Allgemein lässt sich jedoch feststellen, dass ein deutlicher Anstieg der Transite zu hohen Einnahmen aus transitbedingten Verlusten und damit zu diesen hohen Gesamteinnahmen geführt hat.

7. Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich

7.1 Mindesthandelskapazität und nationaler Aktionsplan

Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2919/943 sieht eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten vor, einen Mindestanteil von 70 Prozent der Übertragungskapazitäten dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. Pünktlich zur Geltung der neuen Regelungen hat die Bundesregierung den nationalen „Aktionsplan Gebotszone“⁸² vorgelegt, der es ermöglicht, diesen Mindestwert bis zum 31. Dezember 2025 stufenweise einzuführen. Die Bundesnetzagentur hat Ende 2019 gemeinsam mit den ÜNB Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte des linearen Anstiegs der Mindestkapazitäten entwickelt und auf der Homepage veröffentlicht. Die ÜNB haben sodann die Startwerte berechnet und veröffentlicht, so dass seit dem 1. Januar 2020 dem grenzüberschreitenden Stromhandel entsprechende Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden konnten. Die Bundesnetzagentur überwacht seither die Einhaltung der Mindestwerte.

Am 17. Juni 2022 hat die Bundesnetzagentur den Bericht der fünf ÜNB (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Baltic Cable AB, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH) zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021 gemäß Art. 15 Abs. 4 der VO (EU) 2019/943 genehmigt⁸³. Die fünf ÜNB führen darin aus, dass es zu keiner Verletzung der Vorschriften über die Mindestkapazität gekommen ist. Da die ÜNB einen solchen Bericht jährlich für das abgelaufene Jahr der Bundesnetzagentur vorzulegen haben, wird das nächste Genehmigungsverfahren voraussichtlich im zweiten Quartal 2023 durchzuführen sein.

7.2 Regionale Koordinierungszentren

Hervorgehend aus den Regionalen Sicherheitskoordinatoren TSCNET und Coreso haben die Regionalen Koordinierungszentren (RCCs) Zentraleuropas zum 1. Juli 2022 ihren Betrieb aufgenommen. Dazu hatten die Bundesnetzagentur und die weiteren betroffenen Regulierungsbehörden der Betriebsführungsregion Zentraleuropa die Bestimmungen zur Einrichtung der RCCs im Januar 2021 erstmals und im Juli 2022 in einer Änderungsfassung (auf Basis eines durch ACER genehmigten geänderten Zuschnitts der Betriebsführungsregionen) genehmigt. Die Umsetzungsüberwachung der neuen RCC-Aufgaben, welche u.a. die Bereiche Risikovor-sorge, Notzustand und Netzwiederaufbau, Weiterbildung und Zertifizierung, Ermittlung von Kapazitätsbedarfen sowie Dimensionierung und Beschaffung von Ausgleichsreserven umfasst, erfolgt nun fortlaufend durch die Regulierungsbehörden Zentraleuropas.

⁸² <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html>

⁸³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Europ-Marktkopplung/start.html

7.3 Einrichtung der Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNBO)

Die Artikel 52 ff. der VO (EU) 2019/943 regeln die Einrichtung der EU-VNBO, in welcher sich VNB auf europäischer Ebene zusammenschließen und unter anderem an Netzkodizes mitarbeiten sollen.

Am 08. Juni 2021 wurde die EU-VNBO offiziell gegründet. Mit der EU-VNBO wird ein Pendant zu dem europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) angestrebt.

Aktuelle Informationen sowie registrierte Verteilernetzbetreiber und z. B. die Organisationsstruktur sind auf der Homepage der EU-VNBO⁸⁴ zu finden. Momentan sind ca. 300 VNB aus Deutschland Mitglied.

7.4 Short Term Adequacy Assessment

Die Seasonal Adequacy Assessments von ENTSO-E werden jeweils für die Sommer- und Wintermonate separat durchgeführt (ENTSO-E Summer bzw. Winter Outlook). Grundlage ist die gem. Art. 8 VO (EU) 2019/941 von ACER bestätigte Methode. Danach wird der zu analysierende Zeitraum - gleich dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) - einer stundenscharfen, wahrscheinlichkeitsbasierten Analyse unterzogen. Das Hauptergebnis ist die Kenngröße "weekly LOLP" (weekly Loss of Load Probability; Wahrscheinlichkeit der Lastunterdeckung in einer Woche) zur Quantifizierung des Versorgungssicherheitsniveaus. Hinzu kommt der EENS als erwartete nichtgedeckte Nachfragemenge (Expected Energy Not Served).

Der aktuelle Summer Outlook 2022⁸⁵ hat weitestgehend keine Versorgungssicherheitsrisiken identifiziert, da eine Gas-Knappheit erst für den Winter relevante Risiken entfaltet.

Der ENTSO-E Winter Outlook 2022/2023 ist aufgrund der europarechtlichen Vorgabe aus Art. 9 Abs. 2 VO (EU) 2019/941 spätestens zum 1. Dezember 2022 zu erwarten. Darin werden die aktuellen Risiken durch geringere Gasverfügbarkeit abgebildet werden.

7.5 Implementierung und Weiterentwicklung der Europäischen Netzkodizes und Leitlinien

Bei der Umsetzung der EU-Netzkodizes und -Leitlinien konnten 2021 weitere Fortschritte im Hinblick auf die Weiterentwicklung des Europäischen Strombinnenmarktes in den Bereichen Netzanschluss, Markt und Systembetrieb erzielt werden.⁸⁶

Kapazitätsbewirtschaftung

Übertragungsnetzbetreiber und nominierte Strommarktbetreiber setzen gemeinsam mit NRAs und ACER die Vorgaben der VO (EU) 2015/1222 (CACM-Verordnung) zur grenzüberschreitenden Engpassbewirtschaftung, Kapazitätsberechnung und -vergabe im Day-Ahead- und Intraday-Handel um. Von den Regulierungsbehörden und ACER wurden Genehmigungen im Rahmen dieser Verordnung erteilt. Dabei wurden die Leitlinien

⁸⁴ <https://www.eudsoentity.eu>

⁸⁵ <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

⁸⁶ Die diesbezüglichen Methodengenehmigungen der BNetzA sind unter folgendem Link veröffentlicht: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/start.html>

für die Kopplungsalgorithmen⁸⁷, die darin zu berücksichtigenden Produkte⁸⁸ und die erforderlichen Back-up-Maßnahmen⁸⁹, die Zeitpunkte für die Öffnung und Schließung des untertägigen Handels⁹⁰ sowie die Ausweichverfahren für die Kapazitätsvergabe⁹¹ genehmigt. Diese Regeln bilden das Fundament für den Europäischen Strombinnenmarkt. Nach Inbetriebnahme der grenzüberschreitenden Intraday-Lösung (XBID) 2018 und einer zweiten Implementierungswelle 2019, erfolgte 2021 der Anschluss von Italien, so dass nun ein Großteil der Europäischen Union auch im untertägigen Handel gekoppelt ist⁹².

2021 hat die ACER unter Einbindung der Bundesnetzagentur und der übrigen europäischen Regulierungsbehörden Änderungen der CACM-Verordnung vorgeschlagen, die sich unter anderem aus der Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2019 ergeben. Ende 2022 wird die Überarbeitung dieser Vorschläge durch die Europäische Kommission erwartet. Mit dem Ende des Gesetzgebungsverfahrens und In-Kraft-Treten der neuen CACM-Verordnung wird 2023 gerechnet.

Für den deutschen Markt ist darüber hinaus die Kapazitätsberechnungsmethode für die Kapazitätsberechnungsregion CORE besonders relevant (vgl. Abschnitt IE2).

ACER entschied im Februar 2019 über den Antrag der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Core und determinierte so die Kapazitätsberechnungsmethode dieser Region für den vortägigen und den untertägigen Handel von Elektrizität. Die Bundesnetzagentur hat vor dem Europäischen Gericht (EuG) Nichtigkeitsklage gegen die Entscheidung der ACER erhoben. Hauptkritikpunkt der Bundesnetzagentur an der Entscheidung ist die darin enthaltene Etablierung eines Mechanismus mittels dessen potenziell immer weniger Netzelemente als handelssensitiv gewertet werden. Dieser Mechanismus bewirkt, dass im Rahmen der Kapazitätsberechnung unterstellt wird, dass diese Netzelemente unbegrenzt Elektrizität übertragen können. Dies gefährdet nach Ansicht der Bundesnetzagentur die Systemsicherheit und führt zu vermeidbaren Mehrkosten für die Netznutzer. Nachdem am 17. November 2021 die mündliche Verhandlung stattgefunden hat, wurde am 7. September 2022 das Urteil verkündet: Das Gericht hat der Klage der Bundesnetzagentur stattgegeben. Es obliegt nunmehr ACER, eine neue rechtskonforme Entscheidung zu treffen. Bis zur Aufhebung und Neuentscheidung bleibt die Kapazitätsberechnungsmethode indes grundsätzlich weiterhin anwendbar.

⁸⁷ https://extranet.acer.europa.eu//Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2020%20on%20Algorithm%20methodology.pdf

⁸⁸ https://extranet.acer.europa.eu//Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products.pdf

⁸⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-022/BK6-17-022_Beschluss_vom_01_02_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2

⁹⁰ <https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/6%20IDCZGT/Action%205c%20-%20IDCZGT%20ACER%20decision%20Annex%20I.pdf>

⁹¹ Für die Region Core: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2010-2018%20on%20the%20Core%20CCR%20TSOs%20proposal%20for%20fallback%20procedures.pdf

Für die Region Hansa:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-289/BK6-16-289_beschluss_vom_14122017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

⁹² Es fehlen noch Slowakei und Griechenland, deren Beitritt für Ende 2022 vorgesehen ist.

Nach wie vor anhängig vor dem EuG ist eine weitere Klage der Bundesnetzagentur gegen die Entscheidung des Beschwerdeausschusses von ACER vom 28.05.2021, mit der die Entscheidung von ACER vom 30.11.2020 zur Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrade bestätigt wurde. Hauptkritikpunkte an der ACER-Entscheidung sind die Erstreckung der Kostenteilungsmethode auf praktisch alle Netzelemente des Übertragungsnetzes sowie die vorrangige Pönalisierung von Ringflüssen im Verhältnis zu internen Flüssen. Dadurch werden Netznutzer in der großen deutschen Gebotszone übermäßig mit Kosten belastet. Der europäische Rechtsrahmen erkennt zwar an, dass ÜNB für unverhältnismäßig hohe Ringflüsse die Kostenlast zu tragen haben; auf der anderen Seite jedoch sieht er aber auch vor, dass ein gewisses Maß an Ringflüssen systemimmanent und daher zu tolerieren ist. Die Entscheidung von ACER verkennt dies und verstößt damit gegen Unionsrecht. In diesem Verfahren vor dem EuG steht eine etwaige mündliche Verhandlung noch aus.

Im April 2021 hat die ACER entschieden, dass die von dem ÜNB Baltic Cable AB bewirtschaftete Gebotszonen-grenze zwischen Deutschland/Luxemburg und Schweden 4 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zuge-rechnet wird⁹³. Gemeinsam mit den ÜNB und den übrigen NRA der Kapazitätsberechnungsregion treibt die Bundesnetzagentur seither die Eingliederung des ÜNB Baltic Cable AB in das Methodenwerk der Kapazitäts-berechnungsregion Hansa voran. Dieser Prozess wird voraussichtlich 2023 seinen Abschluss finden.

Ebenfalls in der Umsetzung befindet sich das Regelwerk zur Vergabe langfristiger Kapazität, die Verordnung (EU) 2016/1719 (FCA-Verordnung). Für die Kapazitätsberechnungsregion CORE hat ACER die Berechnungs-methode für langfristige Kapazitäten im November 2021 entschieden⁹⁴. Die Bundesnetzagentur und die ande-ren NRAs in der Kapazitätsberechnungsregion HANSA haben 2021 eine Änderung der bereits im Jahr 2019 genehmigten Berechnungsmethode für langfristige Kapazitäten genehmigt, in der die Entscheidung der EU-KOM zur vorrangigen Windstromeinspeisung (und nachrangig marktseitiger Interkonnektornutzung) des Hybrid-Offshore-Projektes CGS Kriegers Flak entsprechend berücksichtigt wird.⁹⁵

Im Jahr 2022 wurde die Überarbeitung der FCA-Verordnung mit dem Ziel initiiert, das Marktde-sign für den Terminmarkt zwecks Preisabsicherung langfristiger Stromhandels-geschäfte effektiver und effizien-ter auszugestalten.

Systembetrieb

Die Verordnung (EU) 2017/1485 befasst sich u. a. mit der Europäischen Harmonisierung im Bereich des opera-tiven Systembetriebs. Zur Implementierung müssen die Übertragungsnetzbetreiber u. a. unter Beteili-gung/Genehmigung durch die betreffenden Regulierungsbehörden diverse Methoden bzw. Modalitäten ent-wickeln und bei Bedarf anpassen. Auf regionaler bzw. europäischer Ebene gehörten 2021/22 dazu die Ände-rungen der gemeinsamen Bestimmung von Leistungs-Frequenz-Regelungs-Blöcken im Synchrongebiet Kon-tinentaleuropa (durch die Regelzonenabtrennung von Dänemark-West von TenneT (Deutschland)) sowie die

⁹³ http://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%20004-2021%20on%20the%20CCR%20-%20Annex%20I_0.pdf

⁹⁴ http://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2014-2021%20on%20the%20Core%20LT%20CCM%20-%20Annex%20I_0.pdf

⁹⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2020_kriegers_flak_decision_de.pdf (11.11.2020)

Festlegung eines Mindestbringungszeitraumes (zw. 15 und 30min) für Frequenzhaltungsreserven mit limitiertem Energiespeicher, welche auf Basis zweier Studien der Übertragungsnetzbetreiber diskutiert und bis Ende des Jahres 2022 noch genehmigt werden soll.

Ebenfalls den Systembetrieb betrifft die Verordnung (EU) 2017/2196 mit Vorgaben zum Verhalten im Notzustand und beim Netzwiederaufbau. Bestimmte Modalitäten (insbesondere ein Maßnahmenkatalog zum Netzwiederaufbauplan mit Fokus auf Verlängerung der Mindestverfügbarkeit schwarzfallfester Kommunikation) wurden im Jahre 2021/22 entwickelt und diskutiert und sollen vor Ablauf des Jahres 2022 überarbeitet und von der Bundesnetzagentur genehmigt werden.

F Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich unabdingbar. Dabei spielen sowohl Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, als auch Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken ermöglichen, eine wichtige Rolle. Ausreichend Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Neben dem außerbörslichen Großhandel (sog. OTC-Handel, „over-the-counter“, teilweise vermittelt durch Broker) schaffen Strombörsen verlässliche Handelsplätze und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte befinden sich weiterhin auf einem hohen Niveau, allerdings hat sich das Handelsvolumen der gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion im Jahr 2021 mit rund 218,7 TWh im Vergleich zum Vorjahr (231,2TWh) reduziert. Das Handelsvolumen am Intraday-Markt ist erneut angestiegen, und zwar insgesamt auf 74,1 TWh, was einem Zuwachs von rund 5,6 TWh bzw. rund 8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Der börsliche Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse. Im Jahr 2021 lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Futures bei 1.450 TWh, eine Steigerung von rund 2,4 Prozent zum Vorjahr. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zuwächse. Das Volumen des OTC-Clearing von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX ist mit 1.750 TWh im Jahr 2021 um rund 4 Prozent angestiegen und liegt rund 20 Prozent über dem Volumen, das direkt über die Börse gehandelt wurde.

Seit Beginn des russischen Angriffskrieges im Februar 2022 auf die Ukraine hat sich die Situation auf den Energiemärkten weiter verschärft. Die Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas sind nochmals sehr deutlich angestiegen und sind sehr volatil. Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 waren deutliche Preissteigerungen auf den Energiemärkten zu beobachten gewesen. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2021 rund 97,12 Euro/MWh, im Vorjahr lag der entsprechende Durchschnitt noch bei 30,46 Euro/MWh – ein Anstieg von und 218 Prozent. Bei Terminkontrakten für das Folgejahr sind die Durchschnittspreise ebenfalls stark gestiegen. Mit 88,42 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future, gehandelt für Lieferung im Jahr 2022, gegenüber dem Vorjahr, gehandelt für Lieferung im Jahr 2021, mit 40,17 Euro/MWh um rund 120 Prozent gestiegen. Bei dem Phelix-Peak-Year-Future belief sich der Preis 2021 im Jahresmittel auf 107,23 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (49,04 Euro/MWh) beträgt somit rund 119 Prozent.

Bei einer Betrachtung der unterjährigen Preisentwicklung für Futures im Verlauf des Jahres 2021 ist festzustellen, dass die Preise bis zum Jahresende kontinuierlich gestiegen sind. So erreichten die Maximalwerte für die Terminkontrakte Phelix-Base-Year-Future am 22. Dezember 2021 einen Maximalwert von 324,50 Euro/MWh, der Phelix-Peak-Year-Future markierte am gleichen Tag sogar rund 410 Euro/MWh.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich auf das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG – EEX), Paris (EPEX SPOT SE), Wien (EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG) und Berlin/Oslo (Nord Pool AS). Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT, die Nord Pool und die EXAA hingegen Handel im Spotmarktbereich. Die genannten Börsen haben sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt.

Die Gesamtzahl der an den jeweiligen Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg zugelassenen Teilnehmer hat sich in den letzten Jahren unterschiedlich entwickelt. Im Terminhandel hat sich die Anzahl der Teilnehmer an der EEX in den letzten Jahren kontinuierlich gesteigert, verzeichnet aber zum Stichtag 31. Dezember 2021 mit 291 Teilnehmern einen Rückgang zum Vorjahr (2020: 336 Teilnehmer). Beim Handel auf dem Spotmarkt gab es nur geringfügige Veränderungen. So ist an der EPEX SPOT die Anzahl der Teilnehmer leicht auf 203 angestiegen (2020: 197 Teilnehmer), an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer mit 56 im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen, und an der Nord Pool liegt die Anzahl der Teilnehmer bei 52 (gegenüber 50 Teilnehmern im Vorjahr).

Elektrizität: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

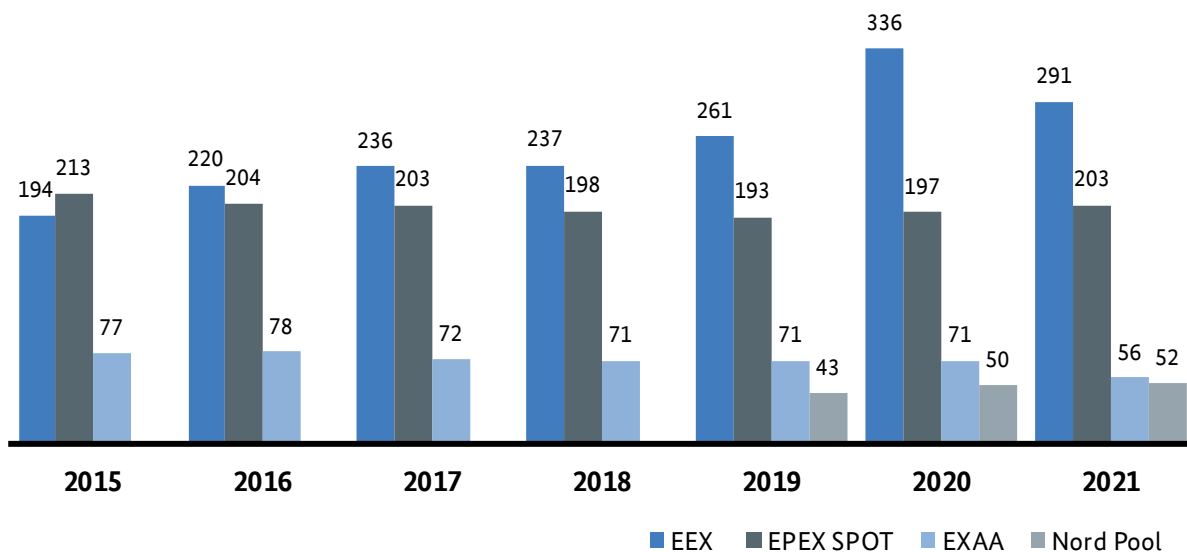


Abbildung 99: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt.

Börslicher Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt – wie auch beim OTC-Handel – die physische Erfüllung des Stromlieferungsvertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt.

Finanzielle Erfüllung bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Ein Bindeglied sind die an der EPEX SPOT möglichen Gebote, die aus Phelix-Futures-Positionen zur physischen Erfüllung aus dem Terminhandel an der EEX stammen. Im Folgenden werden die börslichen Spotmärkte und Terminmärkte getrennt dargestellt.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) verauktioniert und im Anschluss daran für bereits laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT, Nord Pool und EXAA bieten alle Day-Ahead Handel an. Darüber hinaus bieten die EPEX SPOT und die Nord Pool auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an diesen börslichen Spotmärkten nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Entwicklungen beim Day-Ahead Handel

Seit dem 2. Juli 2019 ist in allen Gebotszonen der Region Westeuropa (und damit auch der deutschen Gebotszone) der grenzüberschreitende Day-Ahead Handel im Rahmen der einheitlichen europäischen Day-Ahead Marktkopplung (SDAC) auf der Grundlage der Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission vom 24. Juli 2015 (CACM-Verordnung) möglich. Hierdurch ist für die Marktteilnehmer über jede der drei oben genannten zugelassenen Börsen⁹⁶ (NEMO - Nominated Electricity Market Operator) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg) der Zugang zur 12-Uhr-Auktion gegeben. In dieser Auktion wird aus der Gesamtheit der rechtzeitig abgegebenen Aufträge unter Berücksichtigung der vorhandenen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zwischen den einzelnen Gebotszonen von einem zentraler Auktionsalgorithmus für jede Gebotszone ein gebotszoneneinheitlicher Day-Ahead Preis (SDAC-Preis) errechnet. Der so ermittelte SDAC-Preis ist der verbindliche Auktionspreis für jede Strombörse innerhalb einer Gebotszone, so dass es im Regelfall nicht darauf ankommt, an welcher Strombörse ein Marktteilnehmer handelt.

In der gekoppelten Day-Ahead-Auktion können neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden.

Neben der SDAC-Auktion bietet die EXAA aktuell eine weitere, zeitlich vorgelagerte, unabhängige und nicht gekoppelte Day-Ahead Auktionen um 10:15 Uhr für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg an. Durch den frühen Auktionszeitpunkt an der EXAA im Rahmen der eigenen 10:15 Uhr Auktion bekommen Händler ein relevantes profilgenaues erstes Preissignal für den weiteren Handelstag.

⁹⁶ Ebenfalls als Börse zugelassen für den Day-Ahead Handel ist die Nasdaq Oslo ASA, die jedoch noch nicht operiert, Quelle: <https://www.nemo-committee.eu/designated-NEMOs.pdf>, aufgerufen am 1. September 2022

Entwicklungen beim Intraday-Handel

Seit dem 13. Juni 2018 ist die Gebotszone Deutschland/Luxemburg im Rahmen der einheitlichen europäischen Intraday-Marktkopplung (SIDC = Single Intraday Coupling) mit 14 weiteren europäischen Märkten gekoppelt (Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Norwegen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden). Im November 2020 kamen hinzu: Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien. Im September 2021 schließlich noch Italien. Durch den gebotszonenübergreifenden Intraday-Markt bekommen Marktteilnehmer Zugang zur gesamten europäischen Marktliquidität, egal über welche Börse gehandelt wird. In der deutschen Gebotszone bieten die Nord Pool als auch die EPEX SPOT einen Zugang zum gebotsübergreifenden Intradayhandel an.⁹⁷ Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels (Intraday continuous) an der EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Der kontinuierliche, gebotszonenübergreifende Intraday-Handel beginnt einheitlich um 15:00 Uhr des Vortages und endet 60 Minuten vor Lieferung. Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen können bis 30 Minuten (gekoppelt im Rahmen des SIDC nur bis 60 Minuten vor Lieferbeginn) vor Lieferbeginn bei der EPEX SPOT und bis 20 Minuten vor Lieferbeginn bei der Nord Pool gehandelt werden; innerhalb der Regelzonen bis zu 5 Minuten vor Lieferung bei der EPEX SPOT bzw. bis direkt zum Lieferzeitpunkt bei der Nord Pool.⁹⁸ Da an den Grenzen der Gebotszone DE/LU erst ab ca. 22 Uhr Grenzkapazitäten zur Verfügung gestellt werden, ist bis dahin lediglich ein regelzonenübergreifender Handel auf Basis gekoppelter Märkte der Strombörsen in "shared order books" möglich.

Die EPEX SPOT bietet weiterhin eine eigenständige Intraday-Auktion (intraday auction) für Viertelstundengebote für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg um 15:00 Uhr des Vortages an.

Essentiell für das SIDC sind die sogenannten Gemeinsamen Auftragsbücher (Shared Order Books – SOB). In der CACM-Verordnung werden alle im Rahmen des SIDC tätigen NEMOs verpflichtet, die Aufträge ihrer Marktteilnehmer unmittelbar nach ihrem Eingang an das SOB zu übermitteln. Sofern Übertragungskapazität vorhanden ist, werden Handelsaufträge automatisiert auch über Gebotszonen hinweg zusammengeführt, um so eine vollständige Nutzung der Übertragungskapazitäten zu erreichen. Diese Verpflichtung der NEMOs zur Übermittlung ihrer Aufträge an das SOB endet allerdings zum Zeitpunkt der Schließung des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes 60 Minuten vor Lieferbeginn, da dann der grenzüberschreitende Handel schließt und keine grenzüberschreitenden Kapazitäten mehr zur Verfügung stehen.

Der Intraday-Handel innerhalb der Gebotszone Deutschland/Luxemburg geht dann bis zum tatsächlichen Lieferbeginn weiter, so dass hier insoweit für alle NEMOs in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg der Zugang zu den Intraday-Aufträgen auch in den letzten 60 Minuten gleichermaßen notwendig ist. Vor diesem

⁹⁷ Weitere Informationen dazu siehe BNetzA, Beschlüsse BK6-18-098, sowie BK6-16-017 (Vorgängerentscheidung noch für Gebotszone DE/AT/LU), siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-098/BK6-18-098_beschluss_vom_04_10_2018.html?nn=872010

⁹⁸ ACER 2018: Acer adopts a decision on intraday cross-zonal gate opening and closure time, abrufbar unter: <https://documents.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-adopts-a-decision-on-intraday-cross-zonal-gate-opening-and-closure-time.aspx> vom 07.05.2018, aufgerufen am 1. September 2022

Hintergrund hat die EU-Kommission ein förmliches Prüfverfahren (KOM AT.40700) eingeleitet, um zu untersuchen, ob EPEX SPOT den Wettbewerb auf den Intraday-Märkten eingeschränkt haben könnte. Durch das Entfernen der Aufträge aus dem SOB in den letzten 60 Minuten habe EPEX SPOT möglicherweise Maßnahmen ergriffen, die bewirken, dass die mit der EPEX SPOT stehenden Börsenwettbewerber vom Markt ausgeschlossen wurden oder ihr Marktzugang erheblich behindert wurde⁹⁹.

Die CACM-Richtlinie wird derzeit überarbeitet. ACER schlägt vor, das Teilen der Handelsbücher auf den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels auszuweiten und nicht nur, wenn grenzüberschreitende Kapazitäten zur Verfügung stehen.

1.1.1 Handelsvolumina

Das Handelsvolumen der gekoppelten Day-Ahead 12 Uhr Auktion im Jahr 2021 betrug insgesamt rund 218,7 TWh. Hiervon wurden 180,8 TWh über die EPEX Spot, 22,8 TWh über die Nord Pool und 15,1 TWh über die EXAA eingestellt. Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die deutsche Gebotszone im Jahr 2021 liegt bei rund 2,33 TWh (Vorjahr 3,31 TWh).

Das Volumen des Intraday-Handels über die EPEX SPOT ist erneut angestiegen und zwar auf 69,93 TWh - hiervon entfallen rund 7,64 TWh im Rahmen der Intraday-Auktion und 62,28 TWh im kontinuierlichen Intradayhandel). Für das gesamte Intraday-Volumen bedeutet das einen Zuwachs von rund 6,3 TWh bzw. rund 10 Prozent im Vergleich zum Jahr 2020. Das Handelsvolumen an der Nord Pool im kontinuierlichen Intraday-Handel in der Gebotszone DE/LU betrug im Jahr 2021 rund 4,25 TWh und ist im Vergleich zum Vorjahr (4,89 TWh) leicht gesunken.¹⁰⁰

⁹⁹ Siehe EU-Kommission Pressemitteilung, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_1523

¹⁰⁰ Die Darstellung des Handelsvolumina wurde ab dem Jahr 2020 angepasst um die Teilnahme mehrerer Strombörsen an der gekoppelten Day-Ahead Auktion Rechnung zu tragen. Die dargestellten Volumina für das Jahr 2020 stellen je Strombörse über das Jahr den Mittelwert aus ausgeführten Kauf- und Verkaufsordern dar. Für die Jahre vor 2020 werden hier und in den vergangenen Berichten die Handelsvolumina der EPEX Spot für die Day-Ahead Auktion als Summe des Maximums aus Kaufvolumen und Verkaufsvolumen je Lieferstunde dargestellt. Diese Methodik würde bei der Teilnahme mehrerer Strombörsen an einer Auktion, angewandt für alle Teilnehmer die insgesamt gehandelte Strommenge überzeichnen. Auf Grund der Anpassung der Methodik sind ab dem Jahr 2020 Zahlen für die gekoppelte Day-Ahead Auktion nur bedingt mit den Zahlen des Vorjahres vergleichbar. Für die EPEX Spot beträgt nach der bisherigen Berechnungsmethode die Summe des Maximums aus ausgeführten Kaufs- und Verkaufsvolumina je Lieferstunde für das Jahr 2020 rund 216 TWh.

Für den kontinuierlichen Intradayhandel werden die Volumina sowohl für 2020 als auch für die Vorjahre ohnehin bereits durch den Mittelwert aus ausgeführten Kauf- und Verkaufsordern je Strombörse über das Jahr abgebildet.

Elektrizität: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und EXAA in TWh

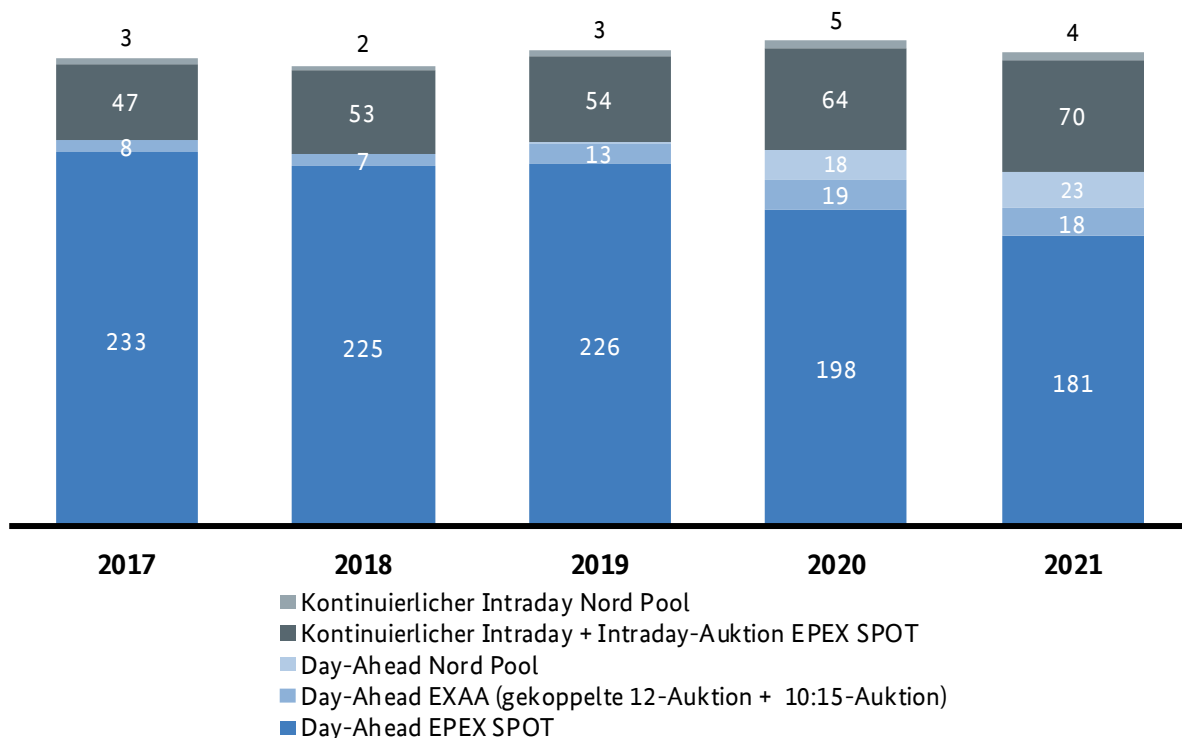


Abbildung 100: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA

1.1.2 Preisniveau

Der für das Marktgebiet gängigste Preisindex für den Spotmarkt ist der von der EPEX SPOT veröffentlichte Phelix („Physical Electricity Index“). Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise der gekoppelten Day-Ahead-Auktion eines Tages, während der Phelix-Day-Peak das arithmetische Mittel der Stunden 9 bis 20, d. h. von 8:00 bis 20:00 Uhr, bildet.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2021 stark gestiegen – vor allem in der zweiten Jahreshälfte kam es zu sehr hohen Steigerungen wie in der Abbildung 97 zu sehen ist. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base für 2021 beträgt rund 97,12 Euro/MWh, im Vorjahr betrug der Durchschnitt 30,46 Euro/MWh, ein Anstieg von 218 Prozent. Der Phelix-Day-Peak-DE lag im Durchschnitt für das Jahr 2021 bei rund 105,09 Euro/MWh, für das Jahr 2020 lag der Preis bei 32,74 Euro/MWh, ebenfalls um rund 220 Prozent gestiegen.

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT in Euro/MWh

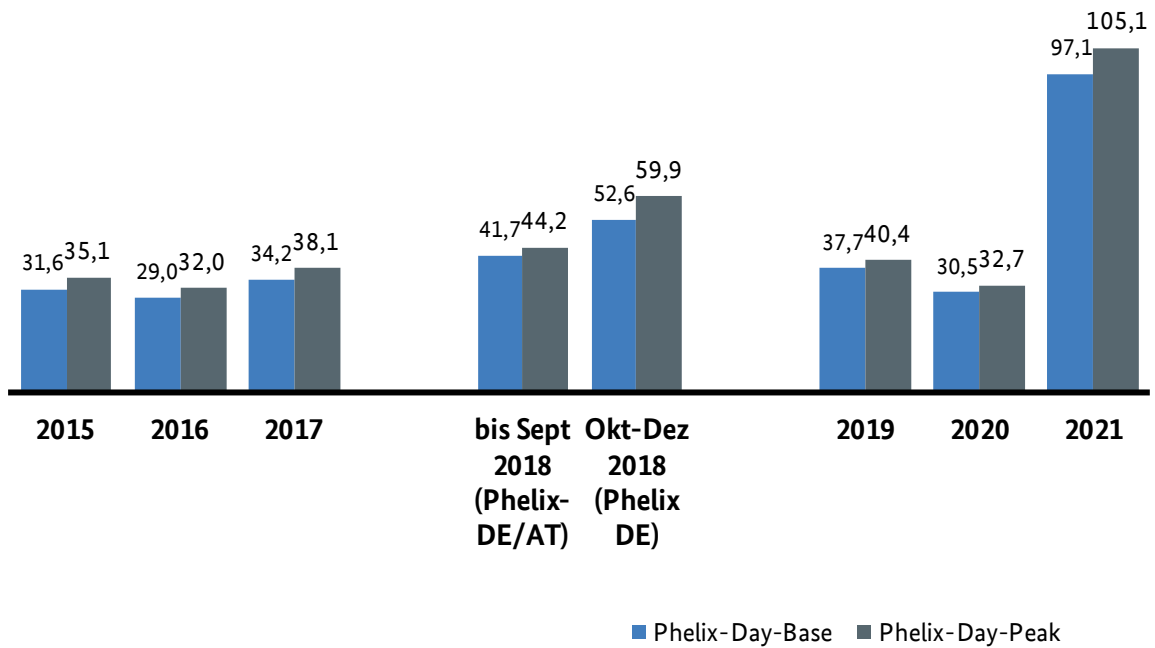


Abbildung 101: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion

1.1.3 Preisstreuung

Die Preise beispielsweise der gekoppelten Day-Ahead-Auktion weisen wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Spotmarktpreise im Jahresverlauf am Beispiel des Phelix-Day-Base. Die tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende.

Elektrizität: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2021 in Euro/MWh

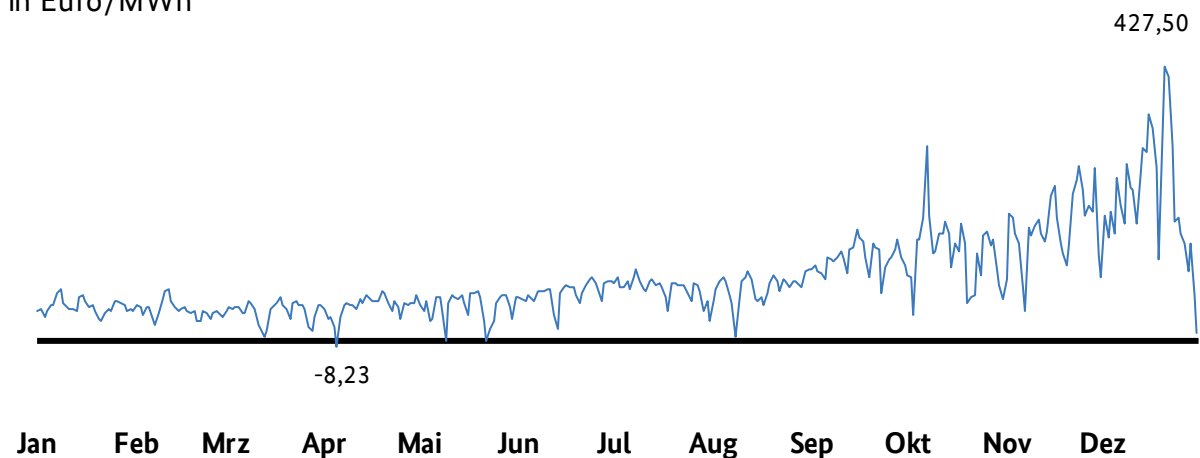


Abbildung 102: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2021

Bei den Base- und Peak-Preisen der gekoppelten Auktion waren 2021 zahlreiche Extremwerte festzustellen. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2021 hat sich auf 144,54 Euro/MWh erhöht. Im Jahr 2020 betrug die Differenz nur 32,54 Euro/MWh. Die entsprechende Peak-Spanne der mittleren 80 Prozent ist ebenfalls stark gestiegen – von 40,81 Euro/MWh im Jahr 2020 auf 172,78 Euro/MWh im Jahr 2021.

Beim Phelix-Day-Base kam es im Jahr 2021 an zwei Tagen zu negativen Preisen, beim Phelix-Day-Peak sogar an sechs Tagen.¹⁰¹ Der niedrigste Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -8,23 Euro/MWh wurde am 5. Mai 2021 erzielt. Der Phelix-Day-Peak markierte am 22. Mai 2021 mit -19,56 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert. Im Vorjahr lag das Minimum des Day-Base bei -26,13 Euro/MWh beziehungsweise der Day-Peak bei -45,64 Euro/MWh. Die Entwicklung der Preise ist vor dem Hintergrund der Marktverknappung der Erzeugungskapazitäten sowie dem Anstieg der Nachfrage aufgrund der Corona-Lockerungen sowie der geringen Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu sehen.

Die Maxima der beiden Indizes haben sich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Im Jahr 2021 betrug der höchste Wert beim Phelix-Day-Base 427,50 Euro/MWh und war somit rund 427 Prozent über dem Höchstwert des Vorjahres, der bei 75,03 Euro/MWh lag. Das Maximum beim Day-Base wurde am 21. Dezember 2021 erzielt. Der Höchstwert für 2021 beim Phelix-Day-Peak lag bei 510,52 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem dieser noch 103,79 Euro/MWh betrug, um rund 400 Prozent gestiegen.

Elektrizität: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte	Spanne der Extremwerte
	10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte		Min – Max	
Base 2019	24,76 – 47,84	23,08	-42,24 – 85,80	128,04
Base 2020	13,72 – 46,26	32,54	-26,13 – 75,03	101,16
Base 2021	40,26 – 184,81	144,54	-8,23 – 427,5	435,73
Peak 2019	27,79 – 53,47	25,69	-65,94 – 102,74	168,68
Peak 2020	11,58 – 52,39	40,81	-45,64 – 103,79	149,43
Peak 2021	38,73 – 211,50	172,78	-19,56 – 510,52	530,08

Tabelle 92: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2019 bis 2021

¹⁰¹ Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe z. B. unflexible Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden oder müssen wegen anderweitiger Lieferverpflichtungen durchlaufen (Wärme, Industrieprozesse, Regelleistungsvorhaltung). Einen wesentlichen Beitrag zu negativen Preisen können aber auch bei negativen Preisen fortlaufende Förderungen verursachen.

1.2 Terminmärkte

Nur an der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar. Sie haben den Phelix-DE zum Vertragsgegenstand (Basiswert). Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen.

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt.

1.2.1 Handelsvolumen

Im Jahr 2021 lag die börsliche Handelsmenge für Phelix-DE-Futures bei 1.451 TWh, eine Steigerung von rund 2,4 Prozent zum Vorjahr.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX in TWh

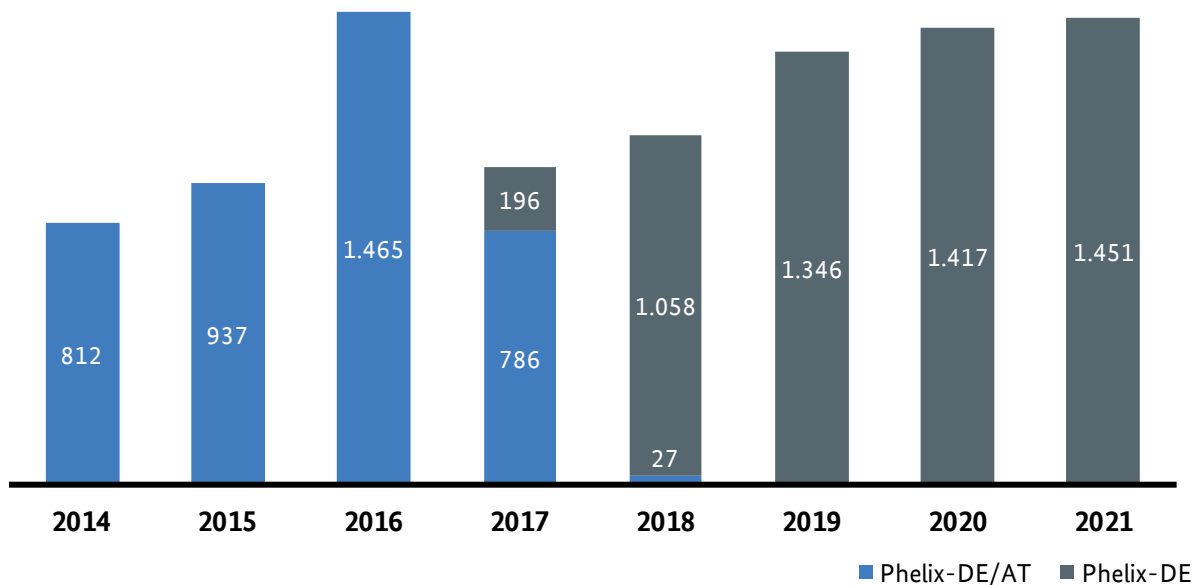


Abbildung 103: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT sowie Phelix-DE-Futures an der EEX

Für das Produkt Phelix-DE konzentrierte sich der Terminhandel im Jahr 2021 vorrangig auf Kontrakte für das Jahr 2022 als Erfüllungsjahr. Dies betraf rund 54 Prozent der gesamten Handelsmenge bzw. 780 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2021 mit rund 26 Prozent bzw. insgesamt 382 TWh dar. Das Handelsvolumen für 2023 und die folgenden Jahre hat sich gesteigert. So ist der Handel für das 3. Folgejahr (also für das Jahr 2024) auf rund 217 TWh gestiegen. Auch für das 4. Folgejahr und später haben sich die Mengen auf 51 TWh von 72 TWh gesteigert.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh

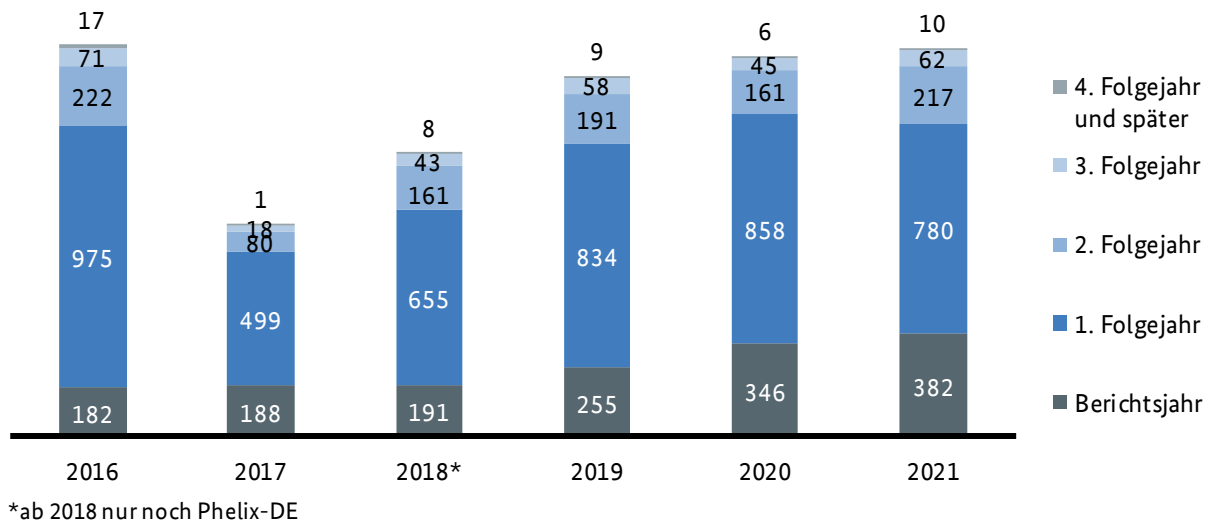


Abbildung 104: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Preisniveau

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2021 ebenfalls stark gestiegen – vor allem in der zweiten Jahreshälfte. Auch hier verzeichnen die Future-Preise aufgrund von Gasverknappung sowie weiteren Marktverknappung der Erzeugungskapazitäten sowie dem Anstieg der Nachfrage aufgrund der Corona-Lockerungen sowie der geringen Einspeisung von Erneuerbaren Energien eine starke Steigerung. Hinzu kann noch die Drosselung von Gaslieferungen bzw. die Nicht-Befüllung der Speicher, die zusätzlich für eine Preissteigerung gesorgt haben. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am Anfang des Jahres bei 61,00 Euro/MWh und Ende Dezember 2021 290,00 Euro/MWh und verzeichnete somit im Jahresverlauf eine Steigerung von rund 375 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year-Future ist von 50,92 Euro/MWh im Jahresverlauf auf 219,88 Euro/MWh gestiegen. Das entspricht einem Anstieg von rund 332 Prozent seit Jahresbeginn

Elektrizität: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres -Futures im Jahresverlauf 2021

in Euro/MWh

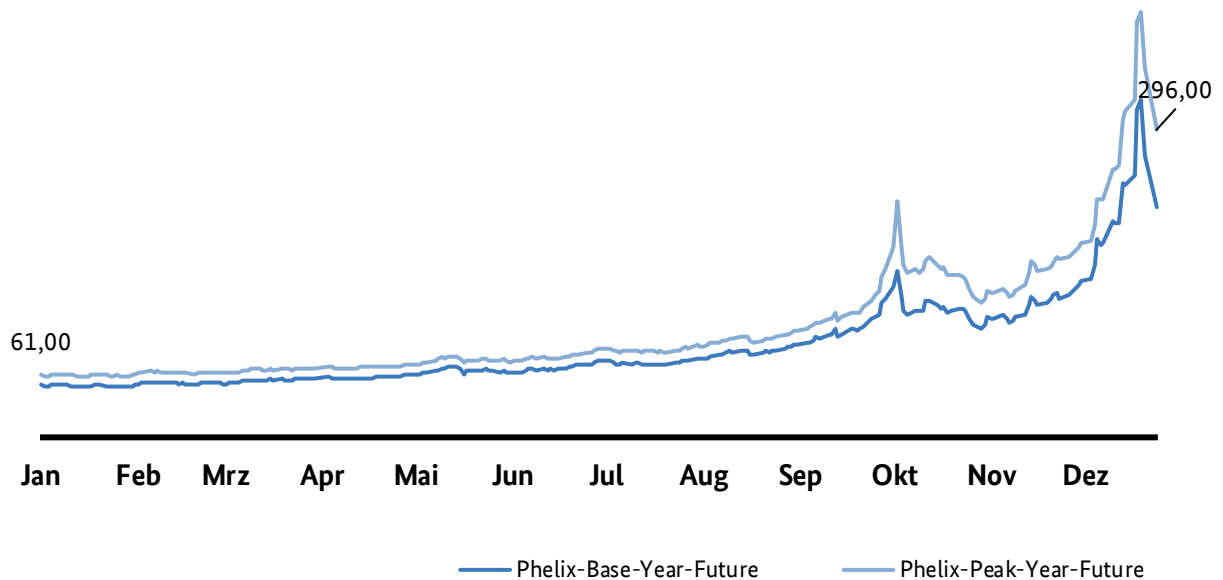


Abbildung 105: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2021

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-DE-Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr beschafft bzw. veräußert hätte.

Wenn nur die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-DE-Future-Preise betrachtet werden, sind diese gegenüber dem Vorjahr stark gestiegen. Mit 88,42 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 40,17 Euro/MWh um rund 120 Prozent gesunken. Bei dem Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 107,23 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (49,04 Euro/MWh) beträgt damit rund 119 Prozent.

Elektrizität: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture an der EEX in Euro/MWh

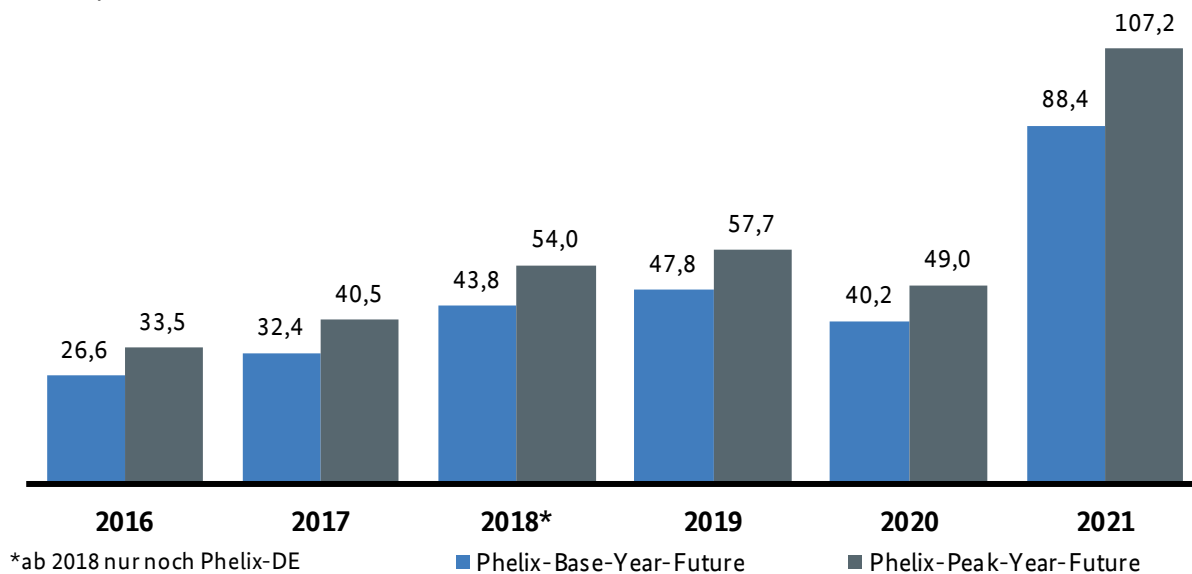


Abbildung 106: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 18,81 Euro/MWh. Im Vorjahr 2020 betrug die Differenz noch 8,87 Euro/MWh. Der Peak-Preis liegt somit rund 21 Prozent über dem Base-Preis.

1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

1.3.1 Anteil der Market Maker

Als Market-Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market-Makers soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen. Die spezifischen Bedingungen werden zwischen Market-Maker und Börse in sogenannten Market-Maker-Agreements geregelt, die u. a. Regelungen zu Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl und Maximalspread enthalten. Die betroffenen Unternehmen sind nicht gehindert, darüber hinaus (d. h. nicht ihrer Funktion als Market-Maker zuzurechnende) Geschäfte als Börsenteilnehmer zu tätigen.

Im Berichtszeitraum waren am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures für das deutsche Marktgebiet fünf Unternehmen als Market Maker aktiv: Der Anteil der Unternehmen, die als Market Maker tätig waren, beträgt am Kaufvolumen rund 0,141 Prozent. Auf der Verkaufsseite beträgt das Volumen 0,135 Prozent.

Zusätzlich zu den Vereinbarungen mit Market-Makern unterhält die EEX Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen in Summe im Jahre 2021 beim Kauf bzw. beim Verkauf rund 0,24 bzw. 0,32 Prozent des Handelsvolumens.

1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEV)¹⁰² sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt an einer Strombörse zu veräußern.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT lag im Jahr 2021 bei rund 23 Prozent, im Vorjahr lag der Anteil bei 19 Prozent. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind über die Jahre absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag im Jahr 2021 bei rund 42 TWh; im Jahr 2020 lag es bei 41 TWh. In den Jahren zuvor war das Verkaufsvolumen der ÜNB höher, im Jahr 2012 noch bei rund 69,6 TWh und im Jahr 2014 bei rund 50,6 TWh. Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen in Höhe von etwa 3 Prozent auf die ÜNB.

1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die fünf umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern Finanzinstitute und – am Spotmarkt – Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, so dass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d. h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.¹⁰³

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer an der gekoppelten Day-Ahead-Auktion ist von 39 Prozent im Vorjahr 2020 auf 42 Prozent im Jahr 2021 angestiegen. Auf der Verkäuferseite ist der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls angestiegen. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2021 bei rund 37 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil am Verkauf bei 30 Prozent.

¹⁰² Weitere Infos zum EEV unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechv_2015/BJNR014610015.html, aufgerufen am 1. September 2022

¹⁰³ In aller Regel verfügen Konzerne aber nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Elektrizität: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT in Prozent

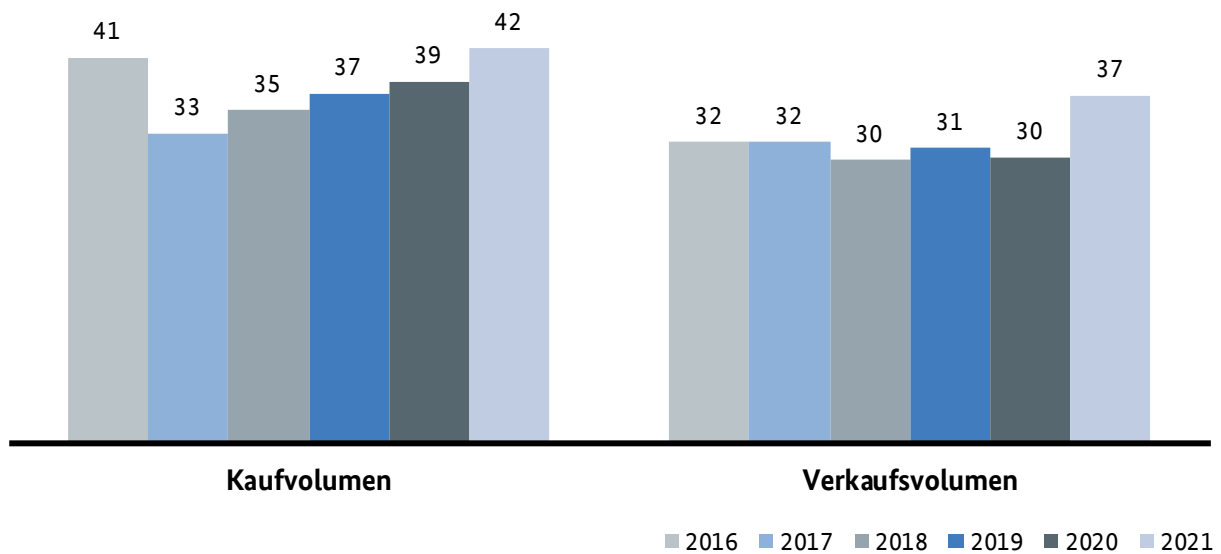


Abbildung 107: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix-DE-Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 28,3 Prozent im Vorjahr auf 25,2 Prozent im Jahr 2021 gesunken. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer ist von rund 29,1 Prozent im Vorjahr auf 26,6 Prozent im Jahr 2021 gesunken.

2. Außerbörslicher Großhandel

Kennzeichnend für den außerbörslichen Großhandel, auch OTC-Handel genannt („over-the-counter“), ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden und zudem die Parteien grundsätzlich die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des (bilateralen) Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber eine lückenlose Abbildung des Großhandels nicht möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt. Zudem haben sich die Handelsplätze von der bilateralen Seite eher hin zu multilateralen Handelsplätzen entwickelt, wo nicht nur ein Käufer und ein Verkäufer agieren, sondern auch noch Zwischenhändler, Broker etc.

Im bilateralen Großhandel hin zum multilateralen Großhandel spielen Handelsvermittler, auch „Broker“ genannt, eine erhebliche Rolle. Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von Strom-Handelsgeschäften. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

Eine spezielle Funktion hat das sogenannte OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte, die börslichen Standardprodukten entsprechen, können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird. Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten. Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem außerbörslichen Stromgroßhandel dar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2021 für den Bereich des außerbörslichen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt.

2.1 Brokerplattformen

Im Monitoring werden Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich zehn Broker beteiligt. Im Vorjahr waren es elf Broker, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von diesen Brokern vermittelte Volumen betrug im Jahr 2021 insgesamt rund 3.512 TWh gegenüber 5.702 TWh im Jahr 2020. Bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Jahr 2022 (1. Folgejahr nach Erstellung des Berichts) mit 45 Prozent weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr 2021 mit 38 Prozent. Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina.

Eine weitere Betrachtung zum Handelsvolumen kann über die London Energy Brokers' Association (LEBA) erfolgen, an der nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind. Bei der LEBA ist das Volumen für Handelsgeschäfte gesunken. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ ist von 5.368 TWh im Vorjahr auf 4.345 TWh im Jahr 2021, d. h. um rund 19 Prozent, gesunken.¹⁰⁴

¹⁰⁴ Siehe London Energy Brokers' Association, Monthly Volume Report.

Elektrizität: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2021 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	5	0%
Day-Ahead	72	2%
unter 1 Woche	40	1%
über 1 Woche	1.327	38%
1. Folgejahr	1.585	45%
2. Folgejahr	366	10%
3. Folgejahr	117	3%
4. Folgejahr	9	0%
Summe	3.521	100%

Tabelle 93: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2021 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen Handel spielt das OTC-Clearing an einer Börse eine spezielle Rolle für den außerbörslichen Großhandel. Beim OTC-Clearing wird einer Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im außerbörslichen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Hinzu kommt, dass in manchen Fällen durch Einbeziehung der OTC-Geschäfte die bei der Clearing-Bank zu hinterlegenden nötigen Sicherheiten für den Börsenhandel, etwa mit Futures, geringer ausfallen können.

Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d. h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar. Die EEX bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC) ermöglicht das OTC-Clearing (bzw. Trade Registration, s. o.) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind, sowie für die EPEX SPOT.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag im Jahr 2021 bei 1.740 TWh. Im Jahr 2020 lag das Volumen noch bei 1.668 TWh. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Menge gesteigert – sowohl im OTC-Handel als auch im Börsenhandel. Festzuhalten ist, dass die Menge von OTC-Clearing seit 2019 stärker steigt als das Volumen über den normalen Börsenhandel.

Elektrizität: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX

in TWh

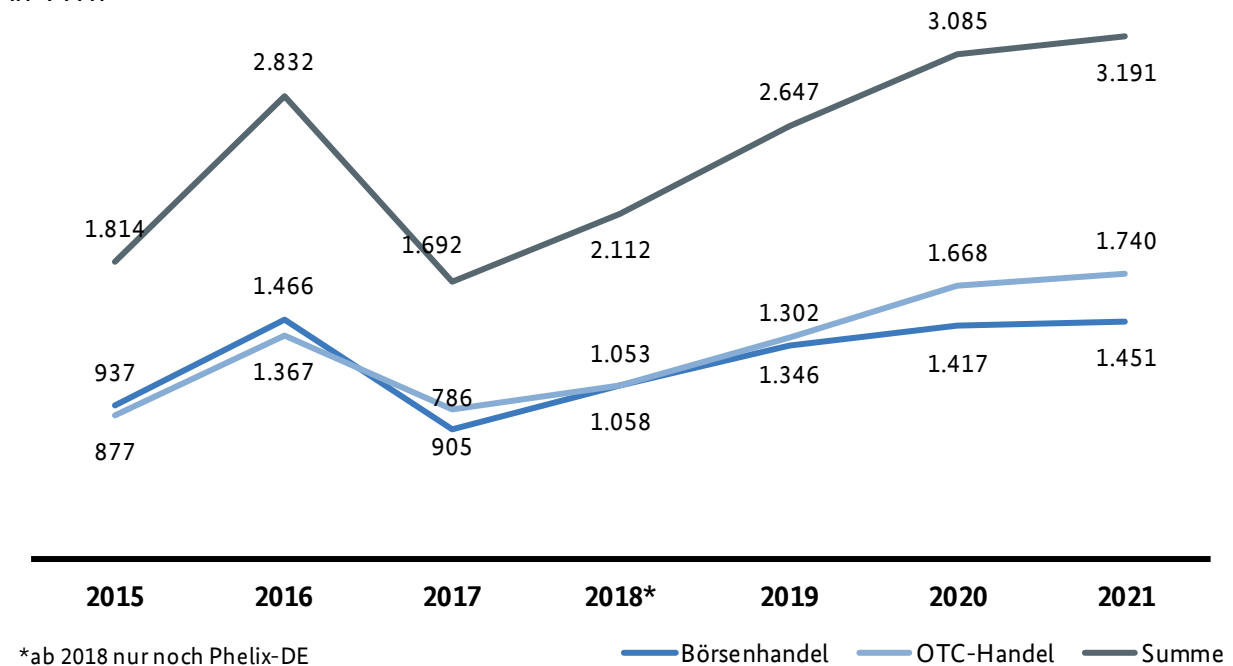


Abbildung 108: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten

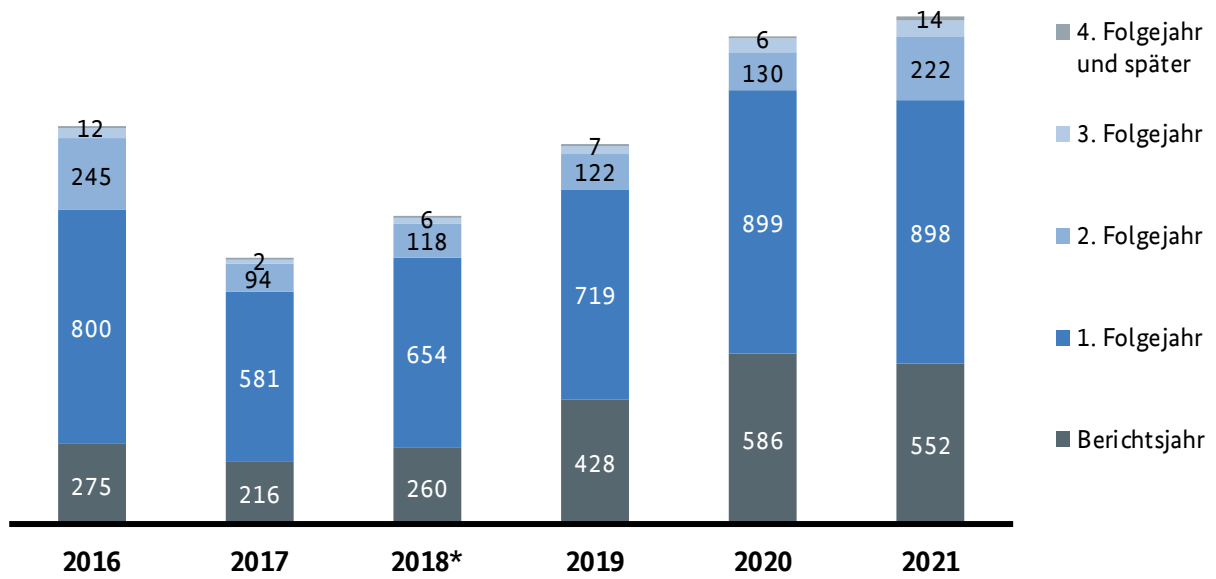
Werden zusätzliche Angaben der LBEA herangezogen betrug das zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2021 rund 1.566 TWh, was einem Anteil von rund 36 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Auch hier ist ein Anstieg des zum Clearing registrierten Volumens festzustellen, das im Vorjahr 2020 rund 29 Prozent der gesamten Menge ausmachte.¹⁰⁵

Phelix-Optionen spielen im Börsenhandel an der EEX bislang keine Rolle, d. h. es kam im Jahr 2021 – wie im Vorjahr – nicht zu solchen Transaktionen. Es gibt allerdings Phelix-Optionen, die außerbörslich vereinbart und an der EEX gecleart werden. Im Jahr 2021 wurden außerbörslich vereinbarte Phelix-Optionen am OTC-Clearing in Höhe von 94 TWh an der EEX gecleart. Das entspricht einem Anteil von 5,4 Prozent. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um rund 19 Prozent erhöht.

Die Verteilung der im Jahr 2021 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur marginal verändert. Entfielen in 2020 rund 54 Prozent auf Kontrakte für das 1. Folgejahr (also 2022), so sind es im Jahr 2021 noch 52 Prozent bzw. 551 TWh. Rund 32 Prozent bzw. 898 TWh des OTC-Clearing Volumens betreffen das Jahr 2021 selbst. Der Anteil für das übernächste Jahr hat sich auf 222 TWh erhöht und macht rund 13 Prozent aus. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil aus.

¹⁰⁵ Vgl. <https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/> (abgerufen am 1. September 2022). e

Elektrizität: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr in TWh



* seit 2018 werden nur noch die Phelix-DE-Terminkontrakte betrachtet

Abbildung 109: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Insgesamt waren im Jahr 2021 mindestens 1.423 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten in Deutschland tätig. Die Lieferanten werden als einzelne juristische Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet.

Im Monitoring wurden rund 52,2 Mio. Marktlokationen von Letztverbrauchern erfasst. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, beliefern von 1.357 Lieferanten rund 84 Prozent weniger als 30.000 Marktlokationen. Insgesamt finden sich in dieser Kategorie knapp 8,1 Mio. Marktlokationen (ca. 16 Prozent aller Marktlokationen). Von allen Lieferanten beliefern rund sechs Prozent jeweils über 100.000 Marktlokationen. Diese sechs Prozent belieferten absolut betrachtet 37 Mio. Marktlokationen und somit wie im Vorjahr rund 71 Prozent aller Kunden. Die 88 großen Lieferanten beliefern also die meisten Marktlokationen in Deutschland. Demnach sind auf Lieferantenseite weiterhin mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Marktlokationen zusammensetzt. Eine große Anzahl von Lieferanten ist deshalb nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen.

Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2021 beliefern ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

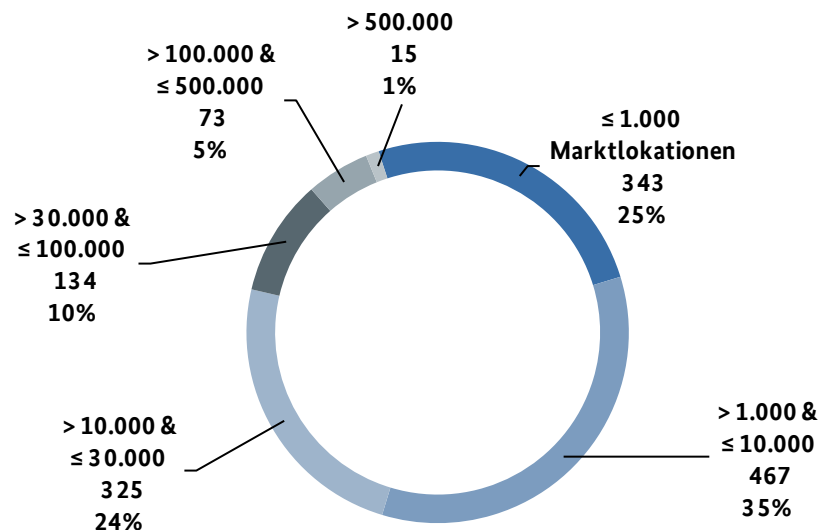


Abbildung 110: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktlokationen

Ein umfassenderes Bild bzgl. der Lieferantenstruktur ergibt sich durch die Betrachtung der regionalen Tätigkeit der Lieferanten. Hier zeigt sich anhand der Daten von 1.250 Lieferanten, dass knapp die Hälfte der Lieferanten nur regional tätig ist. 108 Lieferanten, d. h. rund neun Prozent, beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten (vgl. die nachfolgende Abbildung). Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Eine weitere Kennzahl, die die bundesweite Tätigkeit von Lieferanten be-

schreibt, ist die Anzahl der belieferten Bundesländer: 205 Lieferanten haben Verträge in allen 16 Bundesländern abgeschlossen. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 100 Netzgebieten (2020: 99 Netzgebiete).

Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2021 belieferten
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

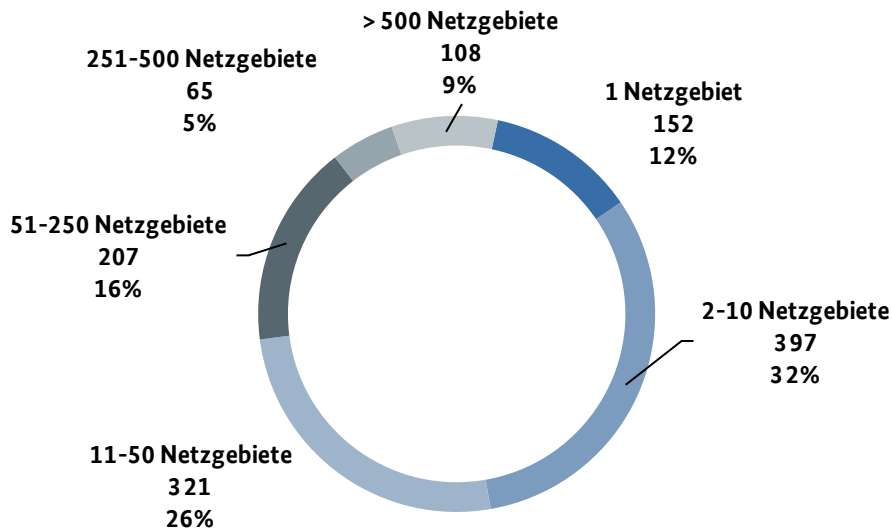


Abbildung 111: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete

Obwohl eine Mehrzahl der Lieferanten weiterhin regional tätig ist, hat sich die Möglichkeit für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, über die vergangenen acht Jahre vergrößert.

Dies zeigt die Auswertung der Angaben von 812 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossene Verbraucher beliefern (vgl. die Abbildung unten): In 90 Prozent aller Netzgebiete (722 Netzgebiete) waren 2021 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2008 lag dieser Wert noch bei 50 Prozent (362 Netzgebiete). Inzwischen sind in rund 77 Prozent der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert im Jahr 2014 noch bei rund 50 Prozent lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2021 in seinem Netzgebiet zwischen 167 Anbietern wählen (2020: 162), für Haushaltskunden lag der Wert bei 147 Anbietern (2020: 142).

Elektrizität: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
 in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

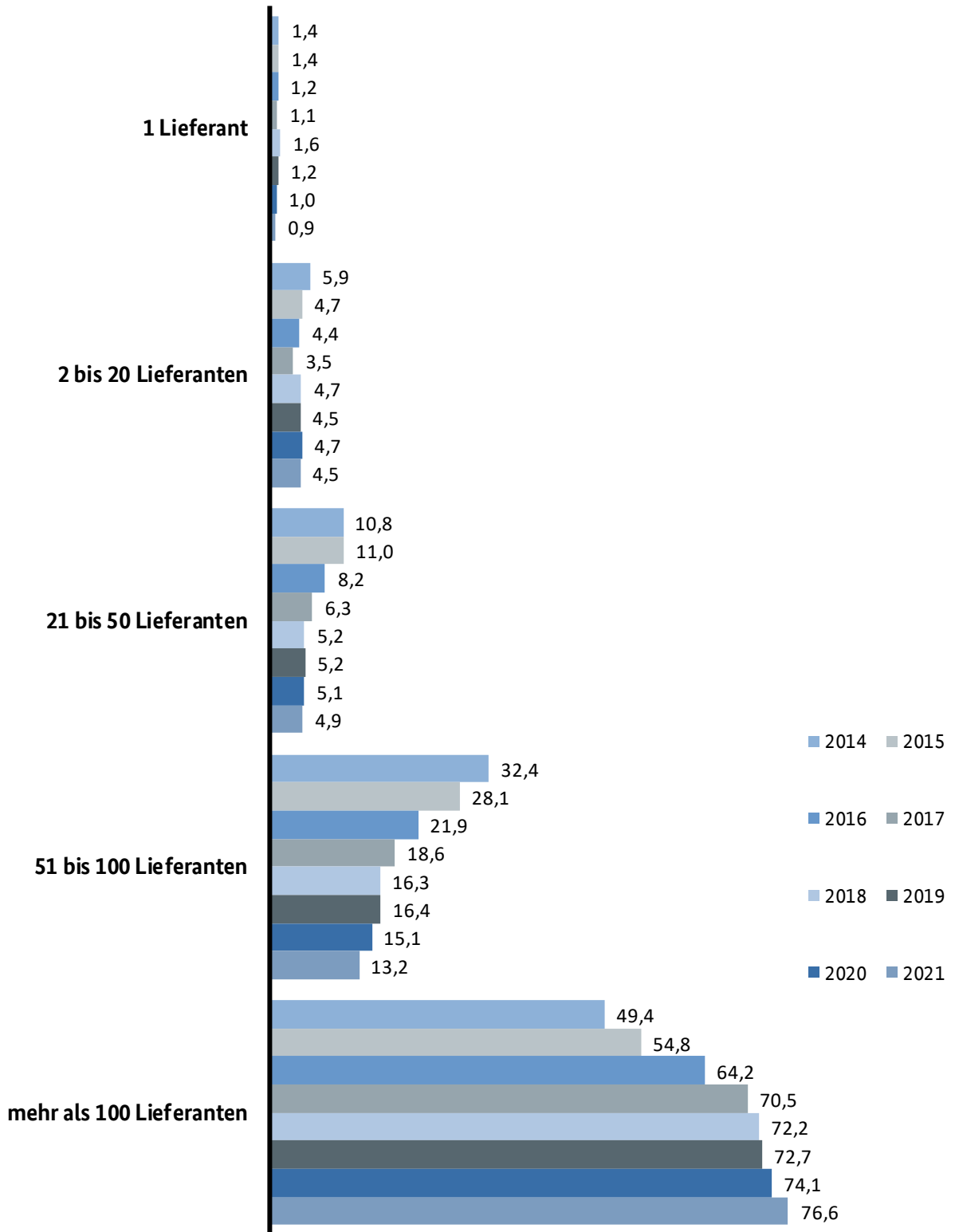


Abbildung 112: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel



37 Prozent der Haushaltskunden werden über einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert. Rund 24 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der klassischen Grundversorgung. 39 Prozent der Haushaltskunden haben einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Insgesamt werden 61 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte nach wie vor über den Grundversorger bezogen. Die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten bleibt damit stark.

Rund 4,8 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2021 ihren Stromlieferanten gewechselt. Hier ist zu beachten, dass die Zahl der Lieferantenwechsel für das Jahr 2021 um den Sondereffekt von Insolvenzen und (unfreiwilligen) Wechseln auf Grund von Kündigungen der Lieferantenbereinigt wurde (Anzahl ohne Bereinigung: rund 5,7 Mio. Lieferantenwechsel)

Im vierten Quartal 2021 stiegen die Beschaffungspreise in Deutschland stark an. Einige Lieferanten beendeten daraufhin ihre Tätigkeit und meldeten teilweise Insolvenz an. Neben einiger kleinerer Lieferanten handelte es sich insbesondere um einen größeren Strom- und einen größeren Gaslieferanten. Die Energiebelieferung der betroffenen Kunden wurde unterbrechungsfrei vom Grundversorger übernommen. Diese überdurchschnittlich hohen Kundenzuwächse nahmen einige Grundversorger zum Anlass, unterschiedlich hohe Allgemeine Preise für Bestands- und Neukunden anzubieten. Begründet wurde dies insbesondere damit, dass die kurzfristige Energiebeschaffung für diese neuen Kunden deutlich teurer war als die langfristige Beschaffung der Bestandskunden. Die rechtliche Zulässigkeit dieses Splits war im Anschluss Gegenstand von Gerichtsverfahren.

Der Gesetzgeber griff dies auf. Im Juli 2022 traten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Kraft, die eine Differenzierung der Allgemeinen Preise zwischen Bestands- und Neukunden in der Grundversorgung untersagten. In der Ersatzversorgung dürfen im Gegenzug die Allgemeinen Preise höher sein als die in der Grundversorgung (auch für Haushaltskunden) und können jeweils zum 01. und 15. eines Monats angepasst werden.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung, etc.) und die aktuellen Preise des derzeitigen Stromlieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Stromlieferanten zu vergleichen.

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. Die Erhebung der Kennzahlen für den Lieferantenwechsel erfolgt über entsprechende Indikatoren, die das tatsächliche Wechselverhalten möglichst gut abbilden. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Nach dieser Definition kann daher eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ebenso zu einem „Lieferantenwechsel“ führen wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder eine Kündigung durch den Lieferanten. Daher kann das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten

Werten abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wird auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden im Falle von Einzügen betrachtet, wenn diese einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählen. Als Vertragswechsel werden diejenigen Wechsel bezeichnet, die innerhalb desselben Unternehmens stattfinden.

Für die Berechnung der Indikatoren werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel von den Netzbetreibern (Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber) und Lieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben. Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei Letzteren wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert¹⁰⁶. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden¹⁰⁷ einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die von den Lieferanten erhobenen Stromabgabemengen an alle Letztverbraucher betragen im Jahr 2021 rund 405,6 TWh – im Vorjahr waren es 347,3 TWh. Im Jahr 2021 entfielen rund 290,9 TWh auf RLM-Kunden und 144,7 TWh auf SLP-Kunden sowie 14,3 TWh Heizstrom für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden.

Im Monitoring werden die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilt. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein¹⁰⁸. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien

¹⁰⁶ Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

¹⁰⁷ In die Kategorie „Gewerbekunden“ werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen, wenn deren Jahresverbrauch mehr als 10.000 kWh beträgt.

¹⁰⁸ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

lassen Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag mit einem anderen Lieferanten“ zählt. Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt. In diesen Fällen findet kein automatischer Vertragswechsel statt (§ 36 Abs. 3 EnWG).

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Stromentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch¹⁰⁹ aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

Im Jahr 2021 haben rund 1.411 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.413). Unter den 1.411 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2021 RLM-Kunden an rund 376.086 Marktlokationen mit knapp 246,6 TWh Strom (im Vorjahr rund 213,3 TWh bei 368.586 Marktlokationen). Die Belieferung erfolgte zu 99,9 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung¹¹⁰. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist zwar atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund- bzw. Ersatzversorgung wurden 0,29 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 24 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung – verteilt auf rund 38,1 Prozent aller RLM-Marktlokationen. Rund 75,9 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger – das entspricht in etwa 60,7 Prozent aller Marktlokationen. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 24,4 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 75,5 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, bezogen auf die Abgabemenge, dass die Grundversorgerstellung sowie die Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich weiterhin an Bedeutung verlieren.

¹⁰⁹ Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

¹¹⁰ Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von Grundversorgung von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die Ersatzversorgung.

Elektrizität: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2021

Menge und Verteilung

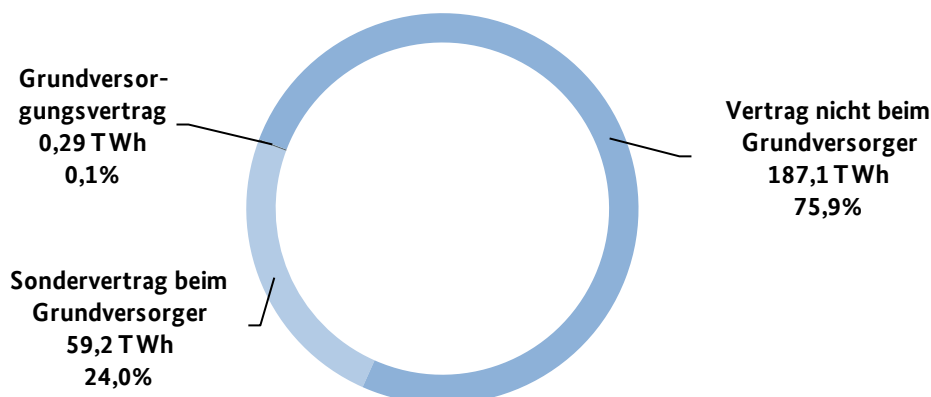


Abbildung 113: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2021

2.1.2 Lieferantenwechsel

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2021 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nachfolgende Verbrauchskategorien unterschieden: In der Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr befinden sich typischerweise große Industriekunden und in der Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, wie beispielsweise Restaurants, Bürogebäude oder Krankenhäuser. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Elektrizität: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2021

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechseln	Anteil an allen Marktlokationen der Verbrauchskategorie	Entnahmemenge an Marktlokationen mit Lieferantenwechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchskategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	210.407	10,0%	14,0	12,0%
> 2 GWh/Jahr	2.398	13,4%	22,1	10,0%
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	212.805	10,0%	36,1	10,7%

Tabelle 94: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2021

Über die Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2021 bei 10,7 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 11,6 Prozent. Seit einigen Jahren sind im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser

Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Elektrizität: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >10 MWh/Jahr in Prozent

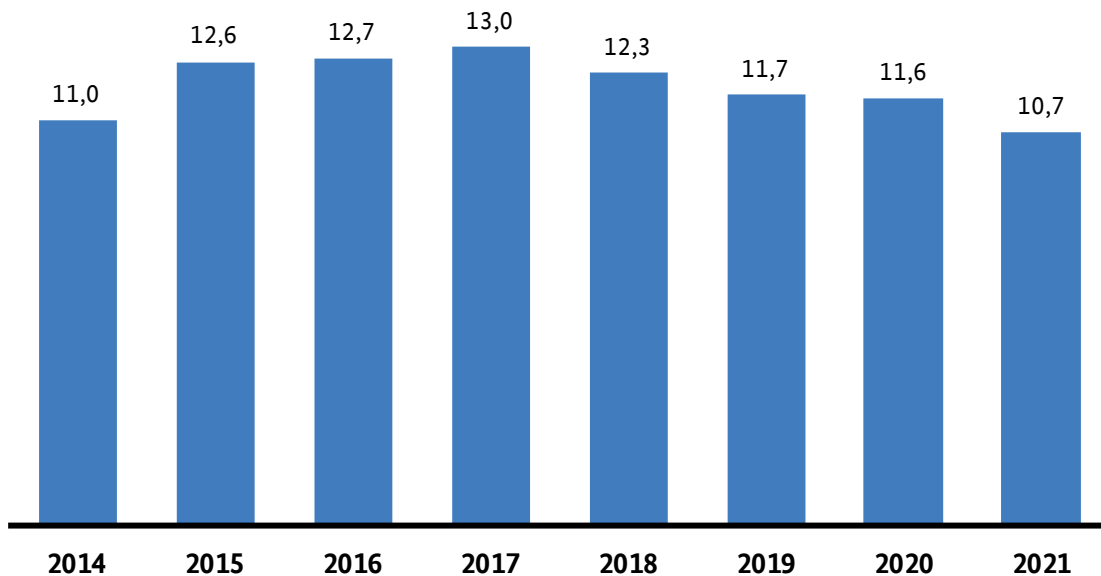


Abbildung 114: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2021 rund 37 Prozent der Entnahmemenge der Haushaltskunden über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung entnommen wurde (2020: 37 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 24 Prozent der Entnahmemenge (2020: 25 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge, die über einen Vertrag mit einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger bezogen wurde, lag bei 39 Prozent (2020: 38 Prozent). Insgesamt wurden damit weiterhin 61 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte über den Grundversorger bezogen (2020: 62 Prozent). Trotz einer über die vergangenen Jahre kontinuierlich sinkenden Menge bleibt die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten damit stark.

Durch die erstmalige Erhebung der Verweildauer der Stromkunden in verschiedenen Tarifen bei den in Deutschland tätigen Lieferanten, lassen sich Aussagen hierzu treffen. Betrachtet wurden die Verträge die im Jahr 2021 beendet wurden.

Elektrizität: Durchschnittliche Verweildauer Haushaltskunden

Haushaltskunden (außerhalb Grundversorgung)	Durchschnittliche Verweildauer in Monaten
in den Grundversorgungsnetzgebieten	38
außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete mit einer monatlichen Laufzeit	34
außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete mit einer Laufzeit von 12 Monaten	27
außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete mit einer Laufzeit von 24 Monaten	33

Tabelle 95: Durchschnittliche Verweildauer Haushaltskunden

Elektrizität: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2021

Menge in TWh und Verteilung

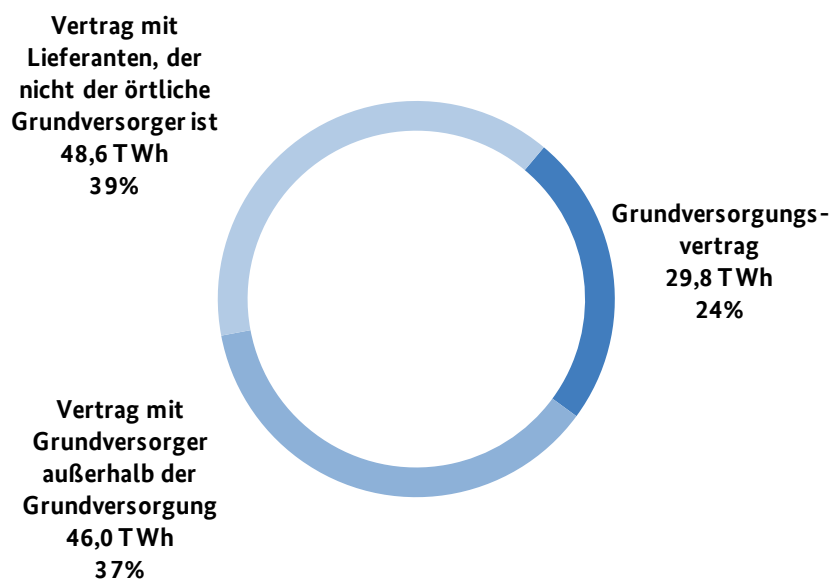


Abbildung 115: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2021

2.2.2 Vertragswechsel

Die nachfolgende Tabelle stellt Vertragswechsel innerhalb eines Unternehmens dar, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind. Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 1,53 Mio. und liegt damit unter dem Niveau des Vorjahres (2020: 1,83 Mio. Vertragswechsel). Die entsprechende Wechselmenge belief sich auf ca. 3,7 TWh (2020: 5,3 TWh). Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 3,1 bzw. 3,3 Prozent. Die Anzahl der Wechsel innerhalb eines Unternehmens liegt damit leicht unter Vorjahresniveau, wohingegen die Vertragswechselmenge im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken ist (rund. - 1,5 TWh).

Elektrizität: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Jahr 2021

Kategorie	Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamtentnahmemenge in Prozent	Vertragswechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	3.7 TWh	3.1%	1,53 Mio.	3.3%

Tabelle 96: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität)

2.2.3 Lieferantenwechsel

Der Lieferantenwechselwert von Haushaltskunden setzt sich zusammen aus der Anzahl der Wechsel zu einem anderen Lieferanten und der Anzahl von Wechseln im Rahmen von Umzügen, bei denen nicht der Grundversorger als Lieferant gewählt wurde. Heizstromkunden werden an dieser Stelle nicht mit betrachtet. Im Vergleich zu 2020 liegt die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden mit 4,76 Mio. in 2021 um rund 615.000 unter dem Vorjahresniveau von 5,4 Millionen. Hierbei ist zu beachten, dass im Jahr 2021 für die Auswertung des Monitorings der Sondereffekt von Insolvenzen und (unfreiwilligen) Wechseln auf Grund von Kündigungen der Lieferanten, die aufgrund der gestiegenen Preise nicht weiter beliefern konnten mit einbezogen wurde. Diese Anzahl schätzt die Bundesnetzagentur mit Hilfe der Vorjahresangaben von 38 Unternehmen auf rund 950.000 Kunden, welche von der Gesamtanzahl der aktiven (freiwilligen) Lieferantenwechsel abgezogen wurde.

Bei wenigen kleinen Lieferanten, die die Belieferung Ihrer Kunden eingestellt haben, sind der Bundesnetzagentur keine Kundenzahlen bekannt. Dies birgt eine gewisse Unschärfe in den Werten, weshalb sie nicht unmittelbar mit den Vorjahren vergleichbar sind.

Die gesamte Lieferantenwechselquote betrug im Jahr 2021 ca. 9,7 Prozent der Haushaltskunden und ist damit gesunken (2020: 10,9 Prozent; 2019: 9,9 Prozent). Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei ca. 16,6 TWh, was etwa 0,4 TWh über dem im Vorjahr ermittelten Wert (2020: 16,6 TWh) liegt. Die entsprechende mengenbezogene Quote liegt bei 12,9 Prozent und damit höher als die anzahlbezogene Quote, was gegebenenfalls auf ein stärkeres Wechselverhalten von Kunden mit höheren Verbrauchsmengen zurückzuführen ist. Bei den zugrunde liegenden Mengen ist es nicht möglich, den Sondereffekt von Insolvenzen und (unfreiwilligen) Wechseln auf Grund von Vertragskündigungen von der Gesamtanzahl der aktiven (freiwilligen) Lieferantenwechsel abzuziehen. In der nachfolgenden Abbildung ist der tendenziell steigende Verlauf der Lieferantenwechselquote seit 2012 zu betrachten.

Elektrizität: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

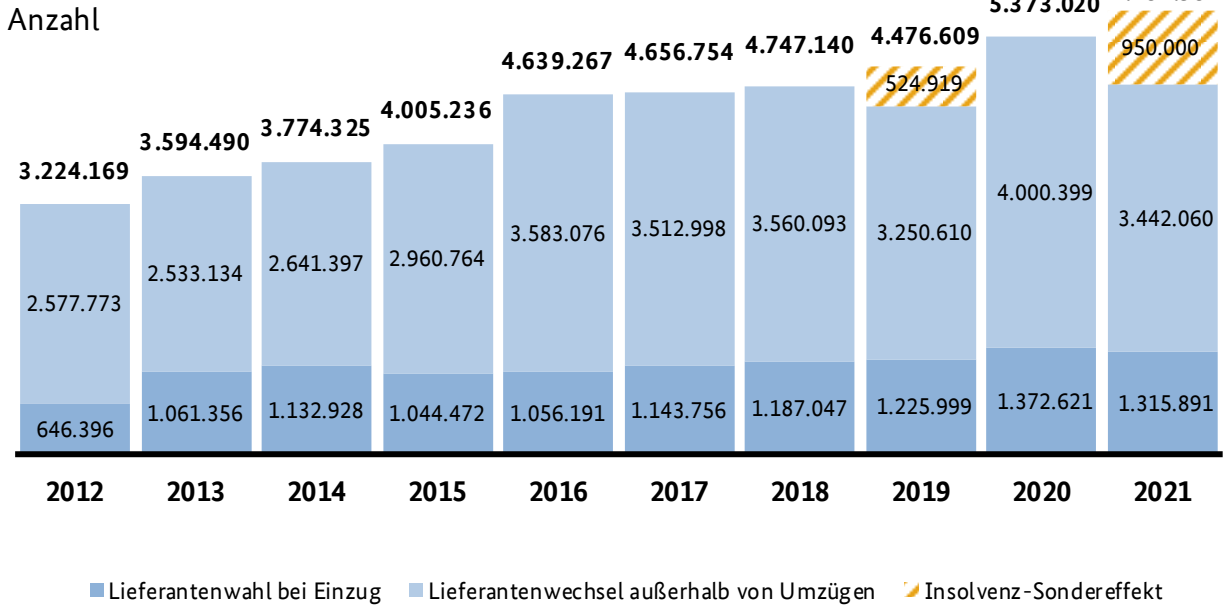


Abbildung 116: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität¹¹¹

Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden in Prozent und Anzahl der Lieferantenwechsel

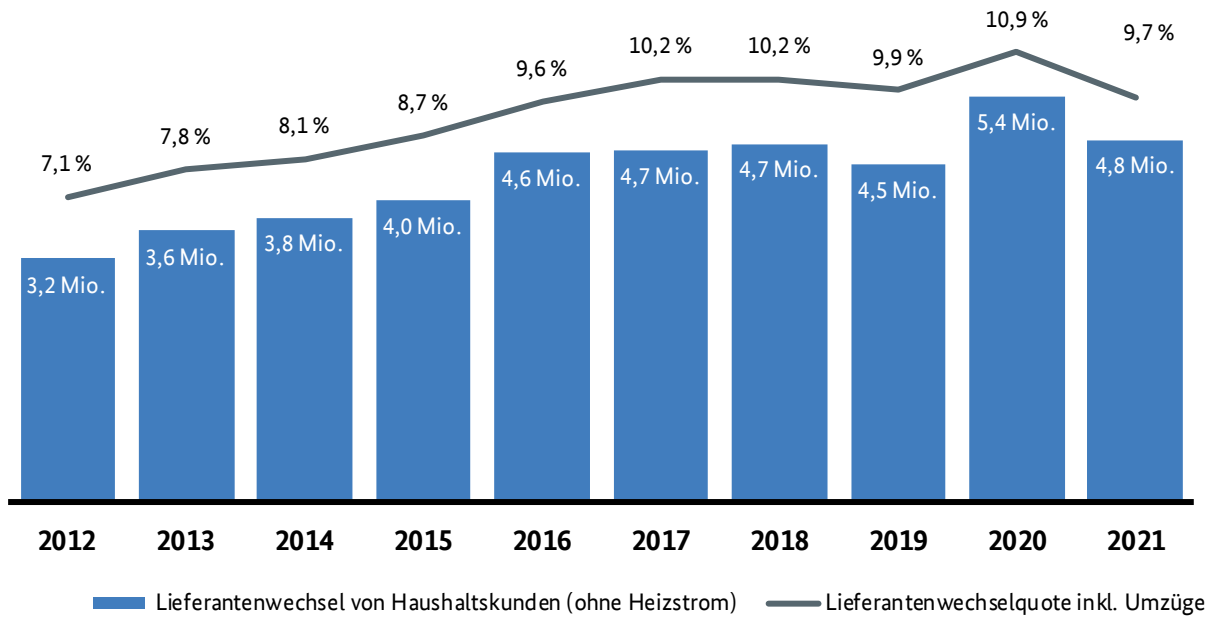


Abbildung 117: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden Elektrizität

¹¹¹ Aufgrund von Insolvenzen wurden in den Jahren 2011 und 2013 die Wechselzahlen je um geschätzte 500.000 insolvenzbedingte Wechsel bereinigt.

Über eine gemeinsame Betrachtung der in 2021 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden eine Änderung ihres Energieliefervertrages veranlasst haben. Insgesamt wurden so rund 6,3 Mio. Wechselvorgänge vollzogen.

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen



Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine sogenannte Sperrandrohung erfolgen. Mit der Sperrandrohung ist der Kunde über Möglichkeiten der Vermeidung der Sperrung zu informieren.

Eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. In der Grundversorgung ist dem Kunden das konkrete Datum der Sperrung acht Werktage im Voraus anzukündigen und spätestens mit dieser Ankündigung ist dem Kunden der Abschluss einer Abwendungsvereinbarung anzubieten, die eine Ratenzahlungsvereinbarung und eine Weiterversorgung auf Vorauszahlungsbasis beinhaltet.

In der Grundversorgung darf eine Sperrung erst bei einem Zahlungsverzug von zwei Monatsabschlägen und mindestens 100 Euro durchgeführt werden. Wenn kein Monatsabschlag vereinbart ist, muss der Zahlungsverzug mindestens ein Sechstel des voraussichtlichen Jahresbetrags ausmachen. Eine Sperrung ist nicht zulässig, wenn sie unverhältnismäßig ist. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn dadurch eine konkrete Gefahr für Leib oder Leben der dadurch Betroffenen besteht.

Dem Kunden können sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung die Kosten vom Lieferanten in Rechnung gestellt werden. Die Höhe der Kosten ist je nach Lieferant und Netzbetreiber sehr unterschiedlich. In der Grundversorgung haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Bei absehbaren Änderungen des Verbrauchs können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht zudem die Möglichkeit, Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

Im Dezember 2021 wurden die Voraussetzungen für eine Sperrung in der Grundversorgung verschärft. Die dargestellten Voraussetzungen bilden die neue Rechtslage ab.

3.1 Stromsperrungen

Für das Jahr 2021 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Stromlieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag bei 234.926 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 2 Prozent gestiegen (2020: 230.015). In Bezug auf alle Marktlokationen von

Letztverbrauchern wurden demnach 0,45 Prozent der Anschlüsse gesperrt. Aufgrund des während der Corona-Pandemie zeitweise geltenden Leistungsverweigerungsrechts nach Art. 240 § 1 EGBGB gingen die Sperrungen in 2020 deutlich zurück. Ein Großteil der Lieferanten verzichtete zudem freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden. Auch im Jahr 2021 hat rund die Hälfte der von der Bundesnetzagentur befragten Strom- und Gaslieferanten auf eine Sperrung freiwillig verzichtet. Häufig wurden gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen.

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Anschlussnutzer vertraglich hierzu berechtigt sein und gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten zwischen Netzbetreiber und Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Nach der StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von zwei Monatsabschlägen (alternativ ein Sechstel des Jahresbetrags), mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung und Ankündigung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben.

Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie häufig Lieferanten in 2021 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt und durchgesetzt haben.

Elektrizität: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl

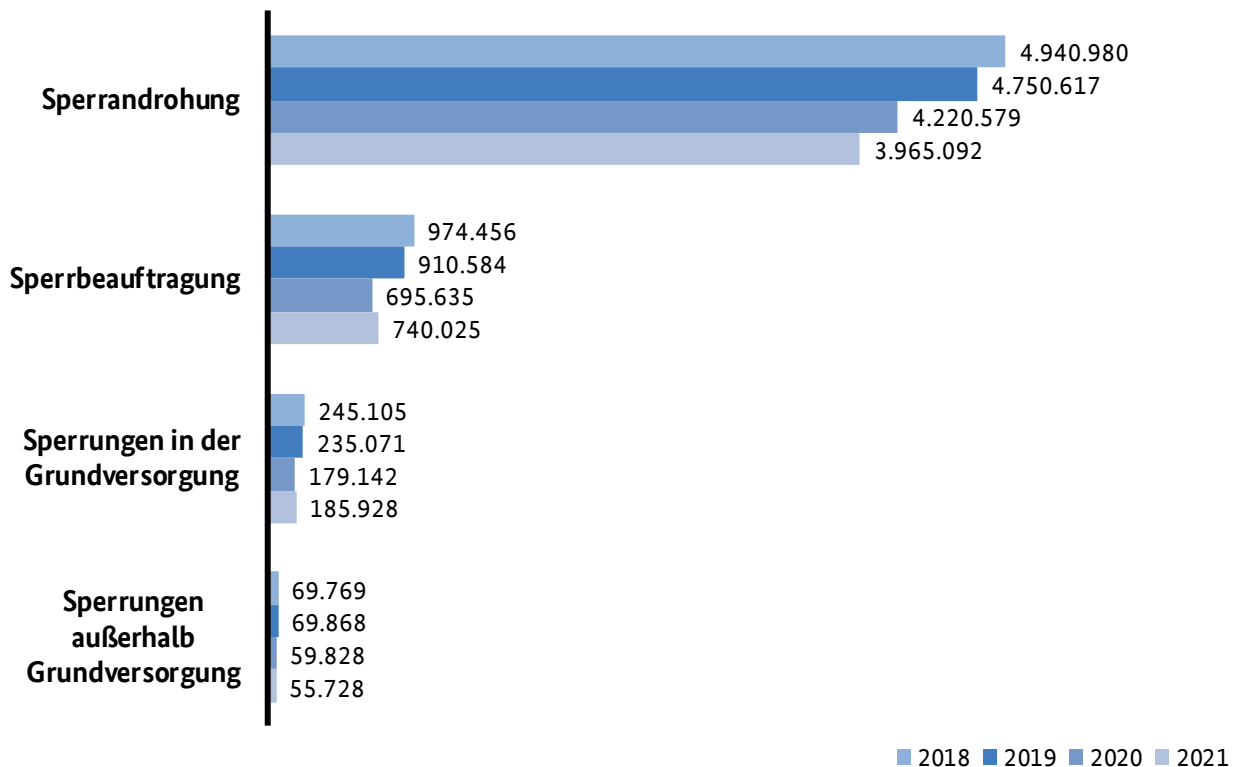


Abbildung 118: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Lieferantendaten geht hervor, dass durchschnittlich eine Sperrung bei einem Rückstand von rund 125 Euro angedroht wurde. Nach den Angaben der Lieferanten sind rund fünf Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, hat ein Teil der Stromlieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche eigene Kosten in Rechnung gestellt. Die Lieferanten wurden gefragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 StromGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung, haben die Lieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 43 Euro (inkl. USt.)¹¹² zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 0,07 Euro und 150 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt 48 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 0,07 Euro und 199 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Stromlieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt ca. 48 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 0,07 Euro bis 145 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt 50 Euro (inkl. USt.) mit einer Spanne von ca. 0,07 Euro bis 125 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Lieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 2,74 Euro.

¹¹² Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

Nachfolgende Abbildung zeigt, wie häufig die Verteilnetzbetreiber in 2021 eine Unterbrechung der Versorgung durchgeführt haben. Insgesamt wurden 234.926 Sperrungen durchgeführt und 216.883 Anschlüsse im Jahr 2021 wiederhergestellt.

Elektrizität: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber

Anzahl

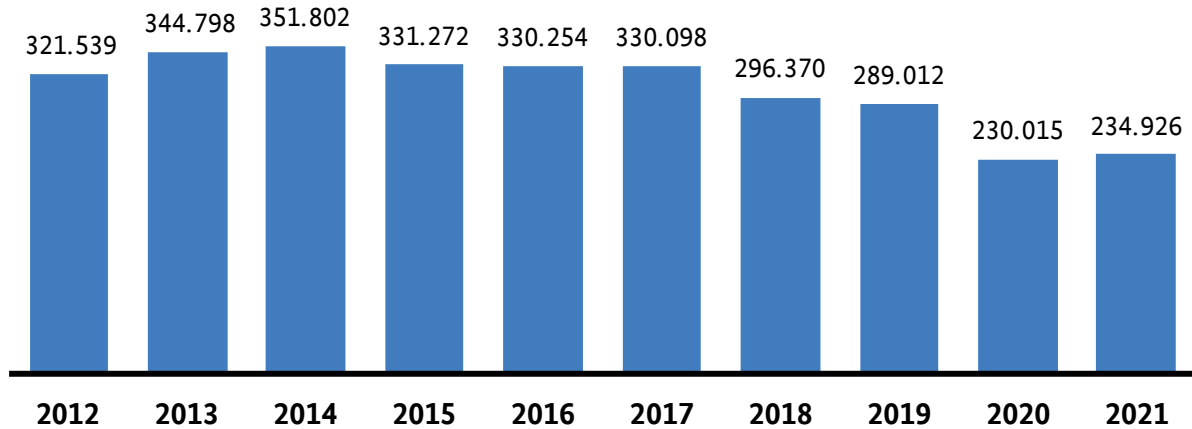


Abbildung 119: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber¹¹³

Für das Jahr 2021 wurde zum ersten Mal erhoben, wie sich die Sperrungen zwischen den Quartalen verteilen, was einen Überblick über die Saisonalität bietet. Dabei ist zu beachten, dass eine Sperrung zum Erreichen der Mindesthöhe des Zahlungsverzugs, den Fristen zur Androhung und Ankündigung immer einer gewissen Vorlaufzeit unterliegt. Es zeigt sich, dass der Großteil der Sperrungen im dritten Quartal durchgeführt werden. Gründe hierfür wurden nicht erhoben. Generell treffen Sperrungen im dunkleren Winterhalbjahr die Verbraucher deutlich härter, als solche im Sommer. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Verteilung der Sperrungen (da nicht alle Verteilnetzbetreiber Angaben gemacht haben, weichen die Summenwerte zu den obigen Werten ab).

¹¹³ Die Werte von 2011 bis 2014 umfassen die Sperrungen, die durch den örtlichen Grundversorger beauftragt wurden. Die Werte ab 2015 beinhalten die Sperrungen aller Lieferanten.

Elektrizität: Sperrungen nach Quartalen 2021

Anzahl

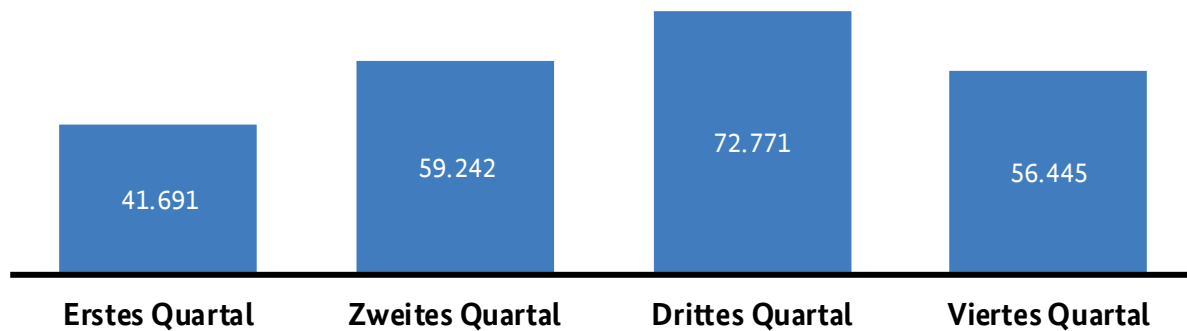


Abbildung 120: Sperrungen nach Quartalen 2021

Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der sog. Sperrungen. Es wurde nach dem Anteil der Sperrungen an Marktlokationen im Bundesland sortiert.

Elektrizität: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2021 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Bremen	4.039	0,90
Sachsen-Anhalt	10.872	0,71
Nordrhein-Westfalen	79.240	0,70
Hamburg	6.836	0,58
Berlin	12.192	0,50
Hessen	18.773	0,49
Sachsen	13.539	0,48
Mecklenburg-Vorpommern	5.237	0,46
Thüringen	6.303	0,44
Rheinland-Pfalz	10.027	0,40
Schleswig-Holstein	6.975	0,38
Saarland	2.397	0,37
Niedersachsen	15.367	0,32
Brandenburg	5.463	0,31
Bayern	21.341	0,27
Baden-Württemberg	16.325	0,25

Tabelle 97: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2021

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Stromlieferanten durchschnittlich 54 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen ca. 12 und 280 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Haushaltskunden wurden zwischen 15 und 175 Euro und durchschnittlich 58 Euro (exkl. USt.) in Rechnung gestellt.

Durchschnittlich lag die Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 16 Tagen (zur besseren Abgrenzung berücksichtigt dies nur Werte, bei denen Sperrung und Entsperrung in 2021 durchgeführt wurden). 13.824 Sperrungen haben länger als 90 Tage andauert. Worauf diese längeren Sperrungen beruhen, wurde nicht erhoben. Es kann sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit gehandelt haben, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden konnten.

3.2 Kündigungen

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung haben sich in den vergangenen Jahren nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden getrennt. Im Jahr 2021 gab es jedoch eine neue Entwicklung durch die starke Steigerung der Energiepreise im zweiten Halbjahr. Bedingt durch die enorm hohen Großhandelspreise und eine Beschaffungsstrategie, die offenbar nur auf eher kurzfristige Käufe gesetzt hatte, konnten einige wenige Lieferanten ihre Kunden nicht weiter beliefern und haben ihnen gekündigt. Die Ursache lag also nicht bei den Kunden (bspw. ausbleibende Zahlungen), sondern in der Beschaffungsstrategie der jeweiligen Lieferanten.

Im Jahr 2021 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 180.658 Kündigungen u. a. wegen Zahlungsverzugs ausgesprochen (2020: ca. 173.627). Die Kündigungen fanden zu 90 Prozent (169.985 Kündigungen) außerhalb der Grundversorgung statt. Bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 184 Euro haben diese Lieferanten ihren Kunden den Energieliefervertrag gekündigt. Einem kleineren Teil, nämlich 10 Prozent (18.673 Kündigungen) wurde innerhalb der Grundversorgung gekündigt. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Dafür darf keine Grundversorgungspflicht bestehen. Die weitere Versorgung muss also aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar sein.

Hinzu kommen Kündigungen der Lieferanten, die aufgrund der gestiegenen Preise nicht weiter beliefern konnten. Diese schätzt die Bundesnetzagentur mit Hilfe der Vorjahresangaben von 38 Unternehmen auf rund 950.000 Kunden¹¹⁴.

3.3 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring wurden erneut Informationen bei Messstellenbetreibern und Lieferanten zu Vorkassensystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzählern erhoben. Im Verlauf des Jahres 2021 waren an rund 19.670 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassensysteme installiert. Davon sind 70 Prozent den Grundversorgern zuzuordnen. Dies entspricht 0,04 Prozent aller Marktlösungen von Haushaltskunden in Deutschland. In knapp 2.800 Fällen wurde im Kalenderjahr 2021 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 2.500 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut.

¹¹⁴ Bei wenigen kleinen Lieferanten sind der Bundesnetzagentur keine Kundenzahlen bekannt.

3.4 Tarife

Lieferanten müssen für Letztverbraucher von Elektrizität, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 41a Abs. 1 EnWG). 2021 boten rund sechs Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Der Anteil an Lieferanten, von denen in 2021 tageszeitabhängige Tarife angeboten wurden, betrug etwa 57 Prozent.

Tarife mit dynamischen Preisen, die den Preis auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln, sind an die Installation entsprechender Zähler gebunden und bislang bei ca. zehn Anbietern (2020: 2 Anbieter, 2019: 2 Anbieter, 2018: 1 Anbieter) verfügbar.

Ein dynamischer Stromtarif setzt sich, analog zu dem statischen Stromtarif, aus einem monatlichen Grundpreis und einem Arbeitspreis pro verbrauchte Kilowattstunde zusammen. Während der monatliche Grundpreis die festen Kosten für den Stromanschluss und den Zähler abdeckt, beinhaltet der Arbeitspreis die Kosten für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge, Netzentgelte, sowie diverse Steuern, Abgaben und Umlagen (siehe Kapitel IG4.2.1). Die Besonderheit eines dynamischen Tarifs besteht darin, dass die im Arbeitspreis enthaltene Energiebeschaffungskosten an den Börsenpreis gekoppelt sind, der stündlich am zentraleuropäischen Spotmarkt für Energie, der European Power Exchange (EPEX Spot), täglich für jede Stunde des Folgetages ermittelt wird. Damit werden zeitliche Strompreisschwankungen an den Stromkunden weitergegeben, die ihren Verbrauch anpassen können. Voraussetzung für einen dynamischen Stromtarif ist ein intelligentes Messsystem.

Sowohl der Rollout von intelligenten Messsystemen als auch die weitere Förderung dynamischer Verträge u. a. durch die Umsetzung Europäischer Vorgaben (vgl. § 41a Absatz 2 EnWG); kann künftig das Interesse weiterer Verbraucher wecken und zu einem Zuwachs der Vertragsabschlüsse führen. Dies kann jedoch erst mit voranschreitendem Rollout von intelligenten Messsystemen qualitativ bewertet werden. Da im Berichtsjahr 2021 im Bereich der SLP-Kunden lediglich 133.460 Messlokationen (0,25 Prozent) mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen ausgestattet sind, lässt sich zur Entwicklung von dynamischen Tarifen noch keine Entwicklung ableiten.

Sogenannte gebündelte Tarife, bei denen Lieferanten den Stromvertrag mit weiteren Produkten und Dienstleistungen verknüpfen, wurden in 2021 von 126 Unternehmen (13 Prozent aller Unternehmen) angeboten. Bei großen Unternehmen mit mehr als 500.000 Marktlokationen lag der Anteil bei rund 46 Prozent. Im Bereich der Unternehmen mit 10.000 bis 200.000 Marktlokationen verkauften vor allem Stadtwerke gebündelte Tarife.

Insgesamt bieten 33 Prozent aller Lieferanten einen reinen Online-Tarif an, der online abgeschlossen werden kann (z. B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind. Beschränkt man sich bei der Betrachtung allerdings auf die größten Lieferanten, also diejenigen die mengenmäßig 80 Prozent der Haushaltskunden beliefern, so zeigt sich, dass 67 Prozent einen Online-Tarif anbieten. Gesonderte Tarife mit Anreiz zur Energieeinsparung werden derzeit von rund sechs Prozent der Unternehmen angeboten.

Häufig waren Stromtarife mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich wie Erdgas- oder PV-Anlagen verbunden, sie wurden aber auch mit Hardware, Telekommunikationsdienstleistungen oder der Wasserversorgung verknüpft. Unter Sonstigem werden Koppelprodukte mit Heizöl, Pellets, Fernwärme, Wärmepumpen,

Dienstleistungen im Bereich der E-Mobilität, Versicherungen, Gutscheinen und Eintrittskarten zusammenfasst.

Elektrizität: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2021

Elektrizität: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2021

Produktkategorie	Häufigkeit	Anzahl der Zählpunkte	Anteil
Erdgas	71	1 < 1.000	1%
Hardware	14	1000 < 10.000	6%
Telekommunikation, Internet	30	10.000 < 30.000	14%
Wasser	8	30.000 < 100.000	20%
PV-Anlage/ Mieterstrom	40	100.000 < 500.000	29%
Sonstige	28	< 500.000	46%
Gesamt	191	Gesamt	10%

Tabelle 98: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten

3.5 Unterjährige Abrechnungen

Nach § 40 Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der Fassung, die 2021 galt, waren Lieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Für das Jahr 2020 haben 161 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden in insgesamt 100.771 Fällen eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung durchführen. Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt.) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. 7 Euro und ca. 9 Euro ohne Selbstablesung.

4. Preisniveau



Der Strompreis, den Kunden bei ihrem Lieferanten bezahlen, setzt sich aus mehreren Preisbestandteilen zusammen: Neben der Strombeschaffung, dem Vertrieb und Gewinn, sind es vor allem das Netzentgelt, die Konzessionsabgabe, diverse Umlagen und Steuern. In der Regel gibt es einen monatlichen, verbrauchsunabhängigen Grundpreis und einen Arbeitspreis pro verbrauchte Kilowattstunde. Verbraucher mit einem niedrigeren Verbrauch profitieren eher von einem Vertrag mit einem geringen Grundpreis, Verbraucher mit einem erhöhten Verbrauch eher von einem geringen Arbeitspreis.

In Deutschland gibt es keine Strompreisregulierung.

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, geben im Monitoring die Einzelhandelspreise ihres Unternehmens zum 1. April 2022 für verschiedene Abnahmefälle an. Der Standardfall für Haushaltskunden liegt bei einem Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh.

Darüber hinaus wurden wie in den Vorjahren zwei Abnahmefälle von Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh bzw. 24 GWh betrachtet.

Den Gesamtpreis geben die Unternehmen in ct/kWh an, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einberechnet werden. Der Endpreis wird in einzelne Preisbestandteile aufgeschlüsselt: Dazu zählen Bestandteile, die zwar vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, sich aber zwischen den Netzgebieten unterscheiden können, wie Netzentgelte, Konzessionsabgabe und das Entgelt für den Messstellenbetrieb. Schließlich werden für den Gesamtpreis die bundeseinheitlichen Umlagen und Steuern berücksichtigt, d. h. Umsatzsteuer, Stromsteuer und die Umlagen nach dem EEG, KWKG und § 19 Abs. 2 StromNEV sowie die Offshore-Netzumlage nach § 17f EnWG und abschaltbare Lasten-Umlage. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen geben die Lieferanten für den Abnahmefall der Haushaltskunden ihren „durchschnittlichen“ Preis für drei Vertragstypen (s. u.) an.¹¹⁵

Für die Haushaltskunden wurde für das Verbrauchsband zwischen 2.500 und 5.000 kWh die einzelnen Preisbestandteile für die folgenden drei Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel).

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Vertragstypen für den Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2022 bzw. 1. April 2021 ist zu beachten, dass geringfügige Veränderungen der berechneten Mittelwerte nicht notwendigerweise auf einen Trend hinweisen, sondern auch der Teilnahme unterschiedlicher Lieferanten an der Abfrage geschuldet sein können.

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“)

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 24 GWh handelt es sich ausschließlich um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden

¹¹⁵ Ist es einem Unternehmen beispielsweise aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Tarife nicht möglich einen Durchschnitt zu bilden, wird ein repräsentativer Tarif ausgewählt.

die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen erfolgt die Netzentgeltabrechnung des Netzbetreibers direkt mit dem Kunden. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Stromverbraucher sind somit die Übergänge vom Einzelhandel zum Großhandel fließend.

Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den betreffenden Kunden keine dieser Vergünstigungsmöglichkeiten einschlägig ist (§§ 63 ff. EEG, § 19 Abs. 2 StromNEV, § 36 KWKG, § 19 Abs. 2 AbLaV, § 17f EnWG). Bei dem folgenden Abnahmefall wird die Umsatzsteuer wegen des Vorsteuerabzuges nicht ausgewiesen.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen begrenzten Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 192 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 197 Lieferanten). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sogenannte 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb dieser Spanne liegen. Die Auswertung lieferte folgende Ergebnisse:

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>		
Nettonetzentgelt	1,60 - 4,05	2,94
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,02	0,02
Konzessionsabgabe	0,05 - 0,11	0,14
EEG-Umlage		3,72
weitere Umlagen ^[1]		0,87
Stromsteuer		2,05
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	4,53 - 25,69	12,77
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	13,60 - 35,03	22,51

[1] Umlage nach KWKG (0,378 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,003 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,419 ct/kWh)

Tabelle 99: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil ist im arithmetischen Mittel von 4,20 ct/kWh im Vorjahr auf 12,77 ct/kWh in 2022 gestiegen. Die Umlagen belaufen sich auf insgesamt 4,59 ct/kWh – davon beträgt die EEG-Umlage 3,72 ct/kWh und die sonstigen Umlagen betragen 0,87 ct/kWh. Das Nettonetzentgelt ist im arithmetischen Mittel im Vergleich zum Vorjahr auf 2,94 ct/kWh gestiegen (im Vorjahr 2,66 ct/kWh). Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.¹¹⁶ Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 22,51 ct/kWh übersteigt den Mittelwert aus dem Vorjahr von 16,94 ct/kWh um 5,57 ct/kWh, das entspricht eine Steigerung von rund 32 Prozent.

¹¹⁶ Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh pro Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 9,74 ct/kWh auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV, § 18 AbLaV und § 17f EnWG. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können). Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 10 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.

Die wichtigste Reduktionsmöglichkeit betrifft die EEG-Umlage. Sie kann bei einem Jahresverbrauch von 24 GWh – je nach Einzelfall reduziert werden; die mögliche Reduktionshöhe hängt nach § 64 EEG von mehreren Faktoren ab. Das Nettonetzentgelt kann gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ebenfalls reduziert werden.¹¹⁷ Die Stromsteuer kann nach § 9a StromStG vollständig erlassen, erstattet oder vergütet werden. In Bezug auf den Gesamtpreis quantitativ weniger bedeutsame Vergünstigungsmöglichkeiten betreffen die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 Satz 1 KAV sowie die Umlagen nach § 27 KWKG, § 19 Abs. 2 AbLaV und § 17f EnWG. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird nicht erhoben, in welchem Umfang die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten in der Praxis bei Industriekunden tatsächlich Anwendung finden. Hierbei gilt es zu beachten, dass die Preisabfrage eine stichtagsbezogene Abfrage ist und die vorzeitige Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 hierbei nicht berücksichtigt ist. Auch vor diesem Hintergrund sind Aussagen über den tatsächlichen durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

Elektrizität: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Preisabfrage zum 1. April 2022	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	verbleibender Betrag
EEG-Umlage	3,72	-3,51	0,21
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,94	-2,35	0,59
weitere Umlagen	0,87	-0,73	0,13
Konzessionsabgabe	0,14	-0,14	0,00
Summe	9,73	-8,79	0,94

Tabelle 100: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2022

¹¹⁷ Die noch höheren Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sind für den Abnahmefall von 24 GWh pro Jahr nicht einschlägig, da dieser mit 6.000 Benutzungsstunden definiert wurde.

Abnahmefall 50 MWh pro Jahr („Gewerbekunde“)

Der im Folgenden betrachtete Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt etwa das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh pro Jahr („Haushaltskunde“) und rund zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr (Industriekunde). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2022 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 905 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 940). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 % der größensortierten Angaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>			
Nettonetzentgelt	4,48 - 9,01	6,54	25%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,94	0,31	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,77	3%
EEG-Umlage		3,72	15%
weitere Umlagen[1]		1,24	5%
Stromsteuer		2,05	8%
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	5,96 - 19,41	11,03	43%
Netto-Gesamtpreis	20,21 - 34,04	25,65	100%

[1] Umlage nach KWKG (0,378 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,003 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,419 ct/kWh)

Tabelle 101: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich zum Stichtag 1. April 2022 erneut erhöht. Betrag dieser Wert zum Stichtag 2021 noch 6,16 ct/kWh, so ist dieser Wert in diesem Jahr auf 11,03 ct/kWh angestiegen – dies entspricht einer Erhöhung von 4,87 ct/kWh bzw. 80 Prozent.

Die EEG-Umlage hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,50 ct/kWh auf 3,72 ct/kWh reduziert. Aufgrund der Stichtagsbetrachtung sind die dem Stichtag 1. April 2022 folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt. Die sonstigen Umlagen liegen im April 2022 bei 1,24 ct/kWh. Das entspricht einer Erhöhung zum Vorjahr, in dem die Umlagen noch 1,09 ct/kWh betragen haben. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt ist ebenfalls von 6,34 ct/kWh im Vorjahr auf 6,54 ct/kWh angestiegen. Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer liegt zum Stichtag 1. April 2022 bei 25,65 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr mit 23,23 ct/kWh um 2,42ct/kWh gestiegen, das entspricht rund zehn Prozent. Zu dieser Steigerung trägt maßgeblich der Anstieg des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils bei. Insgesamt macht dieser Preisbestandteil rund 43 Prozent des Gesamtpreises aus, wohingegen durchschnittlich rund 57 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen entfallen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind.

4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise und Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden der Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, als mengengewichtete Mittelwerte dargestellt. Betrachtet wird das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh in der Niederspannung (0,4 kV) für jeweils drei Vertragsverhältnisse und in tabellarischer Form dargestellt. Die Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, machten zu folgenden Abnahmebändern in Niederspannung (0,4 kV) Angaben:

Es wird ein über alle Vertragskategorien mengengewichteter Durchschnittspreis für Haushaltskunden im repräsentativen Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III) dargestellt. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III)

In den folgenden Tabellen und Abbildungen wird der über alle Vertragskategorien mengengewichtete Gesamtpreis in der mittleren Verbrauchskategorie¹¹⁸ dargestellt. Hierzu wird ein einzelner mengengewichteter Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden in der mittleren Verbrauchskategorie als Kennzahl dargestellt. Dieser wird berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien (Grundversorgung; Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung; Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist) mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2022 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 36,06 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Preis damit deutlich gestiegen (2021: 32,63 ct/kWh). Der Anstieg des Einzelhandelspreises zum 1. April 2022 ist hauptsächlich auf die Erhöhung der Komponente „Energiebeschaffung“ zurückzuführen. Die Energiebeschaffungskosten werden dabei maßgeblich von dem Großhandelsstrompreis beeinflusst. Die Preise an den Großhandelsmärkten insbesondere für die kurzfristig beschafften Strommengen stiegen im Jahr 2022 stark an. Eine detailliertere Analyse der Beschaffungskosten der Lieferanten finden Sie im nachfolgenden Unterabschnitt.

¹¹⁸ Kundenkategorie nach Eurostat: Band III (DC): Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2022 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Vertrieb und Marge	4,27	11,8
Energiebeschaffung,	9,27	25,7
Nettonetzentgelt	7,76	21,5
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,36	1,0
Konzessionsabgabe	1,64	4,5
Umlage nach EEG	3,72	10,3
Umlage nach KWKG	0,38	1,0
Umlage nach § 19 StromNEV	0,44	1,2
Umlage nach § 18 AbLaV	0,00	0,0
Umlage Offshore-Netz	0,42	1,2
Stromsteuer	2,05	5,7
Umsatzsteuer	5,75	16,0
Gesamt	36,06	100,0

Tabelle 102: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2022

Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Durchschnittspreises ist in der obigen Tabelle dargestellt. Deren Veränderung zum Vorjahr kann in der nachfolgenden Tabelle nachvollzogen werden.

Elektrizität: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2021 zum 1. April 2022 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Vertrieb und Marge	4,27	4,95	57,6
Energiebeschaffung	9,27		
Nettonetzentgelt	7,76	0,59	8,2
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,36	0,02	6,5
Konzessionsabgabe	1,64	-0,03	-1,8
Umlage nach EEG	3,72	-2,78	-42,7
Umlage nach KWKG	0,38	0,13	51,2
Umlage nach § 19 StromNEV	0,44	0,01	1,6
Umlage nach § 18 AbLaV	0,00	-0,01	-70,0
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,02	4,8
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	5,75	0,54	10,5
Gesamt	36,06	4,02	10,5

Tabelle 103: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2021 zum 1. April 2022 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

Elektrizität: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April

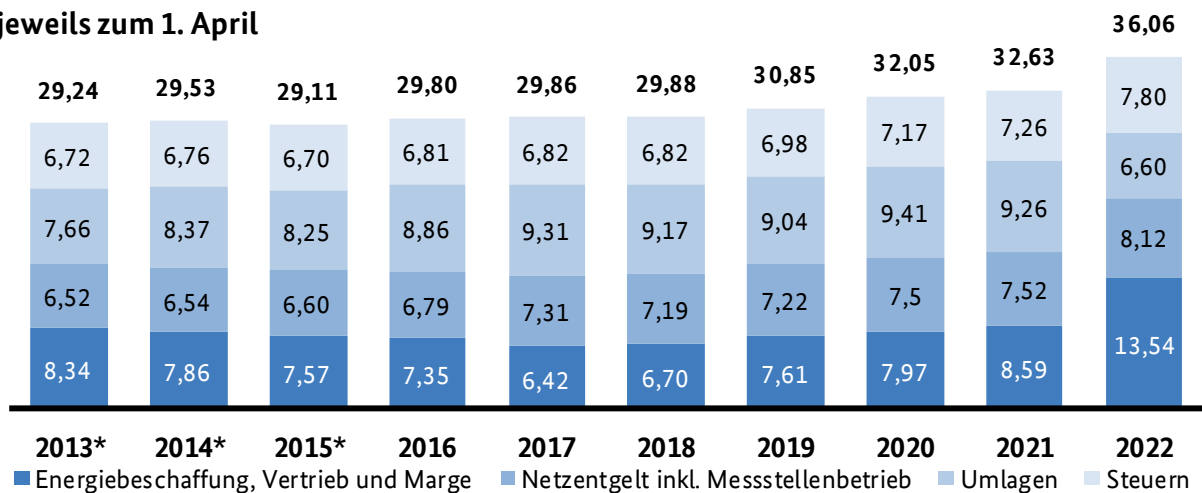


Abbildung 121: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden

Die Entwicklung des durchschnittlichen Preises für Haushaltskunden kann in der oben dargestellten Abbildung nachvollzogen werden. Im Folgenden werden die Preisbestandteile näher betrachtet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.

Elektrizität: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2022 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC) in Prozent

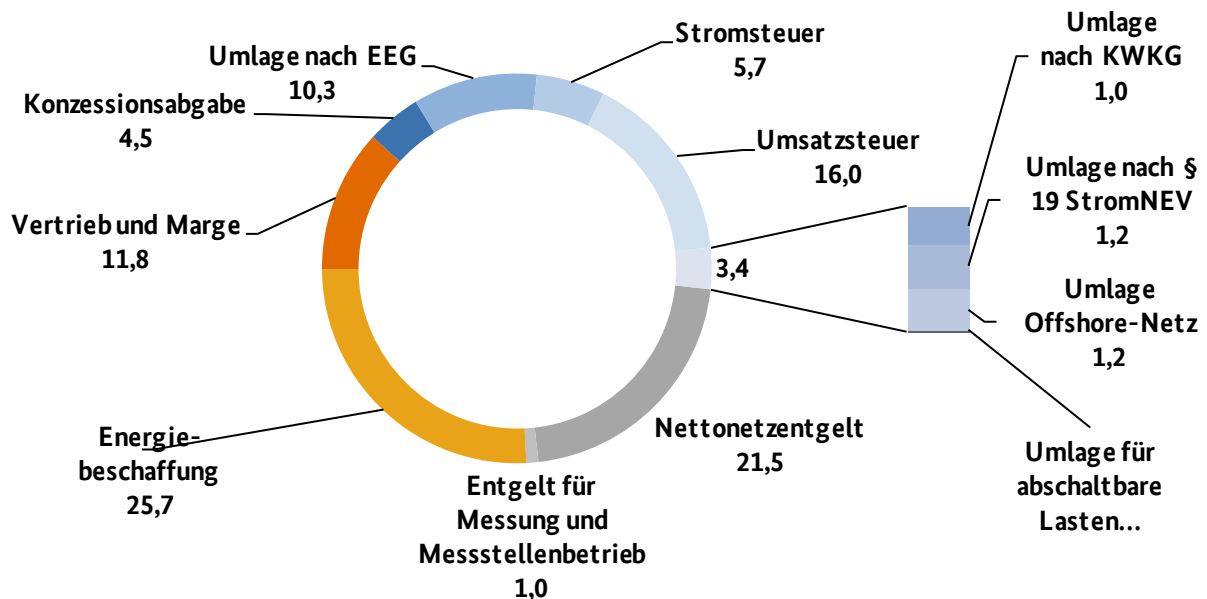


Abbildung 122: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2022 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)¹¹⁹

Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Preisbestandteils Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte¹²⁰ bis zum Jahr 2017 relativ stark gestiegen. Im Jahr 2022 ist für das durchschnittliche Netzentgelt wieder eine deutliche Steigerung zu beobachten. Das Netzentgelt liegt damit weiterhin auf hohem Niveau.

¹¹⁹ Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

¹²⁰ Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Messstellenbetrieb.

Elektrizität: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April (über alle Vertragskategorien mengengewichtet)
in ct/kWh

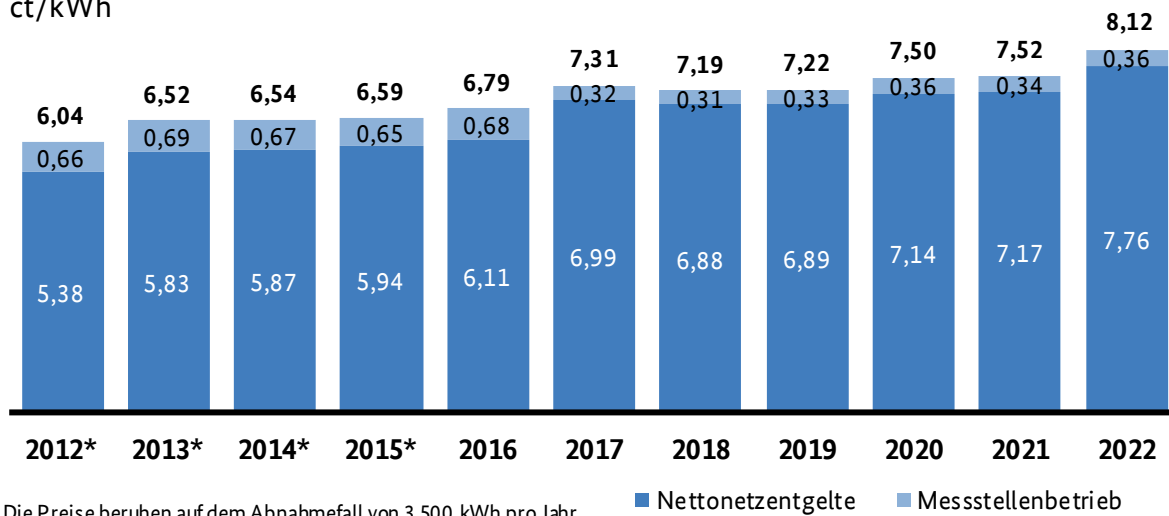


Abbildung 123: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb

Bei den weiteren Abgaben und Steuern sind im Jahr 2022 Senkungen zu beobachten. Darunter fällt insbesondere die EEG-Umlage ins Gewicht (vgl. auch Kapitel 4.3 „Umlagen“). Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich der bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Zahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung am Spotmarkt. Die Höhe der Umlage wird jährlich von den ÜNB zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur kontrolliert deren ordnungsgemäße Ermittlung. Für das Jahr 2022 liegt die EEG-Umlage bei 3,7 ct/kWh und ist somit unter dem Vorjahresniveau. Um die Stromkunden schnell von den stark gestiegenen Energiekosten zu entlasten, hat die Bundesregierung beschlossen, die Umlage ab 1. Juli 2022 auf 0 ct/kWh abzusenken. Ursprünglich war im Koalitionsvertrag die Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Januar 2023 geplant.

Der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung, Vertrieb- und Marge“ (vgl. Abbildung 121) ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben. Seit dem Jahr 2014 war dieser vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil kontinuierlich gesunken. Für das Jahr 2022 ist ein Anstieg um rund 70 Prozent (+5,57 ct/kWh) auf 13,54 ct/kWh zu verzeichnen (2021: 8,59 ct/kWh).

Im Jahr 2022 wurden die Preisbestandteile für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge weiter aufgesplittet, womit sich der Preis für die Energiebeschaffung separat betrachten lässt. Es ist festzustellen, dass rund 68 Prozent des zusammengefassten Preisbestandteils auf die Energiebeschaffung entfällt. Ein Vergleich mit den Vorjahren ist durch die erstmalige Erhebung im Jahr 2022 nicht möglich. Die kommenden Jahre werden die Entwicklung der Energiebeschaffungskosten genauer betrachten.

Elektrizität: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis
in ct/kWh und in Prozent

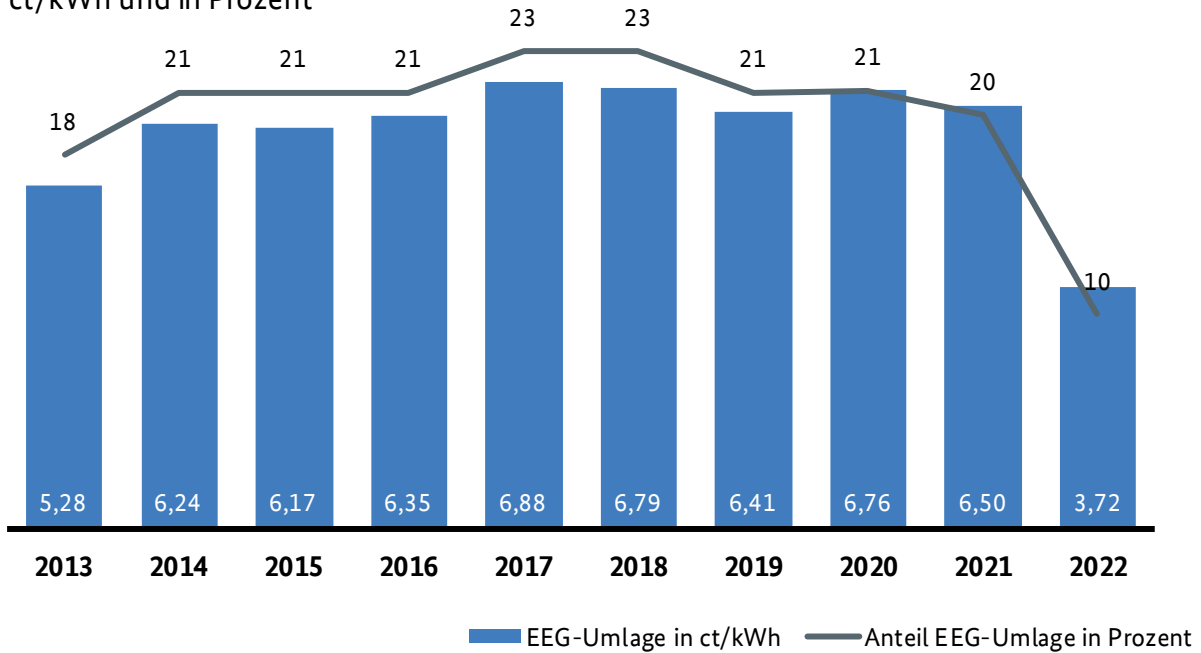
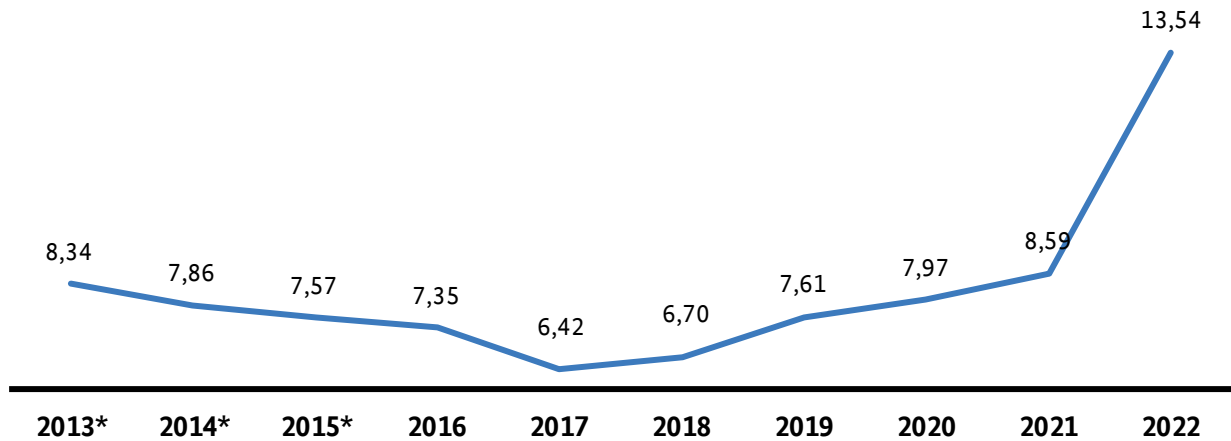


Abbildung 124: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Elektrizität: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden für das Abnahmehand ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)



* Die Preise beruhen auf dem Abnahmefall von 3.500 kWh pro Jahr.

Abbildung 125: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

4.2.2 Beziehungen zwischen Haushalts- und Großhandelspreisen

Gemäß Richtlinie (EU) 2019/944 wird die Beziehung zwischen Haushalts- und Großhandelspreisen von der Bundesnetzagentur beobachtet. Diese Vorgabe wurde in §35 EnWG in das nationale Recht umgesetzt. Die im Monitoring 2022 erstmalig erhobenen Daten dazu lassen nun eine genauere Betrachtung der Beschaffungskosten der in Deutschland tätigen Stromlieferanten zu.

Der Anstieg des Einzelhandelspreises zum 1. April 2022 ist auf die Erhöhung des vom Lieferanten beeinflussbaren Anteils des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) zurückzuführen. Während der nicht beeinflussbare Teil des Strompreises (Steuern, Abgaben, Netzentgelte) im Vergleich zum Vorjahr insgesamt um 1,51 ct/kWh gesunken ist, ist der beeinflussbare Anteil des Strompreises um 5,57 ct/kWh gestiegen. Erstmals werden die Kosten für die Energiebeschaffung nun gesondert ausgewiesen. Sie betragen zum Stichtag 1. April 2022 9,27 ct/kWh und machen damit rund 68% des beeinflussbaren Teils des Strompreises aus.

Um eine Aussage über die Größenordnung des Anstiegs der Energiebeschaffungskosten im Vergleich zum Vorjahr treffen zu können, werden die Energiebeschaffungskosten zum Stichtag 1. April 2021 geschätzt. Dieser Schätzung liegen die historischen Großhandelspreise zugrunde, die mit den diesjährig erstmals erhobenen Mittelwerten der Beschaffungsstrategie der Stromlieferanten gewichtet werden. Als Ergebnis betragen die geschätzten Energiebeschaffungskosten zum Stichtag 1. April 2021 4,68 ct/kWh. Der Vergleich der Jahre 2021 und 2022 ergibt somit eine Verdopplung der Energiebeschaffungskosten. Dieser Anstieg ist maßgeblich auf die Entwicklung der Großhandelspreise von kurzfristig zu beschaffenden Strommengen zurückzuführen, die im betrachteten Monat April 2022 im Vergleich zum Vorjahr um rund 390 Prozent angestiegen sind. Der Anstieg der im Haushaltskundenpreis enthaltenen Energiebeschaffungskosten fällt dazu unterproportional aus, da nur ca. zehn Prozent der Menge kurzfristig (ein Quartal, ein Monat und ein Tag im Voraus) beschafft werden. Näherungsweise 90 Prozent der für das Jahr 2021 beschafften Strommenge wurde langfristig (drei, zwei und ein Jahr im Voraus) beschafft.

Elektrizität: Entwicklung der Preisbestandteile im Jahre 2021 und 2022 in ct/kWh

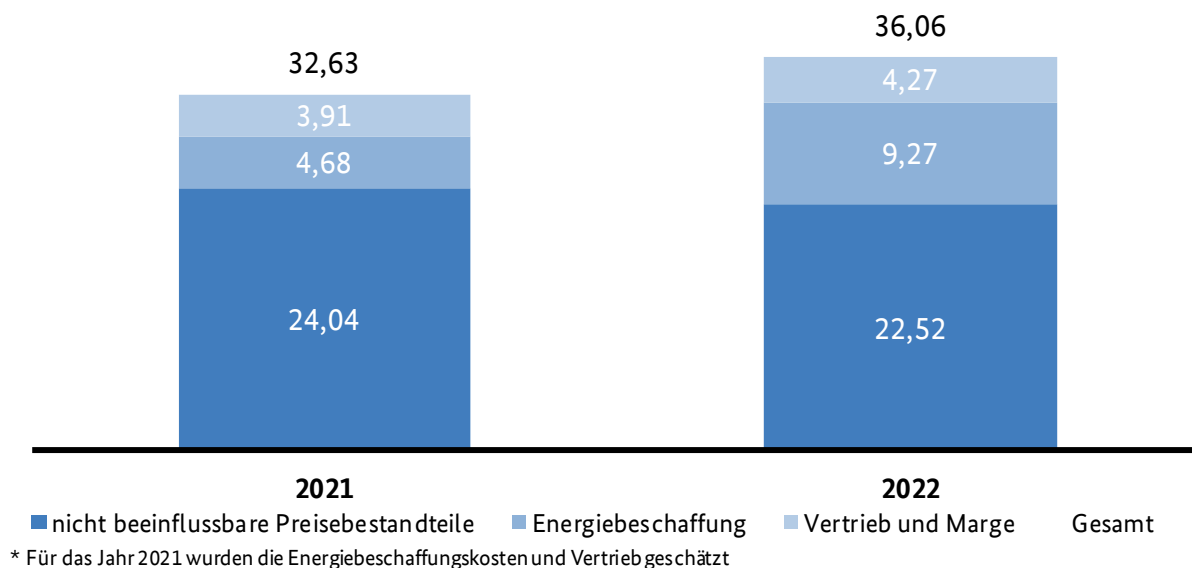


Abbildung 126: Entwicklung der Preisbestandteile 2021/2022

4.2.3 Haushaltskundenpreise für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh (Eurostat Band III (DC))

Aus den Angaben der Lieferanten ergeben sich Durchschnittspreise in der Grundversorgung, für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und für einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger. Im Folgenden werden die Preisauswertungen für das Abnahmeband von Haushaltskunden dargestellt.

Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert der Netzentgelte innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf den Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Sowohl die Anbieterstruktur als auch die Vertragsstruktur der versorgten Kunden ist in den vielen Netzgebieten sehr heterogen. Lieferanten können z. B. überwiegend Kunden in Netzgebieten mit besonders hohen oder besonders niedrigen Netzentgelten beliefern, unabhängig davon, ob es sich dabei um Kunden mit Grundversorgungsverträgen handelt. Auch der entgegengesetzte Fall kann eintreten. Aufgrund dieser Verteilung der Kunden in den unterschiedlichen Netzgebieten auf die jeweilige Vertragsart ist hier zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches mengengewichtetes Durchschnittsnetzentgelt abgebildet. In einem einzelnen Netzgebiet ist die Höhe des Netzentgeltes unabhängig von der Vertragsart. Die nachfolgenden Tabellen sind deshalb nicht so zu verstehen, als wäre bspw. die Grundversorgung die Vertragsart mit dem höchsten Netzentgelt.

In die Herleitung der mengengewichteten Preise gehen die Preisstände mit Stichtag 1. April 2022 und die Abgabemengen des Jahres 2021 ein. Die Reduzierung der Abfrage auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh, was einen durchschnittlichen deutschen Haushaltskunden abbildet, ist einer Entlastung der befragten Unternehmen geschuldet.

Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh (Eurostat Band III (DC))

In das Abnahmeband fällt der Großteil der typischen Haushaltskunden in Deutschland. Es ist mit dem bis zum Jahr 2015 abgebildeten Abnahmefall von 3.500 kWh/Jahr vergleichbar. In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Abnahmeband dargestellt, wobei auch einzelne Preiskomponenten genauer beleuchtet und in Zeitreihen dargestellt werden.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2022 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Vertrieb und Marge	5,42	3,96	3,93
Energiebeschaffung,	7,74	8,80	10,42
Nettonetzentgelt	7,78	7,50	7,95
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,37	0,37	0,35
Konzessionsabgabe	1,68	1,65	1,61
Umlage nach EEG	3,72	3,72	3,72
Umlage nach KWKG	0,38	0,38	0,38
Umlage nach § 19 StromNEV	0,44	0,44	0,44
Umlage nach § 18 AbLaV	0,00	0,00	0,00
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,70	5,56	5,94
Gesamt	35,70	34,86	37,22

Tabelle 104: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2022

In den Vorjahren war ein Angleichen der Preise von Sonderverträgen beim Grundversorger und den Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, zu beobachten. Im letzten Jahr war erstmals der Preis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung unter dem von einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Erstmals sind nun in den verschiedenen Vertragsverhältnissen die Preise beim Grundversorger unterhalb des Preises von einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Dies lässt sich vermutlich auf die stark gestiegenen Großhandelspreise und die Beschaffungsstrategien der Lieferanten zurückführen. Bei Lieferanten, die auch die Stellung eines Grundversorgers innehaben, sind meist langfristige Beschaffungen auf Grund der Planbarkeit möglich, weshalb sich die kurzfristig gestiegenen Großhandelspreise nicht unmittelbar auf die Endkundenpreise auswirken. Bei Lieferanten, die mit großzügigen Boni und günstigen Preisen um Kunden werben, die Beschaffung der Energie häufig sehr viel kurzfristiger geschieht. Dies wirkt sich dann viel schneller als bei der langfristigen Beschaffung auf die Endkundenpreise aus.

Ein Vergleich der drei Vertragskategorien, Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i.d.R. nach einem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i.d.R. nach einem Lieferantenwechsel), verdeutlicht, dass im Jahr 2022 der Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bei einem Jahresverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh die teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich. Während Haushaltskunden in der Grundversorgung im Jahr 2021 im Mittel rund

1.955 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben, mit rund 2.875 kWh um ca. 47 Prozent darüber.

Elektrizität: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie jeweils zum 1. April (mengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)
in ct/kWh

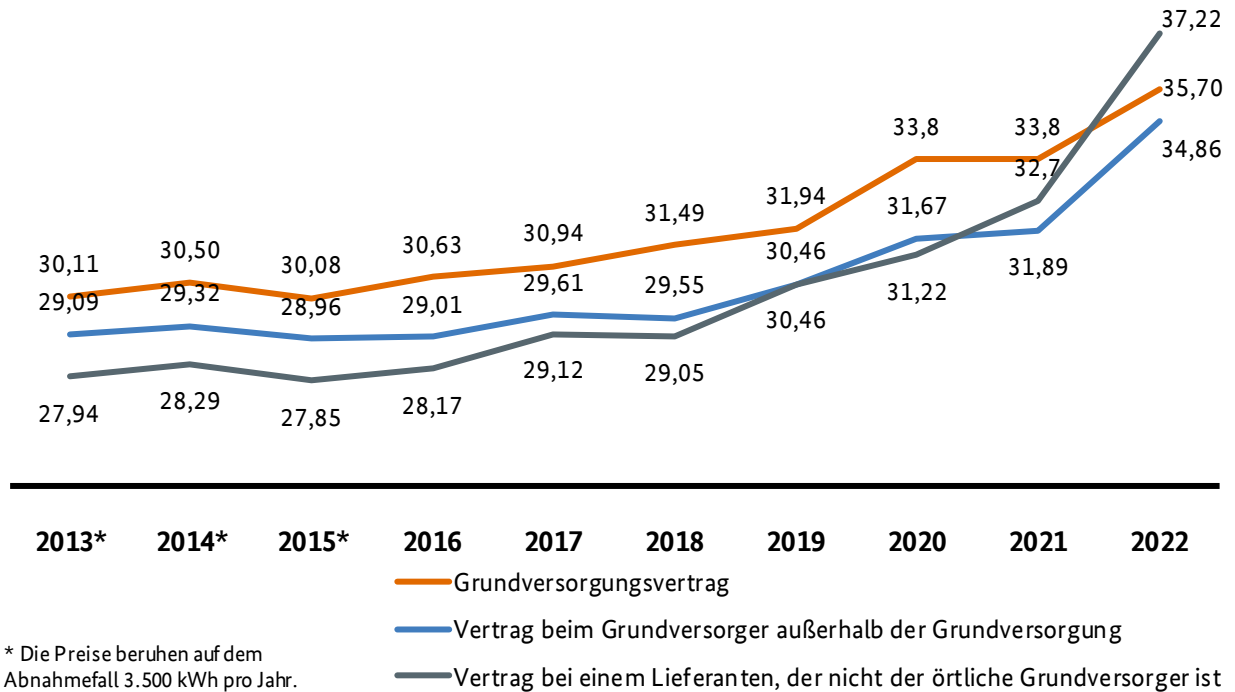


Abbildung 127: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)

Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien seit 2013 zeigt, dass die Grundversorgung bis zu diesem Jahr durchgehend die teuerste Kategorie des Strombezugs für Haushaltskunden war. Nun sind die Preise bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, erstmals die teuerste Art des Strombezugs. Die Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Preise der Vertragsverhältnisse Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, gleichen sich seit dem Jahr 2013 jedoch immer mehr an.

Betrachtet man nun das geänderte Preisgefüge der Grundversorger und der Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, empfiehlt es sich nun, umso mehr die Preise zu vergleichen und sich beim örtlichen Grundversorger ein Angebot erstellen zu lassen. Als Neukunde zum 1. April 2022 ließe sich somit bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 83 Euro pro Jahr realisieren, wenn ein Vertrag außerhalb der Grundversorgung beim örtlichen Grundversorger abgeschlossen würde.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Strompreises vor dem Hintergrund der Entwicklung der Anteile der drei Belieferungsarten Grundversorungsvertrag, Vertrag mit Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sowie Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Elektrizität: Haushaltskundenpreise (Band III, Eurostat DC, Stichtag 1. April) in ct/kWh sowie Anteile der Haushaltskunden (in Prozent) je Vertragsart

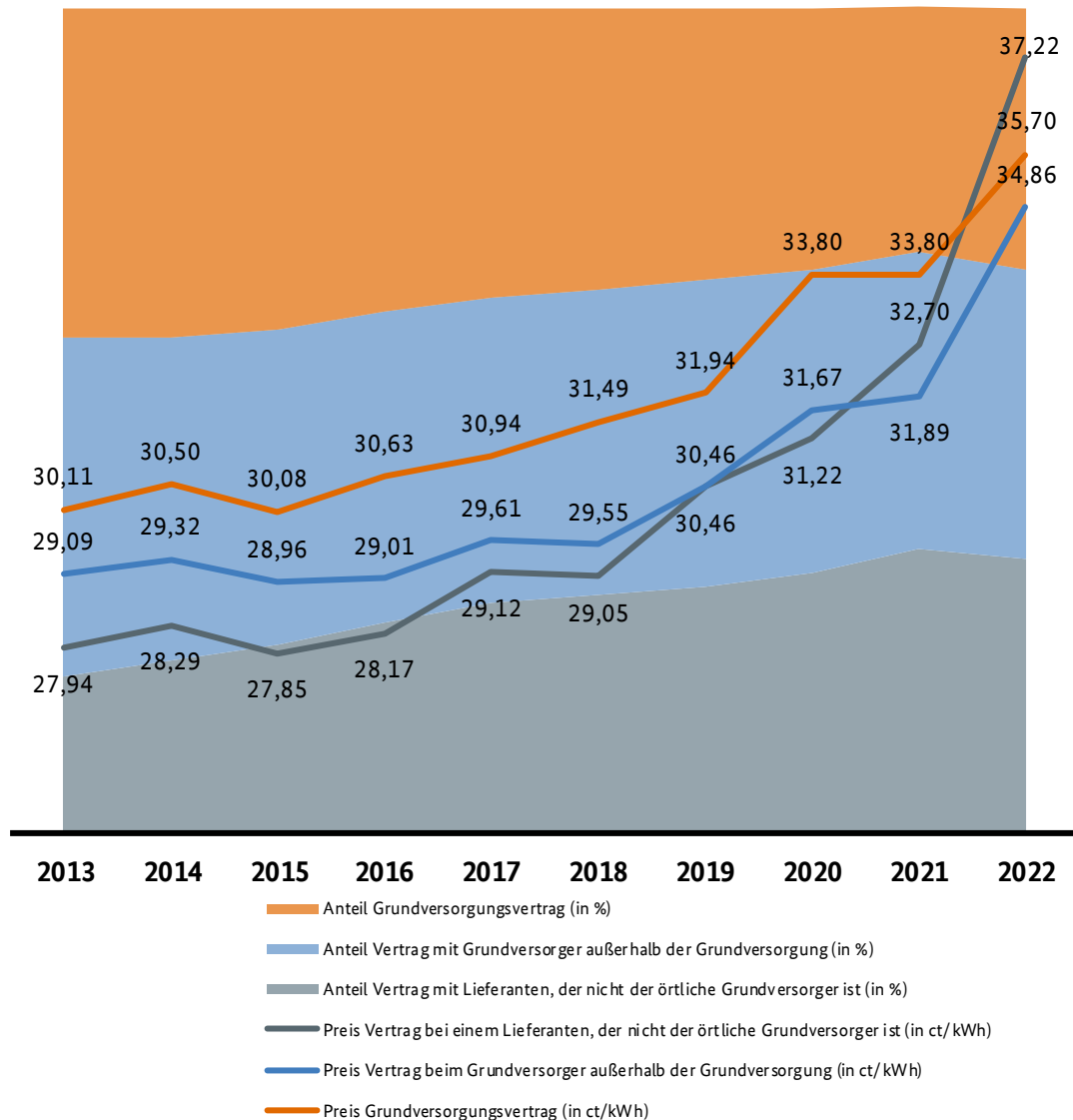


Abbildung 128: Haushaltskundenpreise Strom sowie Anteile der jeweiligen Vertragsarten

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2022 mit 13,16 ct/kWh um rund acht Prozent unter dem Durchschnittswert der Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“, der bei durchschnittlich 14,36 ct/kWh liegt. Bei einem „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ werden durchschnittlich 12,76 ct/kWh (2021: 8,12 ct/kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie ca. drei Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu beach-

ten. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Elektrizität: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden je Vertragskategorie jeweils zum 1. April (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie, Band III, Eurostat: DC) in ct/kWh

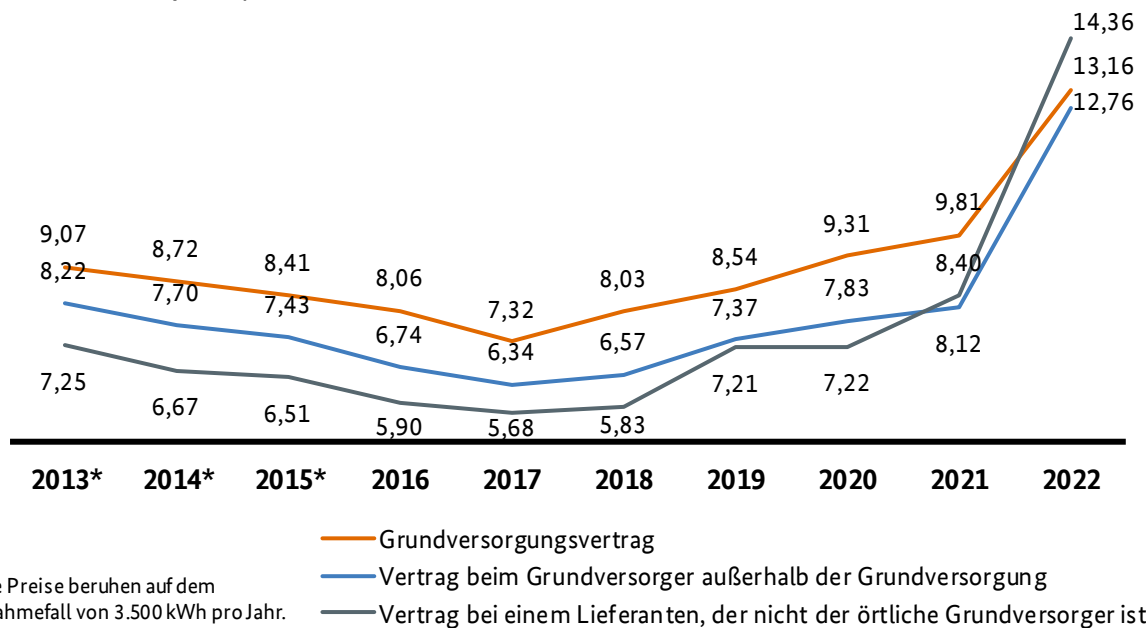


Abbildung 129: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge außerhalb der Grundversorgung können neben dem Gesamtpreis eine Reihe weiterer Merkmale aufweisen, mit deren Hilfe Lieferanten in den Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die entweder dem Kunden Sicherheit bieten (z. B. Preisstabilitätsgarantie) oder aber dem Lieferanten (z. B. Vorauskasse, Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Erstmals wurde für das Jahr 2020 auch eine Differenzierung der Sonderbonifikationen und Sonderregelungen bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, in unterschiedliche Vertragslaufzeiten vorgenommen. Hierbei lässt sich erkennen, dass mit einer längeren Vertragslaufzeit und damit einer Bindung der Kunden an das Unternehmen höhere Bonuszahlungen sowie eine längere Preisstabilität zu erzielen sind.

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung		
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	275	10 Monate
Preisstabilität	270	12 Monate
Vorauskasse	54	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	86	56 Euro
Frei-kWh	6	190 kWh
Kaution	4	-
andere Boni und Sonderregelungen	78	-

Tabelle 105: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden mit einem Vertrag bei Grundversorger außerhalb der Grundversorgung

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist						
	Vertragslaufzeit 1 Monat		Vertragslaufzeit 12 Monate		Vertragslaufzeit 24 Monate	
	Anzahl Tarife	Durch- schnittlicher Umfang	Anzahl Tarife	Durch- schnittlicher Umfang	Anzahl Tarife	Durch- schnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	196	10 Monate	325	11 Monate	193	16 Monate
Preisstabilität	167	11 Monate	299	11 Monate	184	19 Monate
Vorauskasse	20	10 Monate	36	11 Monate	18	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	37	51 Euro	112	59 Euro	61	65 Euro
Frei-kWh	5	208 kWh	6	190 kWh	4	97 kWh
Kaution	1	-	2	-	2	-
andere Boni und Sonderregelungen	40	-	73	-	48	-

Tabelle 106: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist

4.3 Umlagen

Die Umlagen in der Elektrizitätswirtschaft haben weiter einen erheblichen Anteil an den Strompreisen:

Elektrizität: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage

in Mio. Euro

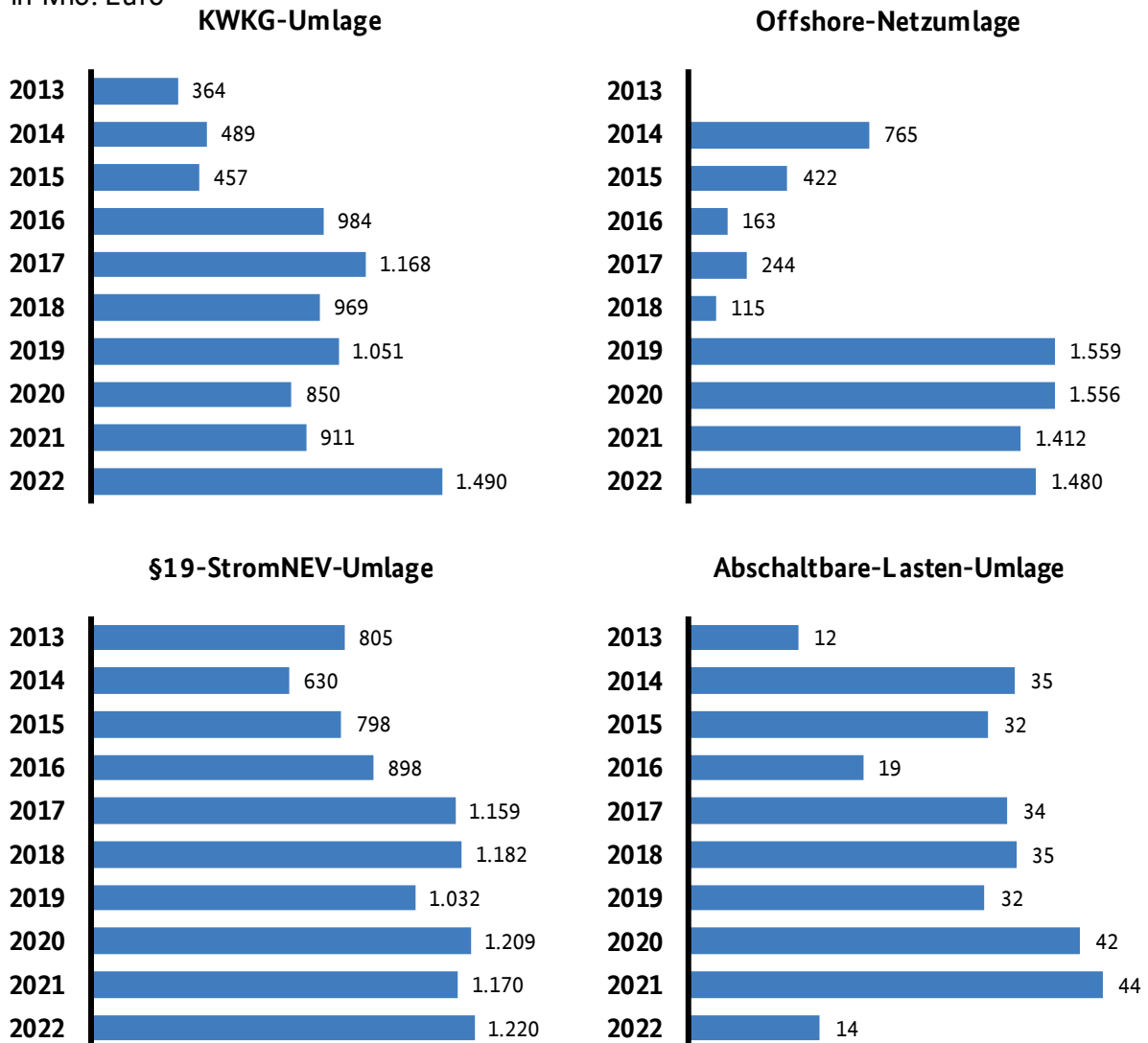


Abbildung 130: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und abschaltbare Lasten Umlage

EEG-Umlage

Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 60 Abs. 1 EEG berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, entsprechend der gelieferten Strommenge die Kosten für die hierfür erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung zu verlangen (EEG-Umlage).

Mit den Zahlungen der EEG-Umlage wird die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) sowie § 6 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) abgedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 31. Oktober eines Kalenderjahres die Höhe der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Ab 01. Juli 2022 wird die EEG-Umlage nicht mehr erhoben. Die möglichen Kosten des EEG werden zukünftig grundsätzlich in den Bundeshaushalt übernommen. Es erfolgt daher keine Refinanzierung mehr über den Strompreis. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Vermarktung der erneuerbaren Energien derzeit zu Erlösen führt, die die Kosten übersteigen, sodass eine weitergeführte EEG-Umlage zurzeit ohnehin bei 0,00 ct/kWh liegen würde.

KWKG-Umlage

Gemäß §§ 26a und 26b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr transparent zu ermitteln. Die Jahresabrechnungen der vorangegangenen Kalenderjahre dienen bei der Ermittlung der KWKG-Umlage als Grundlage.

Mit den Einnahmen aus der KWKG-Umlage werden die entsprechenden Kosten aus der Förderung von Kraft-Wärme-gekoppelten Kraftwerken sowie von Wärme- und Kältenetzen bzw. Wärme- und Kältespeichern gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 31. Oktober eines Kalenderjahres die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Offshore-Netzumlage

Die Netzbetreiber sind nach § 17f EnWG berechtigt, die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen an Offshore-Windparkbetreiber als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Darüber hinaus enthält die Offshore-Netzumlage seit dem Jahr 2019 auch die Kosten für Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres (ab 2023 bis zum 25. Oktober) die Offshore-Netzumlage für das folgende Kalenderjahr. Dem liegt die Prognose der für dieses Folgejahr erwarteten wälzbaren Kosten unter Anrechnung der Abweichungen der Prognosen der Vorjahre zu Grunde.

§ 19 StromNEV-Umlage

Nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV beantragen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, entgangene Erlöse, die aus individuellen Netzentgelten resultieren, nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Zahlungen sowie eigene entgangene Erlöse untereinander auszugleichen. Die entgangenen Erlöse werden somit als Aufschlag auf Netzentgelte anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt.

Mit den Einnahmen aus der sog. § 19 StromNEV-Umlage werden die entsprechenden Kosten aus den aufgrund der Netzentgeltverringerungen entstandenen entgangenen Netzentgelterlösen gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die § 19-StromNEV-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Abschaltbare-Lasten-Umlage

Gemäß § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), berechnen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich die Abschaltbare Lasten-Umlagen. Für das Jahr 2016 wurde aufgrund des zum Zeitpunkt der Berechnung der Umlage nicht abgeschlossenen Novellierungsprozesses der AbLaV keine Umlage von den Letztverbrauchern erhoben.

Die Kosten für die Bereitstellung und die Abschaltung der Last für Zwecke der Veränderung der Verbrauchleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber werden über die Abschaltbare Lasten-Umlage gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die Abschaltbare Lasten-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

5. Heizstrom

Im diesjährigen Monitoring wurden erneut Daten zur Vertragsstruktur, zum Lieferantenwechsel und zum Preisniveau im Bereich des Heizstroms – hier gibt es die Unterteilung in Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen – sowohl bei Lieferanten als auch bei Verteilernetzbetreibern (VNB) erhoben.

Der Heizstromverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr insgesamt gestiegen. Nach den Mengenangaben von rund 1.000 Heizstromlieferanten wurden diese Kunden an knapp 1,98 Mio. Marktlokationen mit etwa 14,3 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 7.210 kWh je Marktlokation. Im Vorjahr waren es knapp 6.256 kWh pro Marktlokation bei einer Gesamtmenge von 11,2 TWh an 1,79 Mio. Marktlokationen.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 9,4 TWh an 1,2 Mio. Nachtspeicher-Marktlokationen. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 4,95 TWh an rund 782.000 Marktlokationen gegenüber. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen mit rund 65,4 Prozent der Abgabemenge und 60,7 Prozent der Marktlokationen. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt gegenüber dem Anteil der Nachtspeicherheizungen konstant über die Jahre zu. So stieg im Vergleich zum Vorjahr die Anzahl der belieferten Marktlokationen um knapp 40 %. Dies spiegelt sich auch in den Anteilen der beiden Verbrauchseinrichtung an den gesamten Abgabemengen und Marktlokationen im Bereich Heizstrom wieder. Im Jahr 2021 machte der Anteil von Wärmepumpen schon 39,3 Prozent der Marktlokationen und 34,6 Prozent der Abgabemenge aus, im Vorjahr waren es noch 31,2 Prozent der Marktlokationen bzw. 28,5 Prozent der Abgabemenge. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicher- als auch Wärmepumpenkunden.

Übersicht Abgabemenge Heizstrom

	2021			2020		
	Nachtspeicher heizung	Wärmepumpe	Gesamt	Nachtspeicher heizung	Wärmepumpe	Gesamt
Menge in TWh	9,4	5,0	14,3	8,0	3,2	11,2
Anzahl Marktlokationen in Mio.	1,2	0,78	2,0	1,23	0,55	1,79
Anteile Menge an Gesamt in %	65,4	34,6	100	71,5	28,5	100
Anteile Marktlokationen an Gesamt in %	60,7	39,3	100	68,8	31,2	100
Durchschnitt pro Marktlokation in kWh	7.210			6.256		

Tabelle 107: Übersicht Abgabemenge Heizstrom

Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Marktlokationen auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Marktlokationssummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 809 Verteilernetzbetreibern (im Vorjahr 839) wurde im Jahr 2021 an knapp 2,07 Mio. Marktlokationen (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 13,89 TWh Heizstrom abgegeben. Dabei wird bei den Verteilernetzbetreibern nicht nach Nachtspeicherstrom und Wärmepumpenstrom differenziert.

5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf die Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Die Abfrage bezieht sich auf den Grundversorgerstatus der beliefernden juristischen Person, so dass Konzernverbindungen nicht berücksichtigt werden. Anders als im Strom-Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“ wird bei der Auswertung für Heizstrom im Falle der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger keine Unterscheidung nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ vorgenommen, da es sich bei Heizstromlieferungen nach Auffassung des Bundeskartellamtes stets um Sonderverträge *sui generis* handelt.¹²¹

¹²¹ Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9 – 10.

Elektrizität: Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger Mengen- und marktlokationsmäßiger Anteil

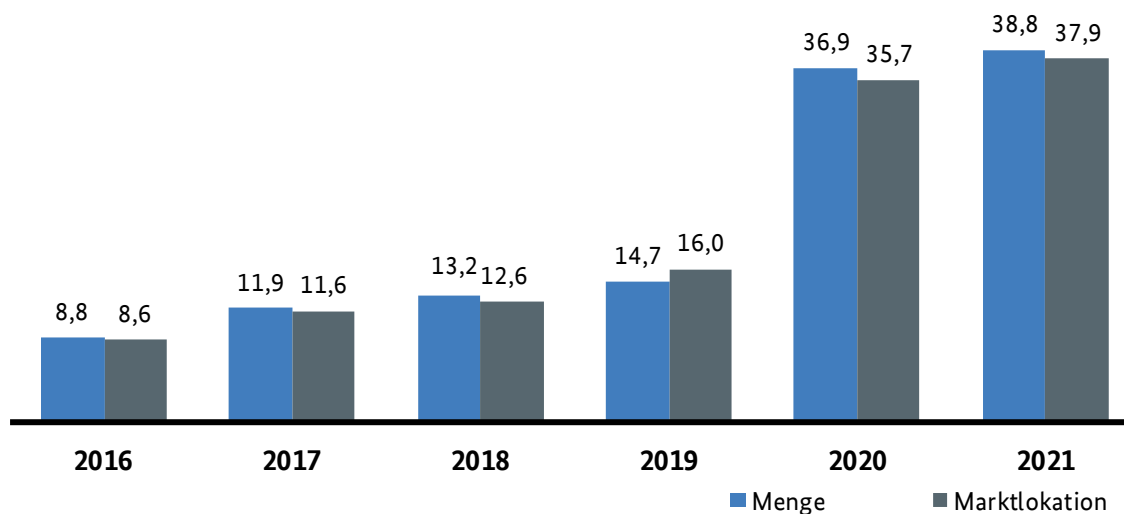


Abbildung 131: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2021 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen. Hierbei entfielen im Jahr 2021 rund 38,8 Prozent (2020: 37,3 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Ebenfalls hat sich die Anzahl der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, von 35,7 Prozent auf 37,9 Prozent leicht erhöht. Der starke Anstieg des Belieferungsanteils durch Nicht-Grundversorger zwischen den Jahren 2019 und 2020 ist hierbei auf die Nachwirkungen der Fusion E.ON/innogy zurückzuführen. Die Fusion war lediglich unter Zusagen u.a. auf Grund von wettbewerblichen Problemen im Bereich Heizstrom genehmigt worden.¹²² Im Nachgang wurde daher das Heizstromgeschäft der E.ON an die Lichtblick SE veräußert. Unabhängig von den Auflagen der Kommission wurde das Heizstromgeschäft der Innogy SE bei der Übernahme durch E.ON in eine neue Tochtergesellschaft der E.ON die Deine Wärmeenergie GmbH & Co. KG ausgegliedert. Beide Anbieter repräsentieren weiterhin zusammen einen hohen Anteil der Belieferungsmengen durch Nicht-Grundversorger.

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr verringert. Allerdings wurde in den Zahlen des Vorjahres als Sondereffekt die oben dargestellte Kundenübertragung von E.ON zu Lichtblick mitberücksichtigt. Im Vergleich zu den weiteren Vorjahren liegt die Lieferantenwechselquote im Jahr 2021 sogar auf einem niedrigeren Niveau als im Jahr 2019. Im Berichtsjahr 2021 fanden an rund 110.983 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese Marktlokationen entfiel im Jahr 2021 eine Heizstrommenge von rund 640,5 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 4,6 Prozent nach Menge bzw. 5,4 Prozent nach Marktlokationen. Im Vorjahr bedingt durch den Sondereffekt waren es noch

¹²² Europäische Kommission, M.8870 E.ON/Innogy.

knapp 310.526 Marktlokationen mit einer Menge von rund 1.520 GWh, an denen ein Lieferantenwechsel stattgefunden hatte. Dies entsprach einer Wechselquote von 12 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 14,8 Prozent nach Marktlokationen.

Elektrizität: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Heizstromkunden Mengen- und zählpunktbezogene Quote in Prozent

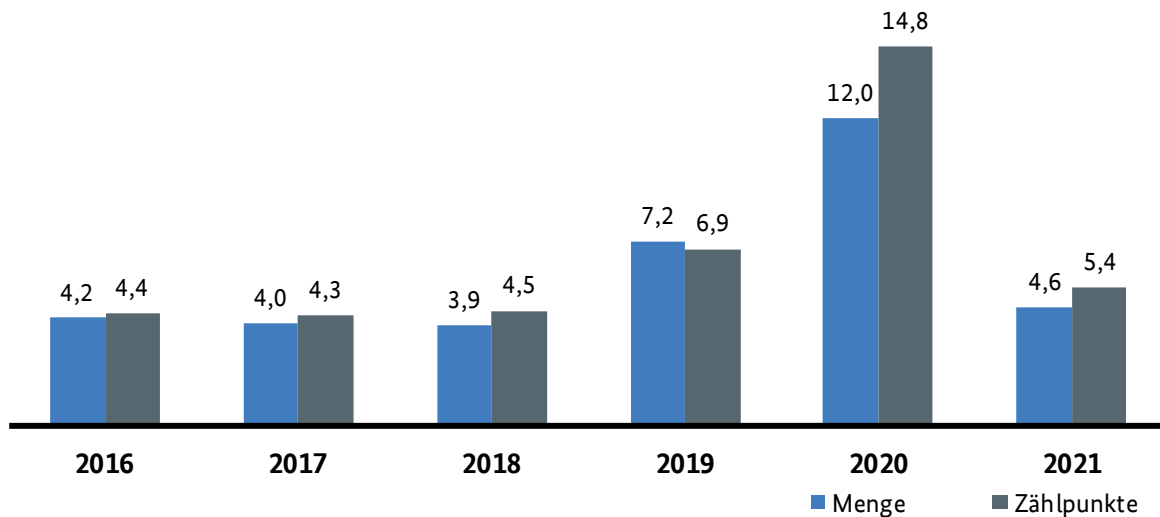


Abbildung 132: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden

Von den 730 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 539 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet. Diese 539 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 95 Prozent der Heizstrommengen und Marktlokationen aller 730 Verteilernetzbetreiber, die Angaben zum Heizstrom gemacht haben. Das bedeutet, dass bei der Abfrage eine sehr hohe Marktabdeckung realisiert wurde und nur wenige – vor allem kleine – Verteilernetzbetreiber keine Angaben zu der Anzahl der Lieferantenwechsel melden konnten.¹²³ Die Wechselquoten differieren je nach Netzgebiet. Bei der mengenbezogenen Wechselquote pro Verteilernetzbetreiber, der Lieferantenwechselzahlen gemeldet hat, liegen die mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte zwischen 1,2 Prozent und 10,7 Prozent.

5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2022 erhoben. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Verbrauch von 7.500 kWh pro Jahr abstellen. Die folgende Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 877 Lieferanten (im Vorjahr 866 Lieferanten) und im Bereich Wärmepumpen auf die Angaben von 868 Lieferanten (im Vorjahr 901 Lieferanten).

¹²³ Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien. Die Gründe, dass rund 242 Lieferanten keine Angaben gemacht haben, liegen vor allem an fehlenden Auswertungsmöglichkeiten oder den begrenzten Ressourcen für eine Abfrage.

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2022 im arithmetischen Mittel bei 25,07 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 23,39 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 25,55 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 23,80 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2022 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,52 - 4,64	3,12	12%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,47	0,33	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 0,98	0,39	2%
EEG-Umlage		3,72	15%
weitere Umlagen[1]		1,24	5%
Stromsteuer		2,05	8%
Umsatzsteuer	3,35 - 4,75	4,02	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	7,00 - 13,83	10,21	41%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	20,97 - 29,72	25,07	100%

[1] KWKG (0,378 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,437 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,003 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,419 ct/kWh)

Tabelle 108: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 10,21 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 6,35 ct/kWh angestiegen, um rund 61 Prozent. Die Tendenz der letzten Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil für Heizstrom kontinuierlich gestiegen ist.

Der zum 1. April 2022 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist für Wärmepumpen mit 10,48 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 6,58 ct/kWh ebenfalls angestiegen, nämlich um rund 60 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt bei Nachtspeicherheizungen und bei Wärmepumpen rund 41 Prozent des Gesamtpreises. Rund 59 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen und bei Wärmepumpen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Summe der fixen Umlagen von 1,09ct/kWh auf 1,24 ct/kWh leicht gestiegen. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.¹²⁴ Dennoch gaben auch in der diesjährigen Erhebung einige Lieferanten Werte von über 0,11 ct/kWh an. Ursache hierfür können Mischabrechnungen sein, wenn Heizstrom und Haushaltsstrom nicht über zwei getrennte Zähler erfasst werden, aber auch Fehleintragungen oder Fehlfestsetzungen.

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2022 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,55 - 5,41 - 4,80	3,25	13%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,48	0,33	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,40	2%
EEG-Umlage		3,72	15%
weitere Umlagen[1]		1,24	5%
Stromsteuer		2,05	8%
Umsatzsteuer	3,45 - 4,78	4,08	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	7,16 - 13,99	10,48	41%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	21,63 - 29,96	25,55	100%

[1] KWKG (0,378 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,437 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,003 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,419 ct/kWh)

Tabelle 109: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

¹²⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9 – 10.

6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2022 befragten Lieferanten haben ebenfalls über ihre Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Ein Ökostromtarif ist im Sinne dieses Monitorings ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/ der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/ gehandelt wird. Im Folgenden werden die Angaben der Lieferanten über die Abgabemenge von Ökostrom an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher für das Jahr 2021 sowie den Anteil der Ökostromabgabe an der gesamten Stromabgabemenge an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher dargestellt.

Elektrizität: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2021

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	124,2	46,4	37,4%
	Marktlokationen (Tsd.)	48.135	16.572	34,4%
Weitere Letztverbraucher	TWh	286,3	43,8	15,3%
	Marktlokationen (Tsd.)	4.026	916	22,8%
Gesamt	TWh	410,4	90,2	22,0%
	Marktlokationen (Tsd.)	52.162	17.489	33,5%

Tabelle 110: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2021

Elektrizität: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden in Prozent

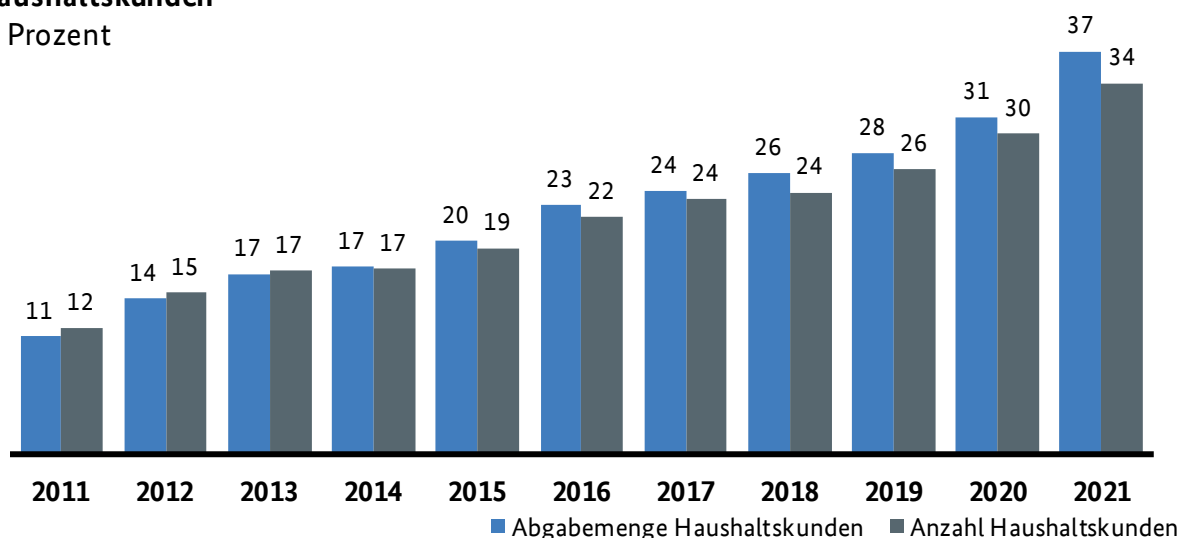


Abbildung 133: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Ökostrommenge ist 2021 weiter gewachsen. Die Anzahl an Haushaltskunden, die Ökostrom beziehen, ist insgesamt um über 2,3 Mio. Marktlokationen angestiegen. Der Anteil der Abgabemenge erhöhte sich rund sechs Prozent. Die Anzahl der Ökostrom beziehenden Haushaltskunden liegt nunmehr bei rund 16,6 Mio. Marktlokationen. Die durchschnittliche Verweildauer der Stromkunden in einem Ökostromtarif betrug rund 30 Monate¹²⁵.

In folgender Tabelle sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Preise sowie die Einzelpreisbestandteile für den Bezug von Ökostrom und deren Veränderung in Bezug auf den 1. April 2021 bei Haushaltskunden aufgeführt. Der Preis für den Bezug von Ökostrom liegt zum 1. April 2022 bei 37,83 ct/kWh (2021: 32,54 ct/kWh) und ist somit um gut 16 Prozent gestiegen.

Elektrizität: Veränderung mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2021 zum 1. April 2022 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Vertrieb und Marge	3,69	6,33	76,1
Energiebeschaffung	10,95		
Nettonetzentgelt	7,94	0,67	9,2
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,56	0,07	14,3
Konzessionsabgabe	1,65	0,01	0,7
Umlage nach EEG	3,72	-2,78	-42,7
Umlage nach KWKG	0,38	0,12	48,8
Umlage nach § 19 StromNEV	0,44	0,01	1,2
Umlage nach § 18 AbLaV	0,00	-0,01	-66,7
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,02	6,1
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,04	0,84	16,3
Gesamt	37,83	5,29	16,3

Tabelle 111: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden und deren Veränderung in Bezug auf den 1. April 2021 für das Abnahmeband III zum 1. April 2022 für Ökostrom

¹²⁵ Erstmalige Erhebung. Mittelwert der Angaben von 171 Lieferanten für Lieferverträge von Ökostrom, die im Jahr 2021 geendet sind.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostrom ergibt sich die nachstehende Darstellung:

Elektrizität: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2022 in Prozent

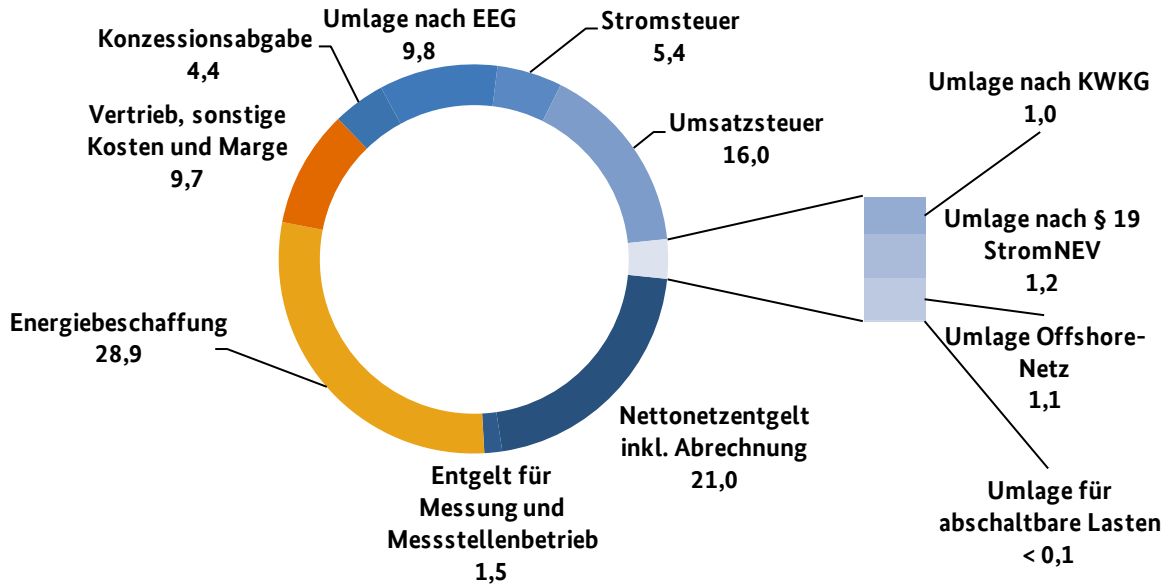


Abbildung 134: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2022 für Ökostrom¹²⁶

Wie auch beim Bezug von konventionellem Strom bieten viele Lieferanten ihren Kunden eine Reihe von Sonderbonifikationen an, die den Preis der unterschiedlichen Tarife weiter beeinflussen können. Die Anzahl preisbildender Elemente (unterschiedlich kombinierbar) erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

¹²⁶ Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

1. April 2022	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	374	11 Monate
Preisstabilität	321	14 Monate
Vorauskasse	43	11 Monate
einmalige Bonuszahlungen	109	56 Euro
Frei-kWh	7	120 kWh
Kaution	5	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	92	-

Tabelle 112: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

Wie auch beim Bezug von konventionellen Stromprodukten sind die Sonderregelungen für die Mindestvertragslaufzeit, Preisstabilität sowie einmalige Bonuszahlungen am häufigsten vertreten.

7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Strompreise für Letztverbraucher, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden durchschnittlich entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen („Netto-Preis“), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern, Abgaben und Umlagen („abgabenbereinigter Preis“). Darüber hinaus veröffentlicht Eurostat jeweils für das zweite Halbjahr eine Aufteilung des abgabenbereinigten Preises in einerseits Netzentgelte und andererseits den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung“), der die Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenlieferungen von nationalen Stellen bzw. auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt zurück.¹²⁷ Die aus dem Monitoring ermittelten Preise sind allerdings mit den Daten von Eurostat aufgrund einer abweichenden Methodik des Statistischen Bundesamtes nicht direkt vergleichbar. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1952, Artikel 3, den einzelnen Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

¹²⁷ Für das 2. Halbjahr 2019 wurden die Durchschnittspreise für Strom und Erdgas für Deutschland erstmals durch das Statistische Bundesamt ermittelt. Zuvor wurden die Preisdaten durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im Auftrag des BMWK erhoben. Dieser Wechsel bedingt natürlich auch Änderungen der Erhebungsmethodik, z. B. Größe und Zusammensetzung der Stichprobe, oder dass jetzt Verwaltungs- und Steuerdaten genutzt werden können, um die Höhe der effektiv gezahlten Steuern, Abgaben und Umlagen zu ermitteln.

7.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch „zwischen 20 GWh und 70 GWh“ dargestellt. Der Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt in diesem Verbrauchsbereich.

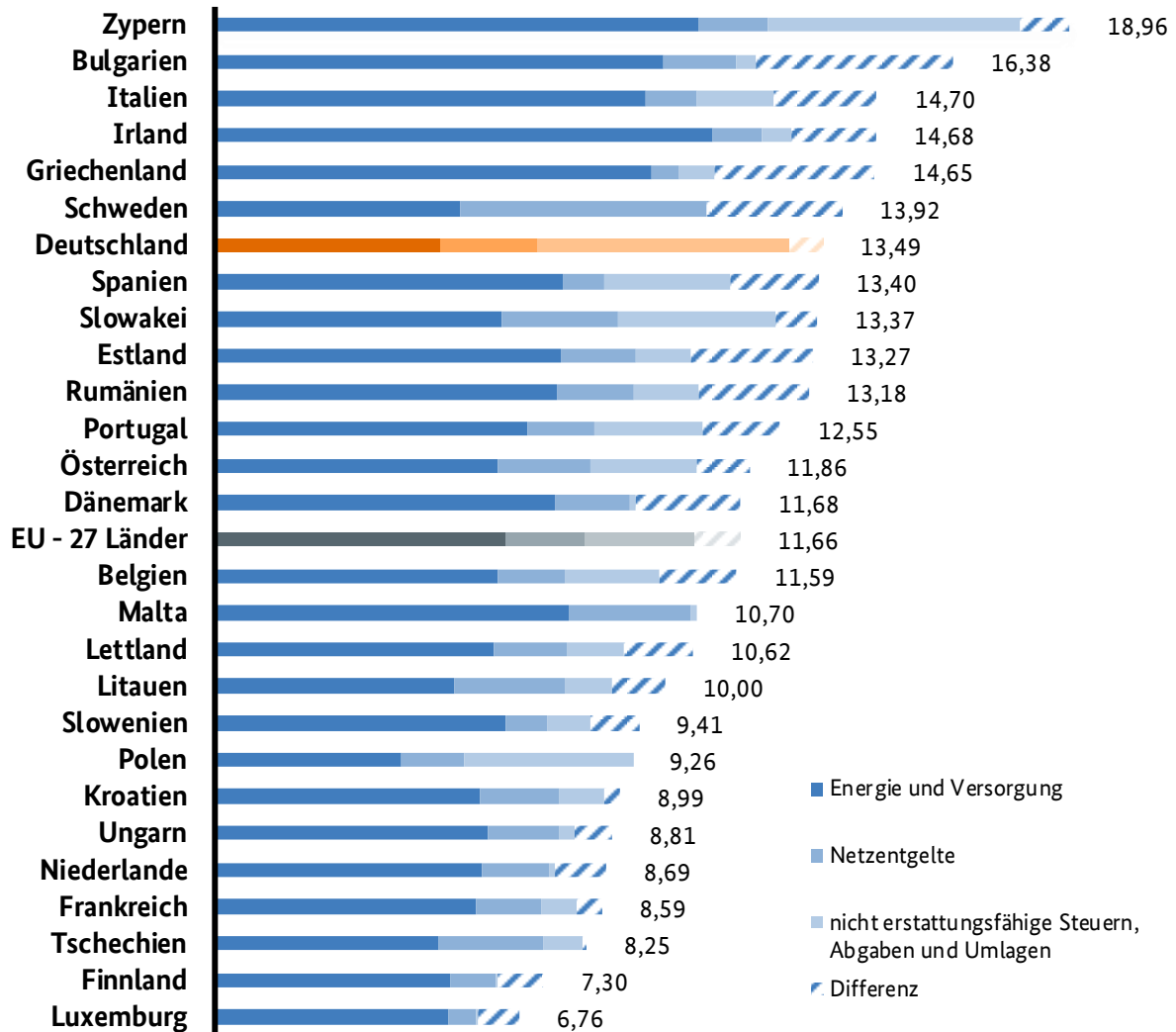
Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den EU-weiten Vergleich der Gesamtpreis um die Umsatzsteuer bereinigt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern, Abgaben und Umlagen, die für diese Kundengruppe erstattungsfähig sind, und die daher ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden. Gerade für deutsche Industriekunden sind solche Reduktionsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für den individuell anfallenden Netto-Strompreis (vgl. Abschnitt IG4.1).

Nach den Eurostat-Daten bestanden EU-weit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Zypern wies mit 18,96 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Luxemburg mit 6,76 ct/kWh die niedrigsten. Der EU-Durchschnitt betrug 11,66 ct/kWh. Hiervon entfielen 2,43 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, 1,75 ct/kWh auf Netzentgelte sowie 6,45 ct/kWh und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag für Energie und Versorgung. Der Netto-Preis lag für Deutschland mit 13,49 ct/kWh rund 15% über dem EU-Durchschnitt. Der deutsche Netto-Preis setzte sich zusammen aus 2,12 ct/kWh an Netzentgelten und 5,02 ct/kWh „Energie und Versorgung“ sowie 5,63 ct/kWh nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen. Ob Industriekunden in Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr im EU-Vergleich überdurchschnittliche oder unterdurchschnittliche Nettopreise entrichten, hängt entscheidend von der individuellen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben ab.

Um anhand einer Stichprobenerhebung einen Durchschnitt der im betreffenden Verbrauchsband tatsächlich bezahlten Nettopreise anzugeben, müssen zahlreiche Annahmen über die im Durchschnitt in Anspruch genommenen Reduktionsmöglichkeiten getroffen werden. In der von Eurostat veröffentlichten Dokumentation werden die entsprechenden Annahmen für die deutschen Industriekundenpreise jedoch nicht aufgeführt. Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben betrug 5,63 ct/kWh und war damit mehr als doppelt so hoch wie der EU-Durchschnitt von 2,43 ct/kWh.

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen



Quelle: Eurostat

Anmerkung: einige Länder sind mit einer schraffierten Differenz gekennzeichnet. Diese Differenz ergibt sich daraus, dass die Strompreise halbjährig von Eurostats erhoben werden, jedoch die unterschiedlichen Preiskomponenten nur ganzjährig abgefragt werden

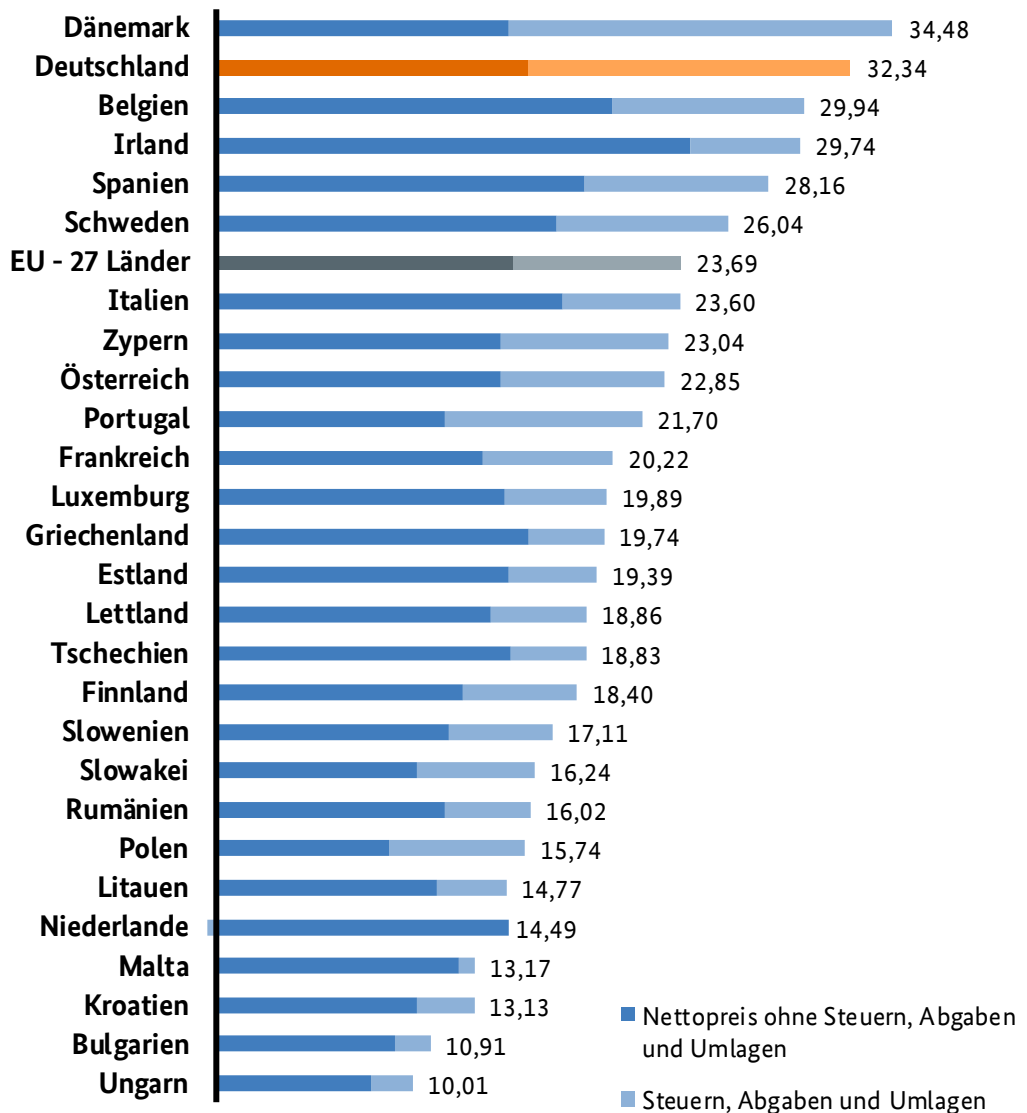
Abbildung 135: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

7.2 Haushaltskunden

Im Bereich der Haushaltskunden werden fünf verschiedene Verbrauchsbänder von Eurostat betrachtet. Die Verbrauchsmengen deutscher Haushaltskunden entfallen überwiegend auf die mittlere Kategorie mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Dementsprechend wird im Folgenden der EU-weite Vergleich für das mittlere Verbrauchsband dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Umlagen, Steuern und Abgaben erstatten lassen, so dass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

EU-weit bestanden große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland wies nach der eingangs beschriebenen Berechnungsmethode des Statistischen Bundesamtes mit 32,34 ct/kWh, hinter Dänemark, den zweithöchsten Preis der jetzt 27 EU-Mitgliedstaaten auf. Im Vergleich zum EU-Durchschnitt von rund 23,69 ct/kWh waren die deutschen Preise rund 37 Prozent höher. Der im Vergleich zu anderen Mitgliedsstaaten hohe Strompreis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfielen 8,54 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 16,38 ct/kWh rund 91 Prozent höher ausfiel. Dagegen lag der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte deutsche Netto-Preis mit 14,85 ct/kWh auf Augenhöhe mit dem EU-Durchschnitt von 15,15 ct/kWh.

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2021 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer



Quelle: Eurostat

Abbildung 136: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2021 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh.

H Mess- und Zählwesen

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Die Umsetzung des Rollouts und die damit einhergehenden gesetzlichen Fristen hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab. Ein wichtiger Faktor ist dabei die technische Verfügbarkeit von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen. Seit Anfang 2017 sind die ersten modernen Messeinrichtungen am Markt erhältlich und wurden seitdem von den grundzuständigen Messstellenbetreibern bereits eingebaut. Zum 30. Juni 2017 mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber der Bundesnetzagentur die Wahrnehmung der Grundzuständigkeit anzeigen. Drei Jahre nach Anzeige der Grundzuständigkeit, also zum 30. Juni 2020, muss der jeweilige grundzuständige Messstellenbetreiber an mindestens 10 Prozent seiner dem Gesetz nach auszustattenden Messstellen moderne Messeinrichtungen installiert haben. Gegen zwei grundzuständige Messstellenbetreiber wurden Verfahren aufgrund der Nichterfüllung der gesetzlichen Vorgaben eingeleitet. Der Einbau von intelligenten Messsystemen konnte grundsätzlich mit der Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateway durch das BSI am 12. Dezember 2018 starten. Ende Oktober und im Dezember 2019 erfolgten die Zertifizierungen des zweiten und dritten Gateways.

Am 31. Januar 2020 folgte die Veröffentlichung der formalen Markterklärung durch das BSI, mit der festgestellt wurde, dass die "Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme" besteht. Am 24. Februar 2020 wurde eine entsprechende Allgemeinverfügung bekanntgegeben und deren sofortige Vollziehung angeordnet. Für die grundzuständigen Messstellenbetreiber begann damit die Pflicht zum Rollout intelligenter Messsysteme. Zum Februar 2020 wurde durch einige grundzuständige Messstellenbetreiber, überwiegend Stadtwerke, sowie durch ein weiteres Unternehmen Klage gegen die vom BSI erlassene Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit über den Einbau intelligenter Messsysteme erhoben. Im Rahmen eines Verfahrens im einstweiligen Rechtsschutz (Az.: 21 B 1162/20) hatte das Oberverwaltungsgericht Münster zunächst zugunsten des Beschwerdeführers entschieden. Um den sich hieraus ergebenden Rechtsunsicherheiten zu begegnen hat der Gesetzgeber Anpassungen des MsbG vorgenommen. Das Trägergesetz der Gesetzesanpassungen (Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht) wurde am 26. Juli 2021 im Bundesgesetzblatt I Nr. 47 verkündet und ist seit dem 27. Juli 2021 in Kraft. Eine zentrale Anpassung des MsbG ist in § 19 Abs. 6 MsbG erfolgt. Hiermit wurde eine Bestandsschutzregelung für die bereits eingebauten und noch einzubauenden intelligenten Messsysteme geschaffen, mit dem Ziel Rechtssicherheit für die Branche und den Smart-Meter-Rollout wiederherzustellen. Zudem wurde der Ausschuss Gateway-Standardisierung des BMWi eingerichtet und zur erweiterten Technischen Richtlinie BSI-TR-03109-1 v1.1 vom 23. September 2021 angehört. Nach abschließender Zustimmung durch das BMWi wurde die TR durch das BSI bekanntgegeben. Die TR legt den Fokus auf die Interoperabilitäts-Zertifizierung von Smart Meter Gateways.

Am 20. Mai 2022 hat das BSI die im vorläufigen Rechtsschutzverfahren als voraussichtlich rechtswidrig bewertete Markterklärung vom 07. Februar 2020 mit Wirkung für die Vergangenheit aufgehoben. Mit der erlassenen Verfügung nach § 19 Abs. 6 MsbG hat das BSI festgestellt, dass bisherige, zertifizierte SMGW sicher nutzbar sind und ein freiwilliger Einbau BSI-konformer Geräte weiterhin möglich ist. Gegen die Aufhebung der Markterklärung durch das BSI wurde Widerspruch eingelegt.

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2021 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 840 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 53.013.016 Messlokationen¹²⁸ meldeten. Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen im Rahmen eines Übertragungsverfahrens oder einer Inhouse-Vergabe übertragen. Unternehmen, die den grundzuständigen Messstellenbetrieb übernehmen möchten und vorher über keine Genehmigung nach § 4 EnWG als Netzbetreiber verfügten, sind verpflichtet, bei der Bundesnetzagentur eine Genehmigung nach § 4 MsbG einzuholen.

Die 634 Messstellenbetreiber für den konventionellen Messstellenbetrieb und 773 Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen traten im Jahr 2021 dabei in folgenden Rollen auf (Mehrfachnennung möglich):

Elektrizität: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2021

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	634	773
grundzuständiger Messstellenbetreiber, der seine (Mess-) Leistung am Markt als Dritter anbietet	41	39
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	52	46
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	32	16

Tabelle 113: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom

¹²⁸ Die Messlokation entspricht der Messstelle i. S. d. § 2 Nr. 11 MsbG. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.

Diese Übersicht zeigt, dass die Rolle des Messstellenbetreibers i.d.R. nur in wenigen Fällen vom Lieferanten oder unabhängigen Messstellenbetreibern ausgeübt wird. Besonders der Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen ist mit nur 16 Unternehmen (das entspricht rund 2 Prozent aller Messstellenbetreiber), die als dritter unabhängiger Messstellenbetreiber auftreten, klar vom Zusammentreffen der Rollen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber dominiert.

Ein Anschlussnutzer kann das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen (§ 5 MsbG). Statt des grundzuständigen Messstellenbetreibers kann dies auch ein wettbewerblicher Dritter sein. Nach den im Monitoring gemeldeten Daten übernehmen in den jeweiligen Netzgebieten der VNB auch Dritte die Tätigkeit des Messstellenbetriebes. Diese Dritten können sowohl Netzbetreiber sein, die den Messstellenbetrieb außerhalb ihres eigenen Netzes anbieten, als auch Lieferanten sowie unabhängige Messstellenbetreiber, die in keiner anderen Marktrolle tätig sind.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, wie die Gesamtzahl der Messlokationen sich auf die Bundesländer aufteilt. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass in Nordrhein-Westfalen mit über 11 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut sind.

Elektrizität: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2021

	Messlokationen - Verbrauch und Einspeisung
Baden-Württemberg	6.794.313
Bayern	8.235.833
Berlin	2.421.497
Brandenburg	1.739.844
Bremen	449.012
Hamburg	1.186.481
Hessen	3.918.826
Mecklenburg-Vorpommern	1.173.267
Niedersachsen	4.773.459
Nordrhein-Westfalen	11.317.227
Rheinland-Pfalz	2.618.317
Saarland	672.675
Sachsen	2.883.794
Sachsen-Anhalt	1.597.952
Schleswig-Holstein	1.815.886
Thüringen	1.414.633

Tabelle 114: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

3. Rollout von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen

Für Messstellen mit einem durchschnittlichen Jahresstrombedarf von mehr als 6.000 kWh schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) vor. Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind insgesamt ca. 5,2 Mio. Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Die größte Anzahl mit fast 2,1 Mio. Messlokationen entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstrombedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh. In den folgenden Tabellen ist die Anzahl der Messlokationen der verpflichtenden Einbaufälle nach den Verbrauchsgruppen des MsbG dargestellt.

Mit rund 130.400 Stück ist die Anzahl der bereits installierten Pflichteinbauten von iMSys ab 6.000 kWh Strombedarf bzw. 7 kW Erzeugungsleistung im Vergleich zum Vorjahr um fast 105.000 Stück gestiegen. Hinzu kommen etwa 27.500 intelligente Messsysteme, die optional bei Verbrauchern unter 6.000 kWh bzw. bei Erzeugern unter 7 kW eingebaut wurden.

Auch bei der Verpflichtung zur Ausstattung von modernen Messeinrichtungen kann, wie in den Jahren zuvor, ein Anstieg beim Einbau verzeichnet werden. Waren im Berichtsjahr 2020 ca. 9,5 Mio. Messlokationen über alle Verbrauchs- und Erzeugerklassen mit einer modernen Messeinrichtung ausgestattet, so waren es im Berichtsjahr 2021 bereits ca. 13,6 Mio. Messlokationen. Als Folge daraus sinkt u.a. die Anzahl der eingebauten Ferraris-Zähler, weil diese durch moderne Messeinrichtungen ersetzt wurden.

Elektrizität: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG im Jahr 2021

Stichtag 31.12.2021	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet	davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch				
> 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh	2.063.024	150.699	533.465	48.456
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	1.008.656	81.966	242.313	45.432
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	506.887	59.567	105.145	25.213
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	152.259	39.503	19.659	4.184
> 100.000 kWh	252.439	121.186	6.290	128
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.206.337	103.350	267.905	6.537
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	19.203	1.406	9.692	13
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	839.060	76.008	274.121	158
> 15 kW & ≤ 30 kW	391.578	35.971	97.221	185
> 30 kW & ≤ 100 kW	206.557	37.483	32.156	60
> 100 kW	564.660	87.451	2.677	15

Tabelle 115: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG

Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 i. V. m. § 31 MsbG die Möglichkeit, selbst zu entscheiden, ob er intelligente Messsysteme installiert (sog. optionale Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für einen möglichen optionalen Einbau wurden durch die Messstellenbetreiber etwa 46,5 Mio. Letztverbraucher gemeldet. Dabei bilden Letztverbraucher mit einem jährlichen Strombedarf unter 2.000 kWh die größte Gruppe.

Elektrizität: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG im Jahr 2021

	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet	davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch:				
≤ 2.000 kWh	23.584.414	1.737.334	6.562.381	8.218
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	9.714.482	682.958	2.445.465	4.340
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	6.502.334	403.660	1.574.137	1.757
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	6.722.666	329.092	1.211.630	10.029
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	710.930	64.533	212.347	3.287

Tabelle 116: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG

Auf die Frage, ob der grundzuständige Messstellenbetreiber die Messlokationen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh und weniger mit einem intelligenten Messsystem auszustatten plant, antworteten im Monitoring 86 Unternehmen mit „Ja“ und 378 mit „Nein“. 311 Unternehmen sind noch unentschieden.

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs

Zum Messstellenbetrieb gehören neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch der Betrieb, die Wartung und die Abrechnung des Messstellenbetriebs sowie die Gateway-Administration. Die Unternehmen können dabei frei entscheiden, ob sie diese Aufgaben selbst durchführen oder Teile davon an einen Dienstleister übertragen wollen. Der Großteil der Aufgaben wird – so die im Monitoring gegebenen Antworten – überwiegend von den Messstellenbetreibern selbst durchgeführt. Eine Ausnahme stellt die Smart-Meter-Gateway-Administration dar, für die verstärkt auf Dienstleister außerhalb des jeweiligen Unternehmens bzw. Konzernverbands zurückgegriffen wird. Die Durchführung der Gateway-Administration setzt eine Zertifizierung durch das BSI voraus. Bis zum 27. Juli 2022 hat das BSI 45 Unternehmen als Gateway-Administratoren zertifiziert.¹²⁹ Die Gateway-Administration wird auch in Zukunft aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen eher ein Geschäftsfeld für Dienstleister sein und nicht durch die Messstellenbetreiber selbst durchgeführt werden. Erst

¹²⁹ https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Administration-und-Betrieb/Zertifikate25MsbG/zertifikate25MsbG_node.html

ab einer bestimmten Menge betreuer Messlokationen kann man davon ausgehen, dass sich die eigenständige Durchführung der Gateway-Administration lohnt.

Elektrizität: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs im Jahr 2021

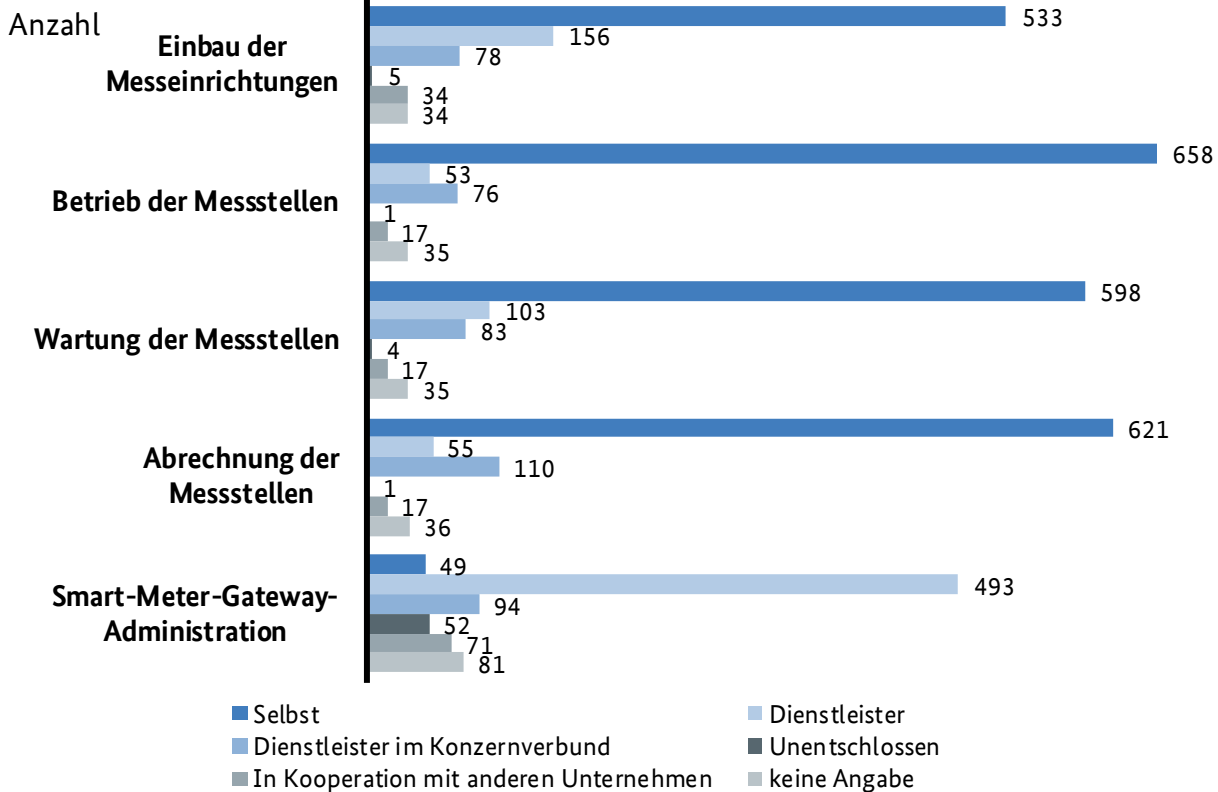


Abbildung 137: Art der Ausführung der Funktion Messstellenbetreiber

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt ausschließlich den flächendeckenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Strombereich. Neue Messeinrichtungen für Gas dürfen nach dem Gesetz nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Werden Messstellen mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber eine Anbindungspflicht, wenn dies technisch möglich ist.

Die meisten Unternehmen bieten neben dem Messstellenbetrieb für die Sparte Strom keinen Messstellenbetrieb für weitere Sparten wie Gas, Fern- und Heizwärme oder Wasser über das Smart-Meter-Gateway an. Der Anteil der Unternehmen, die einen weiteren Messstellenbetrieb anbieten, liegt für die anderen Sparten zwischen drei und sieben Prozent der Gesamtanzahl der Unternehmen. Lediglich für die Sparte Gas ist die Zahl mit 96 Anbietern – dies entspricht etwa 12 Prozent – etwas höher (siehe nachfolgende Abbildung).

Elektrizität: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2021

Anzahl

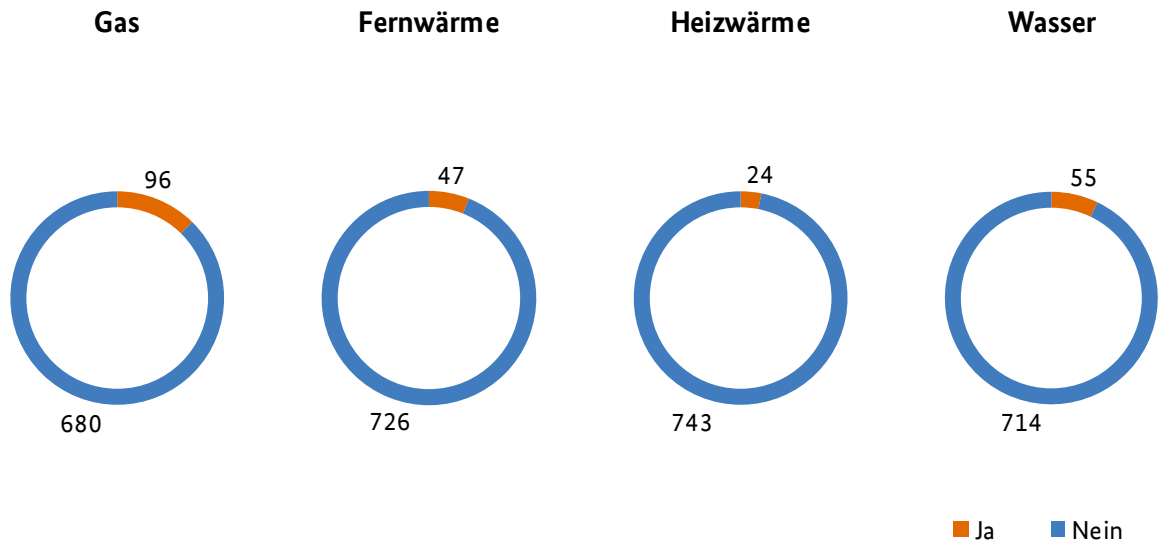


Abbildung 138: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

Sowohl grundzuständige Messstellenbetreiber als auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben die Möglichkeit, Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs für intelligente Messsysteme i. S. d. § 35 Abs. 2 MsbG anzubieten. Während eine Mehrheit von Unternehmen zusätzlich Strom- und Spannungswandler bereitstellt, bieten bislang nur sehr wenige Unternehmen sonstige Leistungen an, wie zum Beispiel die Nutzung des intelligenten Messsystems als Vorkassensystem (vgl. Kapitel IG3.3), die Herstellung oder Durchführung der Steuerbarkeit über das intelligente Messsystem oder die Bereitstellung und den technischen Betrieb des Smart-Meter-Gateways für Mehrwertdienste. Zugleich ist die Zahl der Messstellenbetreiber, die dazu noch keine Entscheidung getroffen haben, in allen Kategorien hoch. Die entsprechende Auswertung kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

**Elektrizität: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme
i.S.d. § 35 Abs. 2 MsbG im Jahr 2021**

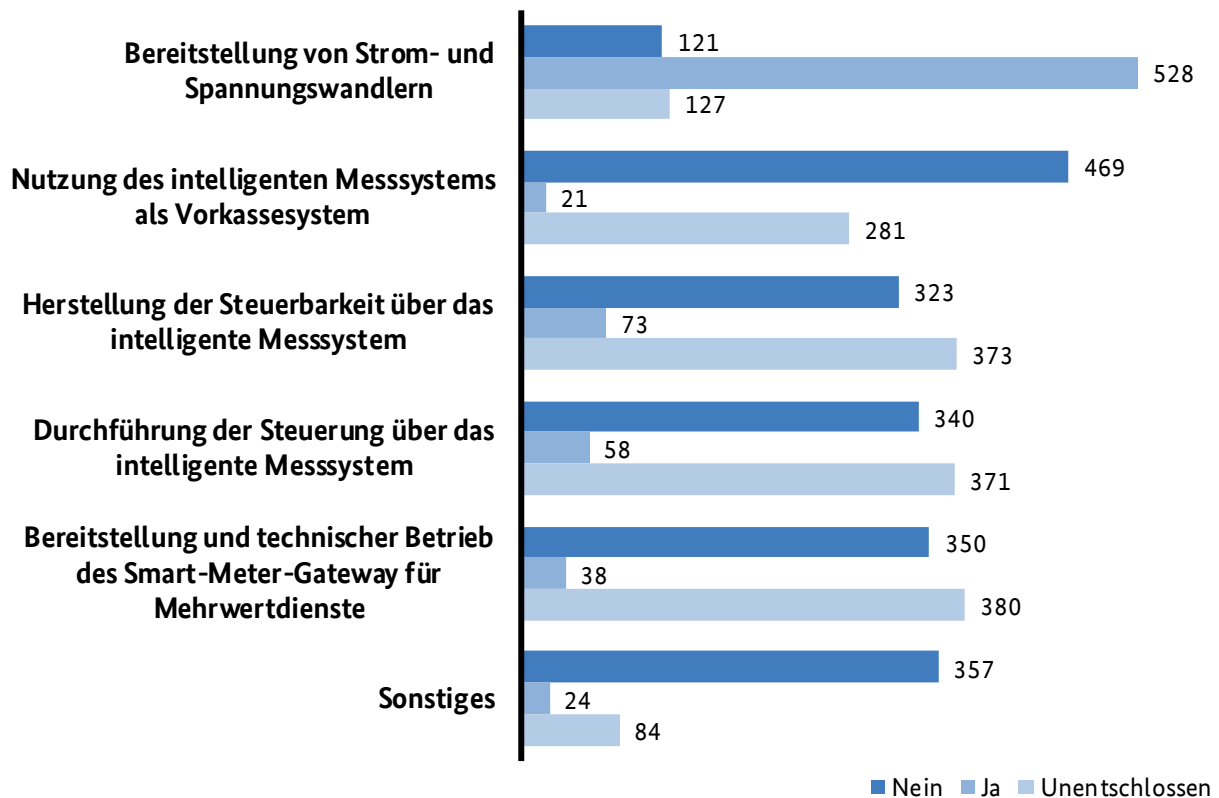


Abbildung 139: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Eine deutliche Mehrzahl von 81 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb.

Elektrizität: Vertreiben Sie Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb?

Abfrage für das Jahr 2021

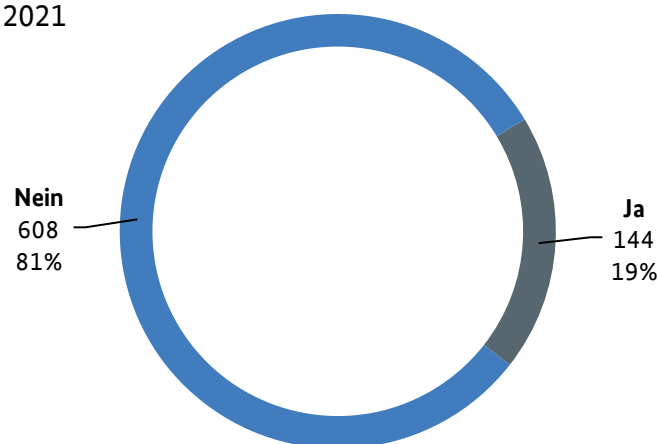


Abbildung 140: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Auch wenn die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer nunmehr nicht mehr verpflichtend durch den Lieferanten durchgeführt werden muss, erfolgt sie weiterhin oftmals durch die Lieferanten. Es ist davon auszugehen, dass es Vereinbarungen zwischen den Messstellenbetreibern und den Lieferanten gibt, den Messstellenbetrieb weiterhin in der Stromrechnung gemeinsam abzurechnen. Allerdings nehmen gemischte Abrechnungsmodelle, also Abrechnungen teils durch separate Rechnung oder teils durch den Lieferanten, deutlich zu. Die Anzahl der Unternehmen, die eine separate Abrechnung des Messstellenbetriebs vornehmen, steigt leicht von 68 in 2020 auf 74 MSB in 2021 (siehe folgende Abbildung).

Elektrizität: Wie erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer?

Abfrage für das Jahr 2021

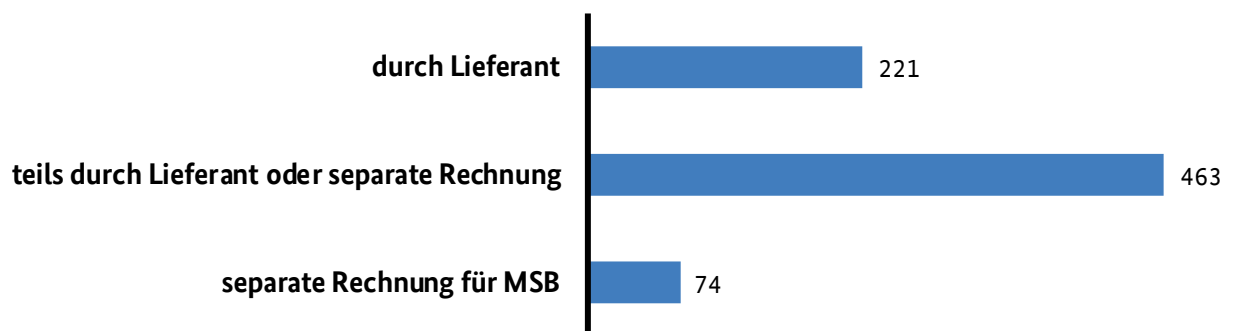


Abbildung 141: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Die Angaben der Messstellenbetreiber zur eingesetzten Technik bei Zählern und Messeinrichtungen sowie den Messsystemen im SLP-Kundenbereich ergeben folgendes Bild:

Elektrizität: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2020	Messlokationen 2021
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	33.709.940	30.180.731
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.045.361	1.843.208
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	7.097.436	6.497.685
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	9.637.122	13.813.899
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	401.896	361.839
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG	27.599	133.460

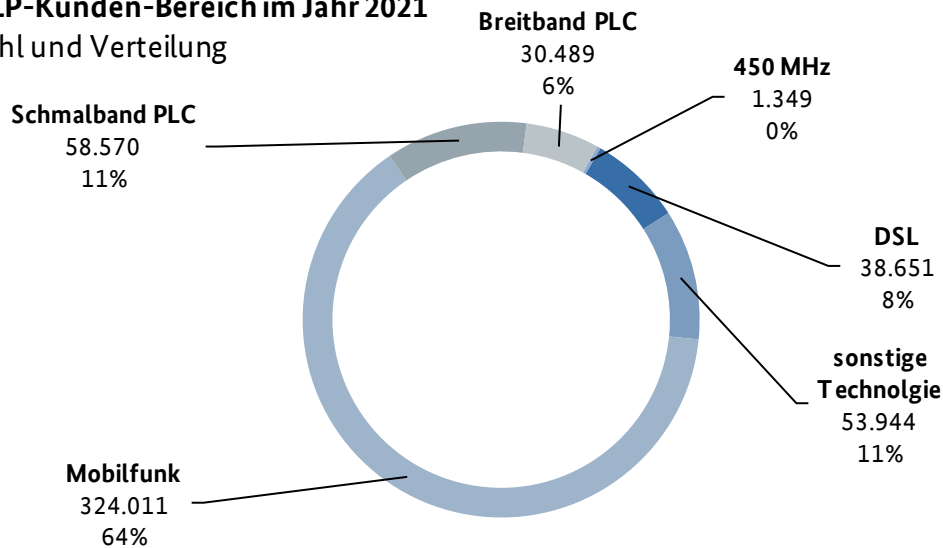
Tabelle 117: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es auch im Jahr 2021 erneut eine deutliche Entwicklung weg von den elektromechanischen Zählern gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messeinrichtungen um etwa 3,6 Mio. Messlokationen zurückgegangen. Die Anzahl der Verwendung von elektromechanischen Zwei- und Mehrtarifzählern ist erneut leicht gesunken und beträgt mittlerweile nur noch ca. 1,8 Mio. Zudem hat sich die Anzahl der elektronischen Zähler gegenüber dem Vorjahr verringert, sodass zurzeit an rund 6,5 Mio. Messlokationen diese Zählertypen eingesetzt werden. Diese Rückgänge ist auf die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen und deren verpflichtenden Einbau zurückzuführen. Dementsprechend hat sich die Zahl der modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, im Jahr 2021 erneut stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden dabei insgesamt mittlerweile an ca. 13,6 Mio. Messlokationen eingesetzt. Damit sind zum genannten Stichtag insgesamt ca. 29 Prozent der Messlokationen, die nach MsbG mit einer modernen Messeinrichtung auszustatten sind, bereits entsprechend ausgestattet. Dies lässt allerdings nicht den Schluss zu, dass jeder einzelne, grundzuständige Messstellenbetreiber die 10 Prozent-Quote auch zum Stichtag erfüllt hatte. Im Rahmen des letztjährigen Monitoringberichtes hatten 102 Unternehmen gemeldet, die Quote zum 30.06.2020 noch nicht erreicht zu haben. Die Bundesnetzagentur war auf die betreffenden Unternehmen zugegangen und hat die Sachverhalte aufgeklärt. Als ein wesentlicher Grund wurden von den Unternehmen die Corona Situation als Hinderungsgrund für die Erreichung des 10 Prozentziels benannt. In fast allen Fällen wurde die Quote kurze Zeit später erfüllt und somit das Umsetzungsziel entsprechend erreicht. Lediglich bei 2 betroffenen Unternehmen mussten durch die Bundesnetzagentur Aufsichtsverfahren eingeleitet werden.

Abgenommen hat die Zahl der Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, welche jetzt nur noch an rund 360.000 Messlokalationen von SLP-Kunden verbaut sind. Dagegen hat sich die Anzahl an intelligenten Messsystemen bestehend aus moderner Messeinrichtung und Smart-Meter-Gateway, die bereits an über 133.000 Messlokalationen verbaut sind, gegenüber dem Vorjahr fast verfünffacht.

Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2021

Anzahl und Verteilung



*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 142: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Wie Abbildung die oben dargestellte Abbildung zeigt, werden lediglich ca. 507.000 der insgesamt knapp 50 Mio. Messlokalationen im Haushaltskundenbereich fernausgelesen. Der Regelfall ist nach wie vor die einmalige jährliche manuelle Ablesung der Zählerstände. Der Anteil der Übertragung von Daten über das Stromnetz (PLC) ist im Vergleich zum Vorjahr um fast 35.000 Messlokalationen gesunken. Die PLC-Übertragungstechnologie - Breit- und Schmalband - wird somit nur noch in 17,5 Prozent der Fälle genutzt. Dabei hat sich die Anbindungen über Breitband (DSL) um etwa sieben Prozentpunkte und somit auf einen Gesamtanteil von sechs Prozent reduziert. Hingegen wird eine Übermittlung durch den Mobilfunk in 64 Prozent der Fälle genutzt.

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Nach Angaben der Messstellenbetreiber beläuft sich die Zahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher auf etwa 815.000 Messlokationen. In den Bereich der RLM-Kunden fallen ausschließlich Nicht-Haushaltskunden aus dem Industrie- und Gewerbekundensektor.

Elektrizität: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

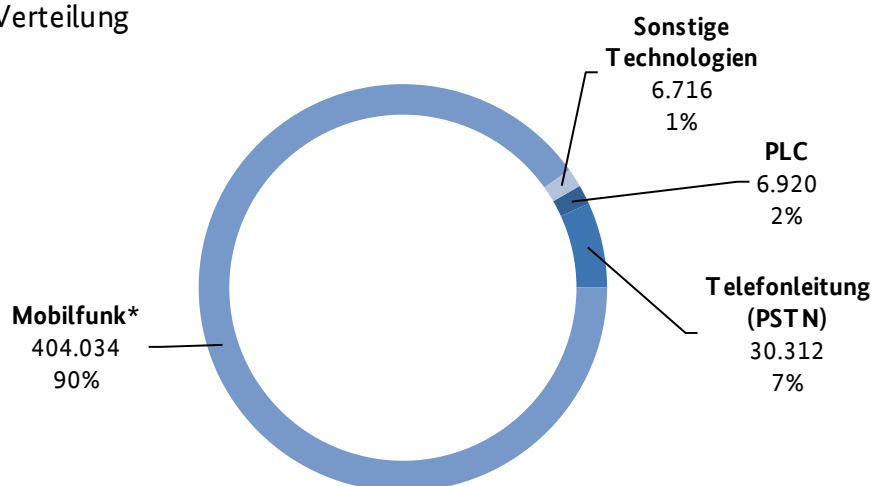
Anforderung	Messlokationen 2021
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	406.518
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	369.460
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	27.977
Sonstige	11.887

Tabelle 118: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.

Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2021

Anzahl und Verteilung



*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 143: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich

Im RLM-Bereich gibt es moderate Änderungen bei der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr 2020: Leicht angestiegen sind Fernauslesungen via Mobilfunk von 86 Prozent auf 88 Prozent. Ähnlich wie im

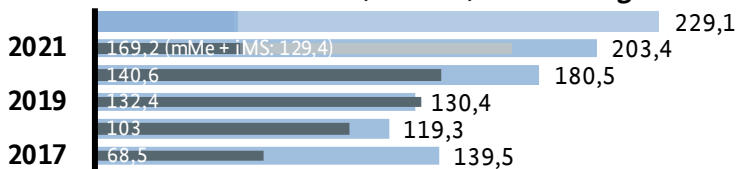
Vorjahr 2020 verdeutlicht die obige Grafik, dass im RLM-Bereich neben der Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) und Telefonleitung (PSTN) die anderen Übertragungstechnologien nur wenig Verbreitung finden. Der bisherige Trend, dass der Anteil der Telefonleitungsübertragung sinkt und in ähnlichem Verhältnis die Übertragung der Zählerdaten über das Funknetz steigt, kann auch bei RLM-Kunden festgestellt werden. Die Technologie der 450 MHz-Übertragung wird derzeit von 180 RLM-Kunden verwendet. Mit etwa 0,04% ist der Anteil der Technologie bisher allerdings noch gering.

7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

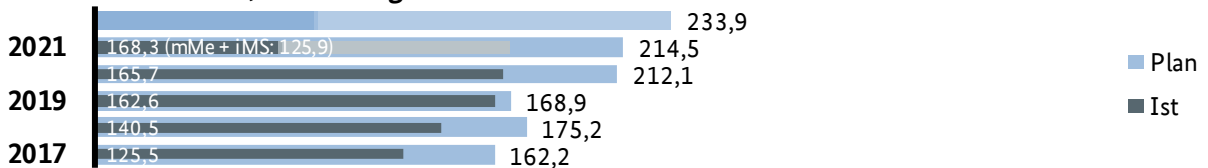
Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2021 um insgesamt etwa 58 Mio. Euro auf ca. 734 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 34,2 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die im Jahr 2021 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 17 Prozent unter den für 2021 prognostizierten Werten. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in 2021 getätigten Werte rund 9 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen mit dagegen etwa 5 Prozent über den Prognosewerten. Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit insgesamt 837 Mio. Euro oberhalb des Niveaus der Vorjahresprognosen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 734 Mio. Euro im Jahr 2021 entfielen etwa 359 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was einer Zunahme von etwa 62 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2022 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Werts auf etwa 471 Mio. Euro vor.

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

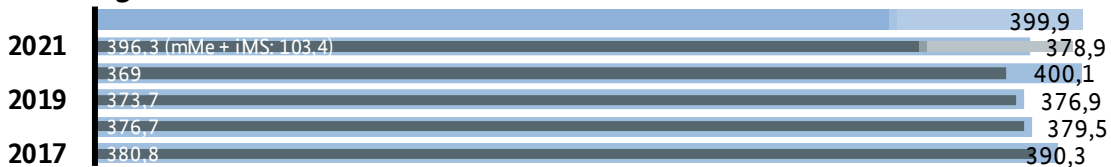
Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen



* Mit der Umstellung des Meldeverfahrens werden die Ist-Werte ab 2019 und die Planwerte ab 2020 für Investitionen und Aufwendung anteilig für intelligente Messsysteme abgefragt. Der Anteil ist in hellerer Schattierung in der Grafik dargestellt. Der Wert, der dabei auf intelligente Messsysteme entfällt und den hellen Bereich einnimmt, steht in Klammern.

Abbildung 144: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

8. Regulatorische Kosten im Bereich Messwesen

Im Bereich Messwesen Nach § 7 Abs. 2 MsbG sind die Kosten des Messstellenbetriebs von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen nicht in der Erlösobergrenze und den Netzentgelten des Netzbetreibers zu berücksichtigen, sondern dem grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme zuzuordnen. Dieser unterhält mit den Anschlussnehmern ein eigenes Vertragsverhältnis und erhebt eigene, nicht regulierte Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung. Der flächendeckende Rollout von modernen Messeinrichtungen begann im Jahr 2018. Der Rollout von iMSys verzögert sich nach der Rücknahme der Markterklärung durch das BSI im Jahr 2022 voraussichtlich wieder.

In das Regulierungskonto wird die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen einbezogen. Die Einbeziehung erfolgt soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer verursacht wird und soweit es sich nicht um Kosten für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) handelt.

In den Regulierungskonten der Jahre 2018 bis 2020 sind die Kosten der modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsysteme bestimmt worden, welche gegen konventionelle Messeinrichtungen getauscht wurden. Diese Kosten fallen aus der Erlösobergrenze des Netzbetreibers heraus und sind dem grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme zuzuordnen. Durch diese neue Rollentrennung gibt es aber auch Kosten, die zumindest kurzfristig beim Netzbetreiber verbleiben. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Höhe der aus den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber entfallenen Kosten. Zusätzlich werden remanente Kosten, welche bei den Netzbetreibern nach Austausch der Zähler verbleiben, dargestellt.

Regulatorische Kosten für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme in Mio. Euro

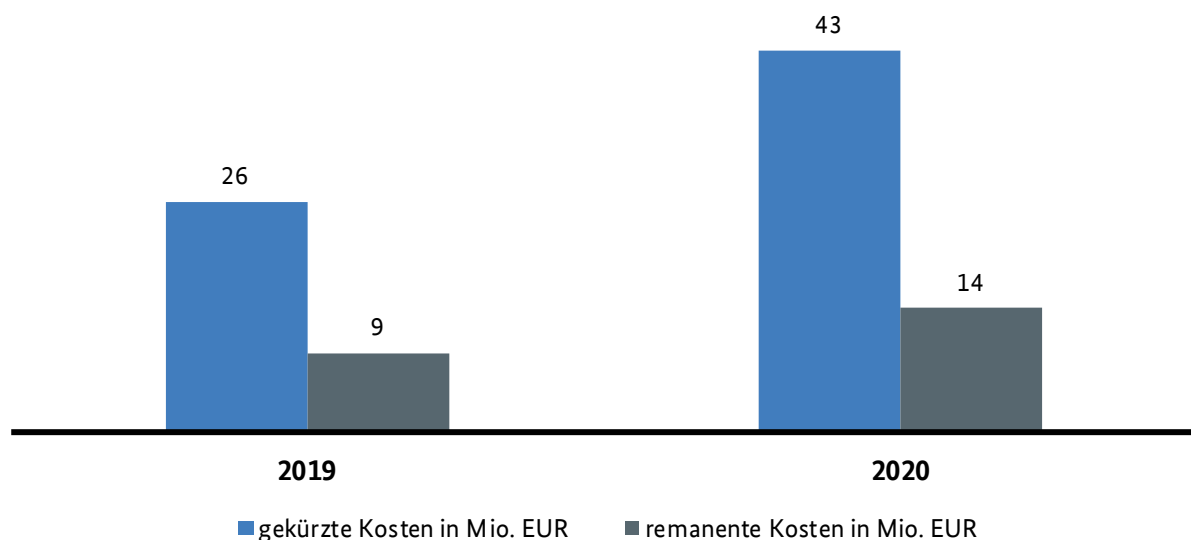


Abbildung 145: Regulatorische Kosten für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme

II Gasmarkt

A Entwicklung auf den Gasmärkten

Der Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt bezieht sich immer auf das letzte abgeschlossene Kalenderjahr, weil für dieses zuverlässige und belastbare Zahlen vorliegen. Für die Lage auf den Gasmärkten ist das in diesem Bericht abgebildete Jahr 2021 das letzte Jahr vor der Zäsur im Jahr 2022. Im Zuge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine haben sich die Verhältnisse in 2022 dramatisch verändert. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt haben sich bemüht, dort wo bereits halbwegs verlässliche Zahlen vorlagen, diese in den Monitoringbericht einzuarbeiten. Redaktionsschluss dafür war der 2. November 2022. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt verzichteten darauf an jeder einzelnen Stelle explizit darauf hinzuweisen, dass sich die Verhältnisse gegenüber dem Jahr 2021 inzwischen grundlegend verändert haben. Insofern muten wir dem Leser und der Leserin zu, diese Erkenntnis selbstständig im Hinterkopf zu haben.

1. Lage der Gasversorgung

1.1 Import

Im Jahr 2021 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.458 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.674 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 216 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren in 2021 Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande waren als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure.

Am 10.05.2022 lagen gemäß dem von der Bundesnetzagentur veröffentlichten täglichen Situationsbericht zur Lage der Gasversorgung in Deutschland die Gasflüsse aus Russland nach Deutschland letztmalig auf einem üblichen Niveau von rund 1.800 GWh/Tag. Die erfolgte Einstellung von russischen Gaslieferungen nach Polen und Bulgarien hatte bis dato keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Nach der Verhängung von Sanktionen durch Russland gegen die Gazprom Germania und nahezu alle Töchter der Gazprom Germania gingen die Gasmengen, die über die Ukraine in Waidhaus nach Deutschland flossen, in der Folge der Reduzierung der Transite um gut 25 Prozent gegenüber dem Vortag zurück. Am 14.06.2022 lagen die Gasflüsse aus der Nord Stream 1 bei rund 60 Prozent, während am Folgetag eine Drosselung auf 40 Prozent der Maximalleistung festgestellt wurde. Aufgrund einer bis zum 21.07.2022 angekündigten Wartung der Nord Stream 1 lagen die Gasflüsse ab dem 11.07.2022 bei Null. Am 22.07.2022 wurde der Gastransport über die Nord Stream 1 wieder aufgenommen und betrug etwa 40 Prozent der Maximalleistung. Am 27.07.2022 wurde eine erneute Reduzierung der Gasflüsse aus der Nord Stream 1 auf rund 20 Prozent der Maximalleistung nach vorheriger Ankündigung umgesetzt. Seit dem 2.09.2022 wurden auch die reduzierten Gasflüsse über die Nord Stream 1 auf unbestimmte Zeit mit Verweis auf technische Gründe eingestellt. Am 26.09.2022 wurde ein plötzlicher Druckabfall zunächst auf der Linie A der Nord Stream 2, später auch in den beiden Röhren der Nord Stream 1 festgestellt. Die Anschläge auf die beiden Pipelines Nord Stream 1 und 2 haben keine Auswirkungen auf die Gasversorgung. Über Nord Stream 1 wird seit Anfang September ohnehin kein Gas mehr geliefert und Nord Stream 2 wurde nie in Betrieb genommen.

Im Zeitraum Januar bis Oktober 2022 betrug die insgesamt nach Deutschland importierte Gasmenge 1.161,1 TWh. Verglichen mit dem Vorjahreswert (Januar bis Oktober 2021) von 1.213,2 TWh entspricht dies einem Rückgang von 52,1 TWh.

1.2 Förderung

Im Jahr 2021 belief sich die Erdgasproduktion in Deutschland auf 5,1 Mrd. m³ produzierten Reingases¹³⁰. Dies entspricht in etwa dem Wert des Vorjahres.¹³¹ Das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven von 42 Mrd. m³ betrug 7,4 Jahre mit Stand 1. Januar 2022. Im Jahr 2021 deckte die heimische Erdgasförderung etwa 5 Prozent des Bedarfs in Deutschland¹³² so dass 95 Prozent des jährlichen Erdgasbedarfs importiert werden mussten, u.a. aus Russland, Norwegen und den Niederlanden.

1.3 Gasspeicher

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Zum Stichtag 31. Dezember 2021 beträgt das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 278,51 TWh. Davon entfallen 137,02 TWh auf Kavernenspeicher-, 119,90 TWh auf Porenspeicheranlagen und 21,59 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Mit dem am 30.04.2022 in Kraft getretenen Gasspeichergesetz und der Einführung von gesetzlichen Vorgaben für Füllstände wird sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit mit Gas in Deutschland weiter erhöht wird. Die ursprünglichen Füllstandsvorgaben beliefen sich zum 1. Oktober auf 80 Prozent, 1. November auf 90 Prozent und zum 1. Februar auf 40 Prozent. Am 29.07.2022 wurden per Ministerverordnung die festgelegten Füllstände noch einmal erhöht. Zum 1. Oktober eines Jahres müssen die Speicher zu 85 Prozent, zum 1. November zu 95 Prozent und am 1. Februar immer noch zu 40 Prozent gefüllt sein.

Das angepeilte Ziel von 85 Prozent Speicherfüllstand bis zum 1. Oktober 2022 wurde bereits Mitte September 2022 erreicht. Zu Redaktionsschluss des Monitoringberichts am 2.11.2022 lagen die Speicherfüllstände bei 99,19 Prozent.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist im Berichtsjahr nach wie vor stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2021 rund 66,9 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (67,2 Prozent) nur leicht verringert.

1.4 Verbrauch

Aus dem Netz der FNB wurden im Jahr 2021 rund 188,7 TWh (2020: 199,5 TWh) Gas an Letztverbraucher ausgespeist. Damit lag die ausgespeiste Gasmenge aus dem Netz der FNB um rund 5,5 Prozent unter dem Niveau

¹³⁰ Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

¹³¹ Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2022“; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

¹³² Dito.

des Vorjahres. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug im Jahr 2021 810,2 TWh (2020: 741,6 TWh) und lag damit rund 70 TWh und damit gut neun Prozent über der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen im Jahr 2021 rund 300,8 TWh (2020: 270,3 TWh), was einem Anstieg um gut elf Prozent entspricht. Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2021 ergibt sich das folgende Bild:

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2021
in TWh

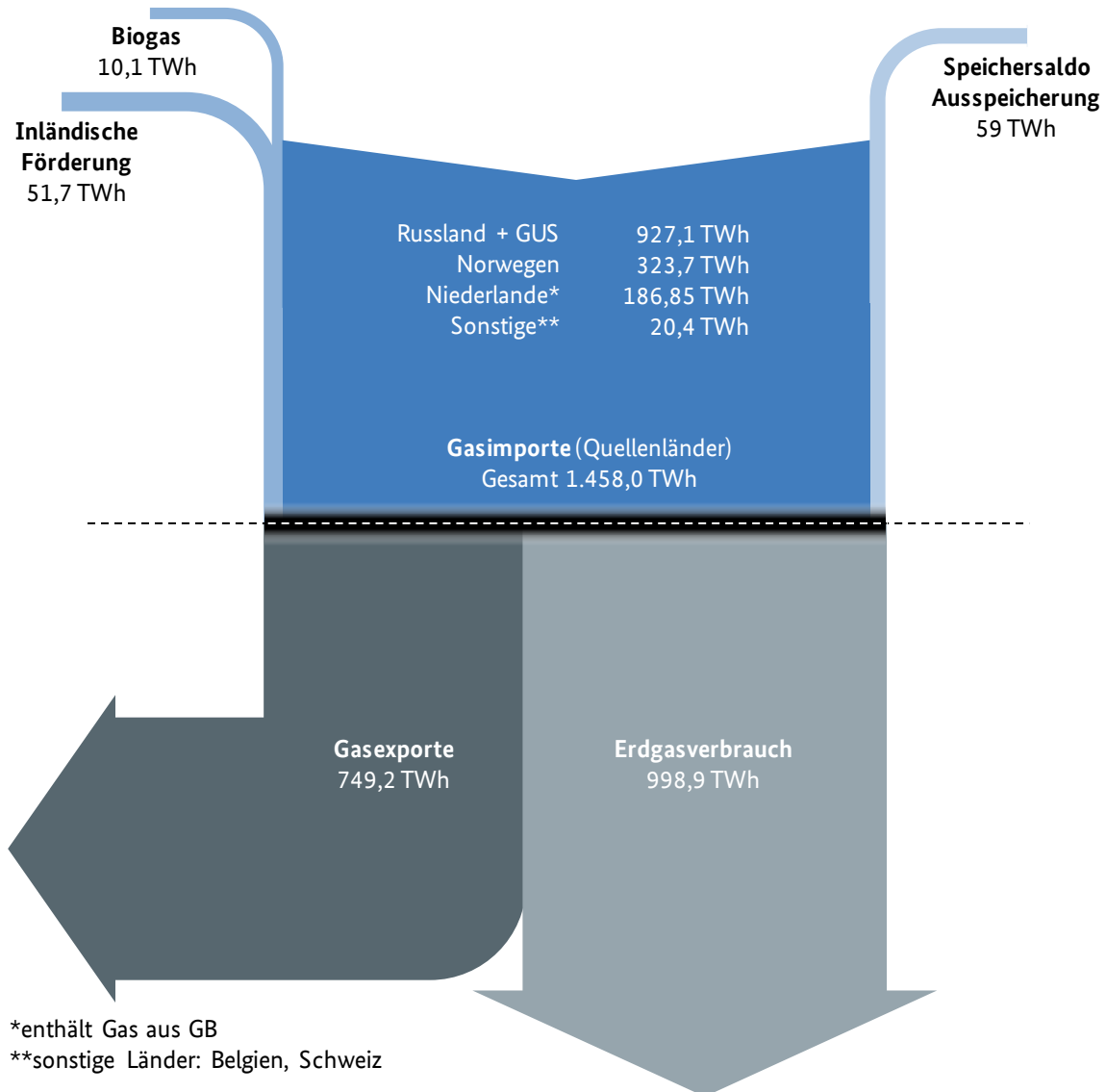


Abbildung 146: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2021

Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden. Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im

Jahr 2021 in der Summe rund 1.578 TWh. Dabei stammen 51,7 TWh aus der inländischen Förderung, 1.458 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert.¹³³ Der jährliche Speichersaldo, der die Differenz zwischen der Einspeicherung und der Ausspeicherung von Erdgas in einem Jahr beschreibt, betrug im Jahr 2021 +59 TWh. Der Speichersaldo war positiv, dies bedeutet, dass in der Summe mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert als eingespeichert wurde. Zudem wurden 9,7 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas im Jahr 2021 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Gut 51 Prozent (749,2 TWh) des Gases wurden im Jahr 2021 exportiert und an die Europäischen Nachbarländer übergeben. Durch Letztverbraucher wurden im Inland 998,9 TWh (2020: 941,1 TWh) Gas verbraucht.

Für die Gasausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB Gas haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Übersicht aufgeführten Werte für das Jahr 2021 ergeben.

Gas: Ausspeisemengen in 2021 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

	Ausspeisemengen FNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Ausspeisemengen VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	<0,1	<0,1%	365,0	45,1%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	0,3%	136,4	16,8%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,7	3,0%	108,1	13,3%
> 100.000 MWh/Jahr	138,6	73,4%	141,9	17,5%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	43,9	23,3%	58,8	7,3%
Gesamtsumme	188,7	100%	810,2	100%

Tabelle 119: Ausspeisemengen Gas in 2021 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Die nachfolgende konsolidierte Übersicht beinhaltet die gesamte Gasausspeisemenge der FNB und VNB Gas und die Gasabgabemenge der Lieferanten an Letztverbraucher für das Jahr 2021. Wiederholt wurden bei der Datenerhebung 2022 die FNB und VNB Gas aufgefordert, die Mengen anzugeben, die meist große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über

¹³³ Die Importmenge für das Jahr 2020 wurden in diesem Bericht an die aktuelle Berechnungsmethodik angepasst und ist daher mit dem Monitoringbericht 2021 nicht vergleichbar. Um eine Doppelzählung der Transitmengen zu vermeiden wurden erstmalig die Exportmengen am GÜP Brandov herausgerechnet, damit Importmengen die über den GÜP Greifswald aus der Nord Stream 1 stammen nicht am GÜP Waidhaus doppelt erfasst werden.

einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten. Im Bereich der Fernleitungsnetze liegt diese Menge bei 79,3 TWh (2020: 73,7 TWh), dies entspricht einem Anteil von rund 42 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 45,9 TWh (2020: 41,4 TWh), was einem Anteil von gut sechs Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber im Jahr 2021 in Höhe von 998,9 TWh (2020: 941,1 TWh) und der Abgabemenge der Gaslieferanten 908,9 TWh (2020: 853 TWh) beinhaltet neben erhebungsbedingten Abweichungen auch die Gasmenge die am Markt selbst beschafft wird, ohne einen Lieferanten damit zu beauftragen.¹³⁴

Gas: Gesamte Ausspeisemenge in 2021 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge gemäß Abfrage Lieferanten jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher

	Ausspeisemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	365,0	36,5%	349,2	38,4%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	136,9	13,7%	122,8	13,5%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	113,8	11,4%	100,6	11,1%
> 100.000 MWh/Jahr	280,5	28,1%	268,7	29,6%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	102,7	10,3%	67,7	7,4%
Gesamtsumme	998,9	100,0%	909,0	100,0%

Tabelle 120: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2021 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten.

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um 57,8 TWh auf 998,9 TWh, was einem Anstieg um gut sechs Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut elf Prozent auf 300,8 TWh (2020: 270,3 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW sank um rund 4,9 Prozent auf 102,7 TWh (2020: 108 TWh). Die bei den

¹³⁴ Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität und Antworthäufigkeit, liegt die auftretende Differenz zwischen den Angaben der Netzbetreiber und Gaslieferanten (90 TWh) unterhalb des ermittelten Wertes für die am Markt selbst beschaffte Gasmenge 125,2 TWh.

Netzbetreibern erhobene Gasauspeisemenge an SLP- und RLM-Kunden betrug 992,4 TWh im Jahr 2021. Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 572,7 TWh auf RLM-Kunden und rund 419,7 TWh auf SLP-Kunden. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG wurden nach Angaben der Verteilernetzbetreiber im Jahr 2021 rund 300,8 TWh ausgaspeist.¹³⁵

Die Gasverwendung nach Wirtschaftssektoren im Jahr 2021 ist aus der nachfolgenden Abbildung erkennbar. Den aus der Datenerhebung zum Monitoring erfassten Daten, wurden hier die Verbrauchsdaten von Letztverbrauchern ab einer Größe von 10 MWh/h (technische Anschlusskapazität) im Marktgebiet der Trading Hub Europe (THE) gegenübergestellt. Dabei wurden die Verbraucher in drei Kategorien Warenherstellung, Energieversorgung und weitere Sektoren unterteilt.

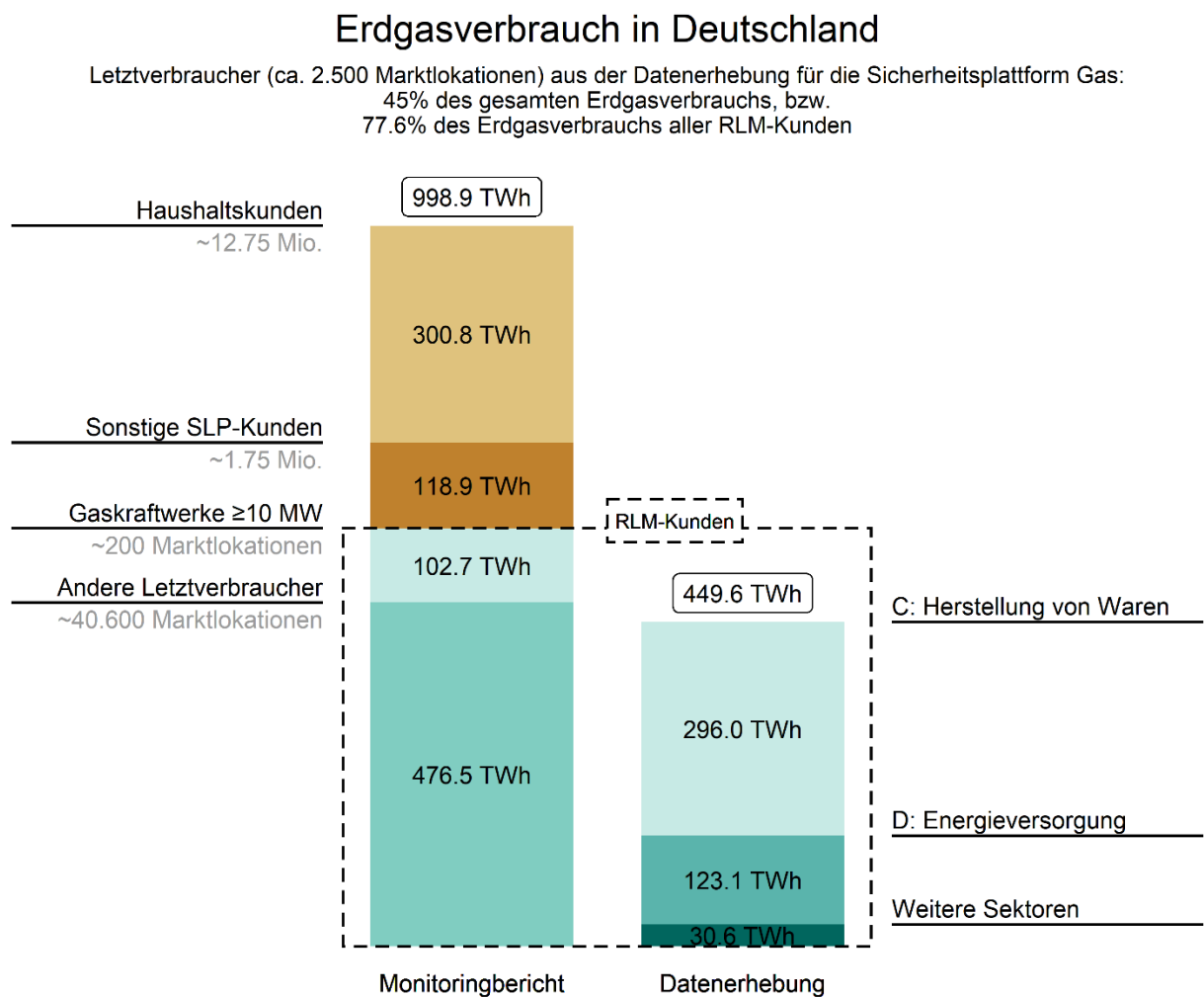


Abbildung 147: Erdgasverbrauch in Deutschland im Jahr 2021 aufgeschlüsselt nach Sektoren

¹³⁵ Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität und Antworthäufigkeit der Gasnetzbetreiber, liegt die auftretende Differenz zwischen der Gasauspeisemenge nach Eurostat-Kategorien und der SLP-/RLM-Abgrenzung bei rund 6,5 TWh.

2. Zusammenfassung

2.1 Netze

2.1.1 Netzausbau

Im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 wurden erstmals Wasserstoffprojekte betrachtet und ermittelt. Zu den bestätigten Maßnahmen gehören daher auch Projekte, die die Herausnahme von Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen aus dem Erdgasnetz zur Umstellung auf Wasserstoff betreffen. Dadurch wird der zügige Aufbau eines Wasserstoffnetzes ermöglicht, sofern Leitungen nicht mehr für den Transport von Erdgas benötigt werden. Dieses Vorgehen steht auch im Einklang mit den am 26.07.2021 in Kraft getretenen Regelungen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen.

Die Bundesnetzagentur hat am 20.01.2022 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 mit Änderungen bestätigt. Der Entwurf zum Netzentwicklungsplan sollte ursprünglich am 01.07.2022 der BNetzA vorgelegt werden. Aufgrund der geopolitischen Lage sowie der politischen Zielsetzung zum Bau von LNG-Anlagen in Deutschland hat sich der ursprüngliche Zeitplan geändert. Die BNetzA und die FNB sind übereingekommen, vom normalen NEP-Prozess abzuweichen und den Netzentwicklungsplan in zwei Teilen zu veröffentlichen, da die Substitution von russischen Gasimporten zu weiterführenden Netzberechnungen in der Netzentwicklungsplanung der FNB geführt hat, deren Ergebnisse bisher noch nicht feststehen.

2.1.2 Investitionen

Im Jahr 2021 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 679 Mio. Euro (2020: 995 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 420 Mio. Euro (2020: 638 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 259 Mio. Euro (2020: 357 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2021 über alle FNB 358 Mio. Euro (2020: 402 Mio. Euro), womit dieser Wert unter der Gesamtsumme an Aufwendungen aus dem Vorjahr aber innerhalb der üblichen Schwankungsbreite liegt. Für das Jahr 2022 erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber planmäßige Aufwendungen in Höhe von 385 Mio. Euro.

Die 600 VNB Gas melden für das Jahr 2021 ein gesamtes Investitionsvolumen in Höhe von 1.736 Mio. Euro (2020: 1.674 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (1.101 Mio. Euro (2020: 1.044 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (635 Mio. Euro (2020: 631 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur. Für das Jahr 2022 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.732 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betragen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2021 1.204 Mio. Euro (2020: 1.365 Mio. Euro). Für das Jahr 2022 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.189 Mio. Euro gerechnet.

2.1.3 Versorgungsunterbrechungen

Im Jahr 2021 hat sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher mit 2,18 Minuten pro Jahr im Vergleich zum Vorjahr verdoppelt (2020: 1,09 Minuten pro Jahr). Sie liegt damit über

dem langjährigen Mittelwert von 1,54 Minuten pro Jahr. Ursache für den Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechung waren vor allem Fremdeinwirkungen auf Gasleitungen bei baulichen Maßnahmen. Dennoch zeugt dieser Wert von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes.

2.1.4 Netzentgelte

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) betrug 1,62 ct/kWh (2021: 1,59 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2022 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozent nur leicht gestiegen.

Bei den Gewerbekunden betrug das durchschnittliche Netzentgelt im Jahr 2022 1,25 ct/kWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig verringert (2021: 1,28 ct/kWh). Bei den Industriekunden stieg das Netzentgelt deutlich auf 0,44 ct/kWh (2021: 0,32 ct/kWh), was einem Zuwachs um gut 37 Prozent entspricht.

2.1.5 Transportbilanz

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um 57,8 TWh auf 998,9 TWh, was einem Anstieg um gut sechs Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut elf Prozent auf 300,8 TWh (2020: 270,3 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW sank um rund 4,9 Prozent auf 102,7 TWh (2020: 108 TWh).

Die Gasmenge, die große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten, liegt im Bereich der Fernleitungsnetze bei 79,3 TWh (2020: 73,7 TWh), dies entspricht einem Anteil von rund 42 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 45,91 TWh (2020: 41,1 TWh), was einem Anteil von gut sechs Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

2.1.6 Marktraumumstellung

Geprägt wurde das Jahr 2021 von der Flutkatastrophe, die im Juli mehr als hundert Menschen das Leben kostete und immense Sachschäden verursachte. Davon betroffen waren auch Gebiete, in denen gerade Schritte der Marktraumumstellung stattfanden. Auch der Beginn des Jahres 2022 stand für die Marktraumumstellung weiter im Zeichen der Corona-Pandemie. Wie schon im Vorjahr überwogen die Vorteile von Home-Office und wenig Reisen. Fast alle Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen berichteten von ausgesprochen guten Erreichbarkeiten für die Umstellmaßnahmen. Überschattet wurde Marktraumumstellung vom Krieg in Ukraine, wodurch bei den Bürgern vielfach Unsicherheit bezüglich der Umstellung auf H-Gas entstand. Diese Unsicherheit konnte durch die transparente Kommunikation der Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen ausgeräumt werden. Somit lässt sich festhalten, dass die Marktraumumstellung weiter im Plan liegt und auf einem guten Weg ist.

2.1.7 Großhandel

Nachdem sich im Jahr 2020 aufgrund der Corona-Pandemie eine geringere Nachfrage ergab, war im Jahr 2021 aufgrund des weltweiten Wirtschaftsaufschwunges wieder eine steigende Energienachfrage zu verzeichnen.

Das börsliche Handelsvolumen der für den deutschen Erdgashandel relevanten Energiebörse der EEX Group hat sich insgesamt um rund 37 Prozent bzw. um 178 TWh im Vergleich zum Jahr 2020 gesteigert.

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt betrug im Jahr 2021 rund 582 TWh (2020: rund 429 TWh), was einem Anstieg von rund 36 Prozent entspricht. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag im Jahr 2021 für die Marktgebiete NCG und GASPOOL und ab Oktober 2021 für das aus den beiden vorgenannten zusammengesetzte Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) auf den Day-Ahead-Kontrakten bei insgesamt 373,2 TWh (davon NCG 149,2 TWh; GASPOOL 110,2 TWh und THE 113,8 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 58 TWh im Jahr 2020 auf rund 82 TWh im Jahr 2021 gestiegen, was einer Zunahme von rund 41 Prozent entspricht.

Im Bereich des brokervermittelten, außerbörslichen Gasgroßhandels ergab die Abfrage bei neun Brokerplattformen ein Gesamtvolumen im Jahr 2021 von 2.392 TWh (2020 2.898 TWh) mit Lieferort Deutschland. Dies entspricht einem Rückgang von rund 17 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Davon entfielen 862 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2021 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche. 793 TWh entfallen auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten im Jahr 2022 und 616 TWh entfallen auf Lieferzeitpunkte in den Folgejahren ab 2023 und später.

Im Jahr 2021 konnten ebenfalls deutlich höhere Gasgroßhandelspreise als in den Vorjahren beobachtet werden. Die jeweiligen Preisindizes EGIX und der BAFA-Grenzübergangspreis zeigen eine Zunahme von rund 403 Prozent (EGIX) und rund 116 Prozent (BAFA-Grenzübergangspreis) im Vergleich zum arithmetischen Mittelwert des Vorjahres. Der European Gas Spot Index (EGSI) ist im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2021 ebenfalls stark angestiegen. Für das neue Marktgebiet von THE betrug der EGSI im Oktober 2021 durchschnittlich 90,94 Euro/MWh und stieg bis Dezember 2021 auf 115,05 Euro/MWh an. Im Vergleich zum EGSI im Dezember 2020 betrug die Preissteigerung rund 624 Prozent für das bisherige Marktgebiet von NCG und 611 Prozent für das bisherige Marktgebiet von GASPOOL.

2.2 Einzelhandel

2.2.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2021 zeigt sich, dass knapp die Hälfte der Haushaltskunden (48 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 131,7 TWh beliefert wurde.

Nur 16 Prozent der Haushaltskunden wurden 2021 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 44,6 TWh beliefert. Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 36 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 98,2 TWh. Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Von der Gesamtabgabemenge bei diesen Kunden entfielen ca. 22,8 Prozent (wie im Vorjahr) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 77,1 Prozent (77,2 Prozent in 2020) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese

Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich immer noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Insgesamt betrug im Jahr 2021 die Anzahl der Vertragswechsel 0,54 Mio., die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 8,5 TWh. Daraus ergibt sich eine mengenbezogene Vertragswechselquote von 3,1 Prozent.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden sank im Jahr 2021 um gut ein halbes Prozent auf rund 1,64 Millionen. Dabei wechselten rund 1,3 Mio. Haushaltskunden, indem sie ihren bestehenden Liefervertrag gekündigt haben (freiwilliger Wechsel). Hierbei ist zu beachten, dass im Jahr 2021 für die Bestimmung dieser Zahl die "unfreiwilligen" Wechsel aufgrund von u.a. insolvenzbedingten Kündigungen durch die Lieferanten, die aufgrund der gestiegenen Preise nicht weiter beliefern konnten von der Gesamtsumme der Lieferantenwechsel abgezogen wurden. Diese Anzahl der "unfreiwilligen" Lieferantenwechsel belief sich auf rund 345.200 Kunden. Mögliche Ursachen für den Rückgang der Lieferantenwechsel sind u.a. bei den Gaspreissteigerungen ab dem dritten Quartal 2021 zu suchen. Möglicherweise scheuten Neuwechsler aufgrund mangelnder preislicher Alternativen den Schritt zu einem neuen Gasanbieter.

Im Jahr 2021 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge der Nicht-Haushaltskunden 107,6 TWh und hat sich um 27 TWh im Vergleich zum Jahr 2020 wieder erhöht. Die Lieferantenwechselquote für Nicht-Haushaltskunden stieg auf 10,2 Prozent (Vorjahr: 7,3 Prozent).

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten für SLP- und RLM-Kunden lag auch im Jahr 2021 weit unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2021 rund 102,7 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 123,9 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2021 somit unverändert 26 Prozent (wie im Vorjahr) bei SLP-Vertragskunden und 24 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 28 Prozent).

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel stieg die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stets an. Dieser positive Trend setzte sich auch 2021 unverändert fort.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 135 Gaslieferanten wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 113 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

2.2.2 Gassperren

Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2021 bei 26.905 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 12 Prozent gestiegen (2020: 23.991). Der Anstieg der Sperrungen, insbesondere im Gasbereich, im Jahr 2021 ist teilweise auf nachgeholte Sperrungen aus dem Jahr 2020 zurückzuführen. Aufgrund des während der Corona-Pandemie zeitweise geltenden Leistungsverweigerungsrechts nach Art. 240 § 1 EGBGB gingen die Sperrungen in 2020 deutlich zurück. Ein Großteil der Lieferanten verzichtete zudem freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden. Auch im Jahr 2021 hat rund die Hälfte der von der Bundesnetzagentur befragten Gaslieferanten auf eine Sperrung freiwillig verzichtet. Häufig wurden gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen

Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden gut eine Million Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten rund 174.000 in eine Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber, was einer Quote von 17 Prozent entspricht. Tatsächlich gesperrt wurden nach Angaben der Lieferanten insgesamt rund drei Prozent der Anschlüsse, die eine Sperrandrohung erhalten haben. Von den im Jahr 2021 durchgeführten Sperrungen, wurden rund 53 Prozent im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages und 47 Prozent außerhalb der Grundversorgung vollzogen. Nach den Angaben der Gaslieferanten sind rund zehn Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

2.2.3 Preisniveau

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 48 Prozent von 6,68 ct/kWh auf 9,88 ct/kWh gestiegen. Die bisherige Abfragesystematik unterscheidet nicht zwischen Alt- und Neukundentarifen. Insbesondere ab dem 3. Quartal 2021 stiegen die Gaspreise für Neukunden deutlich an, während Altkunden noch von ihren günstigeren Gastarifen profitieren konnten. Die bisherige Abfragesystematik und das bisherige Auseinanderdriften von Alt- und Neukundentarifen, führt bei der Mittelwertberechnung zu einem tendenziell zu niedrigen Preisniveau.

Beim gemittelten Preis über alle Vertragskategorien ist der mit einem Anteil von rund 45 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ von 2,95 ct/kWh auf 5,5 ct/kWh um über 86 Prozent gestiegen. Auch hier ist aufgrund der oben beschriebenen Abfragesystematik das Kostenniveau tendenziell zu niedrig ausgewiesen.

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung¹³⁶ bei 9,51 ct/kWh (2021: 7,45 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 28 Prozent entspricht.

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 9,02 ct/kWh (2021: 6,58 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 37 Prozent entspricht.

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bei 10,95 ct/kWh (2021: 6,41 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut 71 Prozent entspricht.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2022 gegenüber dem Vorjahresstichtag 1. April 2021 infolge der Auswirkungen des Ukraine-Krieges deutlich erhöht. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 6,76 ct/kWh ist um 3,81 ct/kWh gestiegen und liegt damit rund 129 Prozent über dem Vorjahreswert. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist mit 5,21 ct/kWh (rund 77,1 Prozent des Gesamtpreises) um 3,67 ct/kWh gestiegen. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) betrug zum selben Stichtag 7,19 ct/kWh, hat sich damit um 2,45 ct/kWh erhöht und liegt rund 52 Prozent über dem Vorjahreswert. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist mit 4,69 ct/kWh (rund 65,1 Prozent des Gesamtpreises) um

¹³⁶ Kundenkategorie nach Eurostat: Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

2,28 ct/kWh gestiegen. Im EU-Vergleich zahlten Nicht-Haushaltskunden im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr in Deutschland im 2. Halbjahr 2021 3,85 ct/kWh, was rund 0,32 Cent unter dem EU-Durchschnitt mit 4,17 ct/kWh lag. Im EU-Durchschnitt wird der Nettopreis mit rund sieben Prozent (0,36 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 17 Prozent (0,65 ct/kWh) erneut einen überdurchschnittlichen Wert auf. Im Vergleich zu den Gaspreisen für Industriekunden bestehen EU-weit relativ große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland lag mit 6,92 ct/kWh rund 11,5 Prozent unter dem EU-Durchschnitt (7,82 ct/kWh). Für Deutschland betrug der Anteil von Steuern und Abgaben durchschnittlich 2,18 ct/kWh, was relativ nah am EU-Durchschnitt von 2,36 ct/kWh lag.

3. Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2022 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug rund 42.500 Kilometer und wies rund 3.500 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum Stichtag 31. Dezember 2021 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 512. Mit Stichtag 2. November 2022 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 702 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 675, also gut 96 Prozent an der Datenerhebung zum Monitoring 2022 teilgenommen haben. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz inkl. Hausanschlussleitungen betrug gut 529.000 Kilometer und wies rund 11,3 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum 31. Dezember 2021 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der VNB Gas betrug 14,6 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2021. Davon können 12,8 Mio. Marktlokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden.

Gas: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Fernleitungsnetzbetreiber	16	16	16	16	16	16
Verteilernetzbetreiber	717	718	708	703	703	702
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	692	693	683	682	676	674
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden*	548	547	536	534	534	532

*Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber Gas.

Tabelle 121: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 2. November 2022

Die Mehrzahl der VNB Gas (585 Unternehmen) verfügt über Netze, die eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 90 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus. Die Prozentuale Verteilung der VNB nach unterschiedlichen Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge

Anzahl und Verteilung

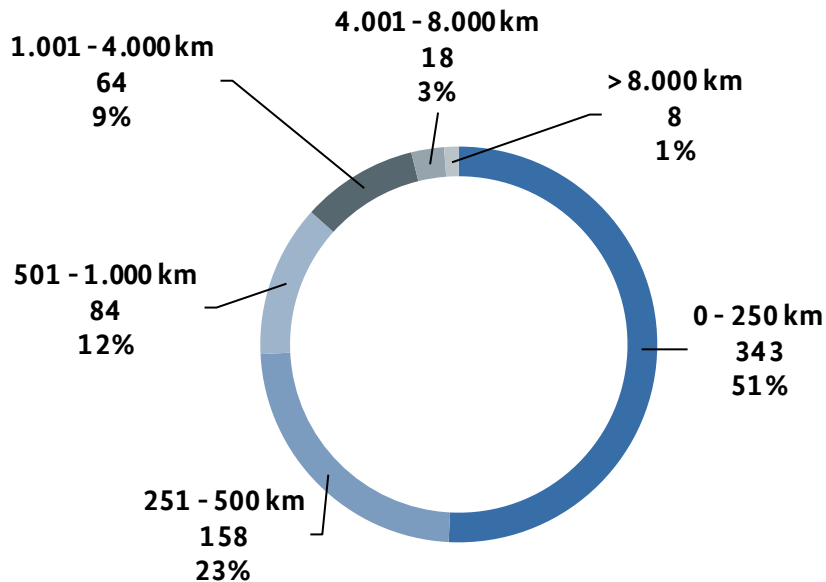


Abbildung 148: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2021

Die Gasnetzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Nenndruck in bar) inklusive Hausanschlussleitungen befragt. Hierbei ergab sich das in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Bild der antwortenden Unternehmen.



Die Marktlokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit dem Jahr 2018 die Anschlüsse für die Belieferung und Bilanzierung gezählt werden. Sie wird also immer dann verwendet, wenn es sich nicht um den technischen Anschluss handelt, sondern um die hinter dem technischen Anschluss stehenden vertraglichen Beziehungen. Die Anzahl der Kunden wird bspw. über die Marktlokationen gezählt, die Anzahl der installierten Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant zur Marktlokation, allerdings existiert hier keine Eins zu Eins Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

Gas: Netzstrukturdaten 2021

	FNB	VNB	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	650	666
Netzlänge (in Tsd. km)	42,4	529,0	571,4
davon ≤ 0,1 bar	0,0	189,8	189,8
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	264,0	264,0
davon > 1 – 5 bar	0,1	27,2	27,3
davon > 5 – 16 bar	2,8	27,2	30,0
davon > 16 bar	39,5	20,8	60,3
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	3,5	11.253,4	11.256,9
davon ≤ 0,1 bar	0,0	6.152,9	6.152,9
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	4.882,6	4.882,6
davon > 1 – 5 bar	0,1	206,3	206,4
davon > 5 – 16 bar	1,2	9,3	10,5
davon > 16 bar	2,2	2,3	4,5
Marktloaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.571,3	14.571,8
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.820,7	1.821,2
davon Haushaltskunden	0,0	12.750,6	12.750,6

Tabelle 122: Netzstrukturdaten 2021 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas (Angaben von 650 der insgesamt 703 Verteilernetzbetreiber) – Stand 31. Dezember 2021

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2021
Anzahl in Mio.

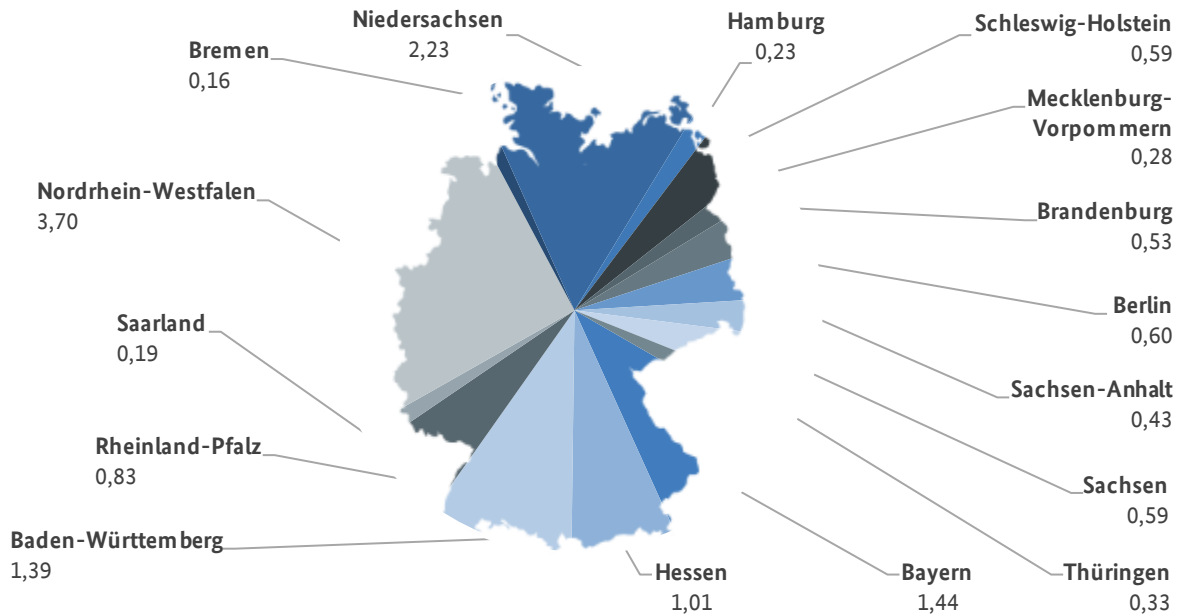


Abbildung 149: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2021

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene in 2021
Anzahl

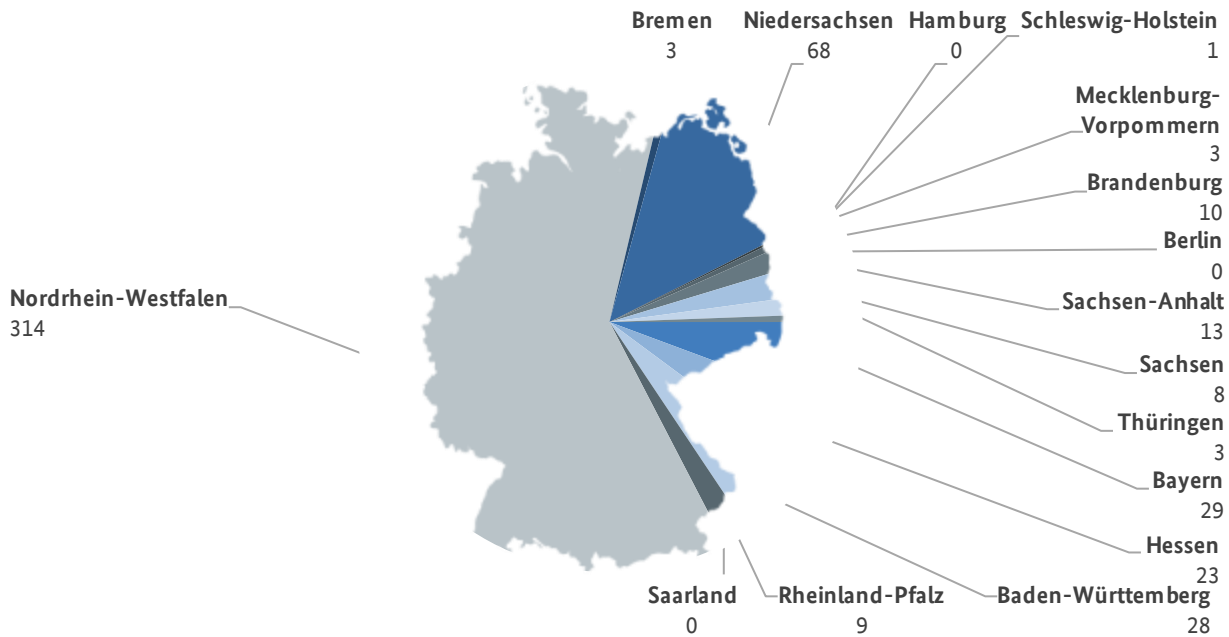


Abbildung 150: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand 31. Dezember 2021

Struktur des Gasendkundenmarktes

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 6.200. Hiervon dienen 231 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Marktlokationen wird deutlich, dass nur 29 VNB Gas (2020: 28) die Grenze von 100.000 Marktlokationen überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,6 Mio. Marktlokationen in Deutschland, werden rund 47 Prozent der Marktlokationen (entspricht 6,9 Mio. Marktlokationen) mit gut 48 Prozent (385,6 TWh) der gesamten Gasauspeisemenge von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (rund 54 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen in 2021

Anzahl und Verteilung

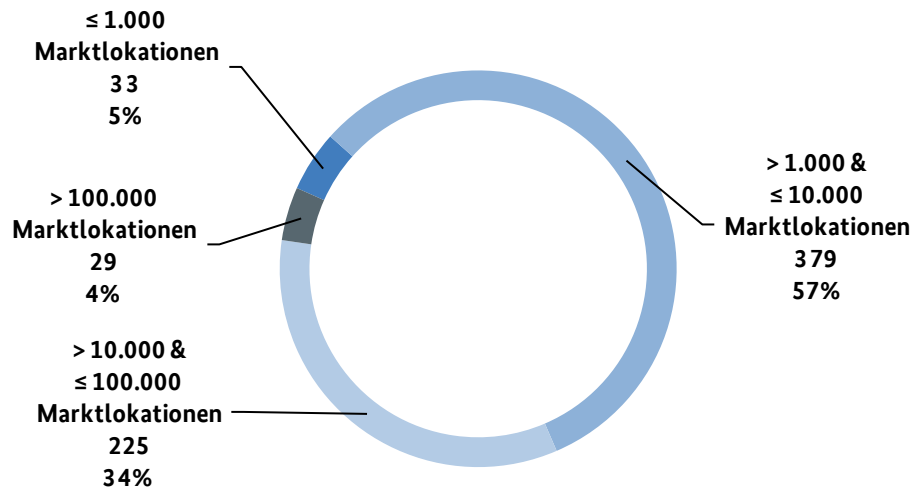


Abbildung 151: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2021

4. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde. Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d. h. der Marktkonzentration – werden hier CR3-Werte bzw. CR4-Werte sogenannte „concentration ratio“, d. h., die Anteilssumme der drei bzw. vier anteilsstärksten Anbieter verwendet: Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Ein wesentlicher Indikator für den Grad der Marktkonzentration auf den Gasmärkten ist das Arbeitsgasvolumen an Untertageerdgasspeichern, welches die oberste Marktstufe abbildet.

4.1 Untertageerdgasspeicheranlagen

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.¹³⁷ Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.¹³⁸ Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung im Energie-Monitoring auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in vollem Umfang in die Betrachtung einbezogen, so dass Angaben von 23 juristischen Personen erhoben wurden. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).¹³⁹ Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode.

Auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern lässt sich weiterhin eine starke Konzentration feststellen, welche sich im Vergleich zu den Vorjahren nur geringfügig verändert hat. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2021 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 291,3 TWh (im Vorjahr: 290,2 TWh). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2021 rund 195 TWh (im Vorjahr: 195,2 TWh). Der CR3-Wert betrug rund 66,9 Prozent und hat sich im Vergleich zum Vorjahr (CR3-Wert: 67,2 Prozent) nur minimal verringert.

¹³⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 215 ff.; Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

¹³⁸ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

¹³⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

Gas: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Anteils der drei größten Anbieter

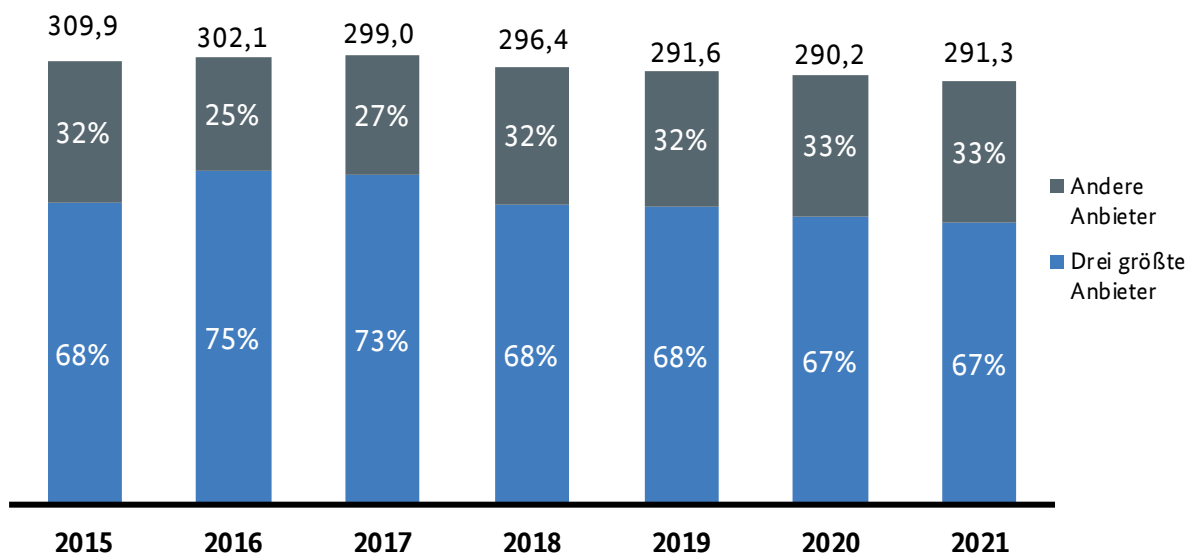


Abbildung 152: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

4.2 Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen sogenannten RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i. d. R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab (vgl. Abschnitt IA3.2). Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird.¹⁴⁰

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf der Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben¹⁴¹. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von 963 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 952). Im Berichtsjahr 2021 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt 402,7 TWh Gas an SLP-Kunden (2020: 356 TWh) und 508,3 TWh an RLM-Kunden ab (2020:

¹⁴⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

¹⁴¹ Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte“, die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/ Arbeitseinheit bezeichnet.

493,5 TWh). Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2021 rund 349 TWh auf Sonderverträge (2020: 307,5TWh) und 53,7 TWh auf Grundversorgungsverträge (2020: 48,5 TWh).

Die Zuteilung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, welche für die Zwecke des Energie-Monitorings hinreichend genaue Ergebnisse liefert und insbesondere Vorjahresvergleiche auf homogener und fortlaufender Berechnungsbasis zulässt (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt IA3).

Auf dem Gasendkundenmarkt wird die Marktkonzentration der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug deren kumulierter Absatz im Jahr 2021 ca. 102,7 TWh, wovon rund 90,4 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 123,9 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2021 26 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR4: 26 Prozent) und 24 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr CR4: 28 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). Die Marktkonzentration in Bezug auf die jeweils vier absatzstärksten Unternehmen hat sich im Berichtsjahr nur bei der Belieferung von RLM-Kunden um vier Prozent verringert. Im Bereich der SLP-Kunden bleibt sie unverändert.¹⁴²

Gas: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2021

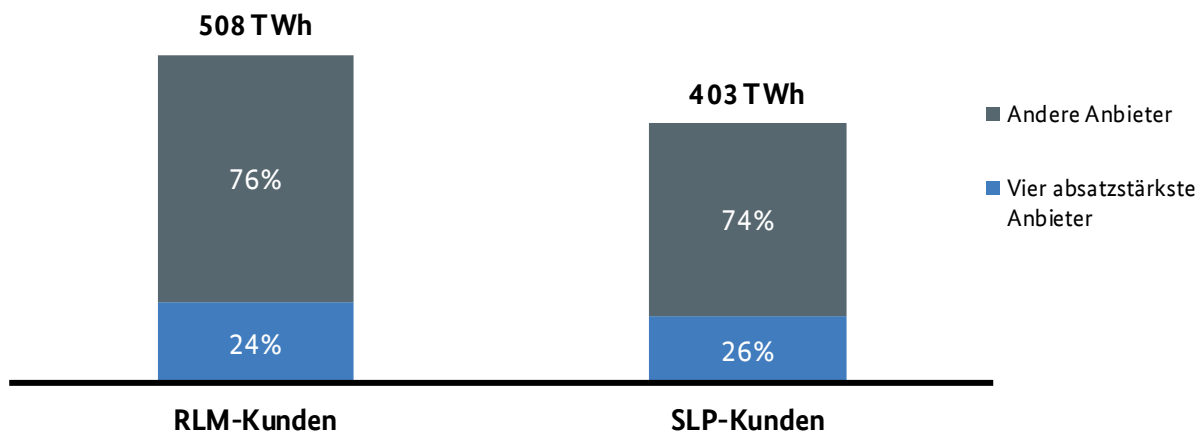


Abbildung 153: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2021

¹⁴² Bei den Angaben der Prozentualen Anteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten zwar eine hohe, aber keine gänzlich vollständige Marktabdeckung erreicht. Diese Angaben entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

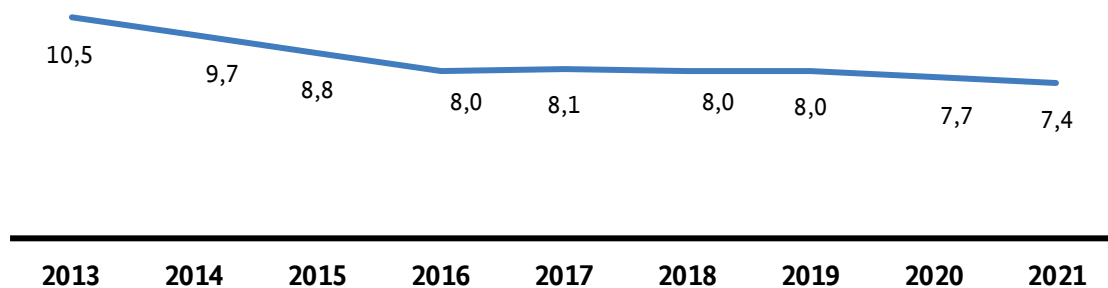
B Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2021 belief sich die Erdgasproduktion in Deutschland auf 5,1 Mrd. m³ produzierten Reingases¹⁴³. Dies entspricht in etwa dem Wert des Vorjahres.¹⁴⁴

Das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug 7,4 Jahre mit Stand 1. Januar 2022. Errechnet wird dieser Wert aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.¹⁴⁵

Gas: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven in Jahren



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 154: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2012

¹⁴³ Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

¹⁴⁴ Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2022“; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

¹⁴⁵ Dito.

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

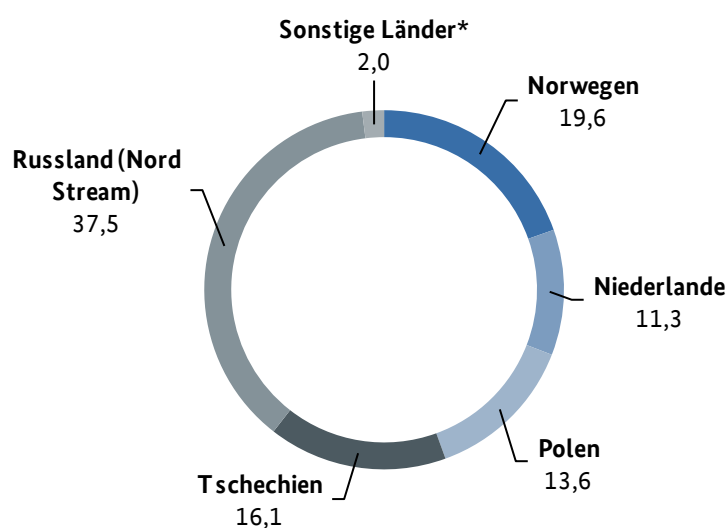
Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Jedoch ist es möglich, dass die erfassten Import- und Exportmengen infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten können (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen). Um eine Doppelzählung der Transitmengen zu vermeiden, wurden erstmalig die Exportmengen am GÜP Brandov herausgerechnet, damit Importmengen die über den GÜP Greifswald aus der Nord Stream 1 stammen nicht am GÜP Waidhaus doppelt erfasst werden.

Im Jahr 2021 betrug die gesamte Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.458 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.482 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 24 TWh bzw. rund 2 Prozent.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren im Jahr 2021 Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande sind als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssigerdgaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

Die nachfolgenden Abbildungen beinhalten eine Betrachtung der Importmengen unterteilt nach den Übergabe- bzw. Quellenländern.

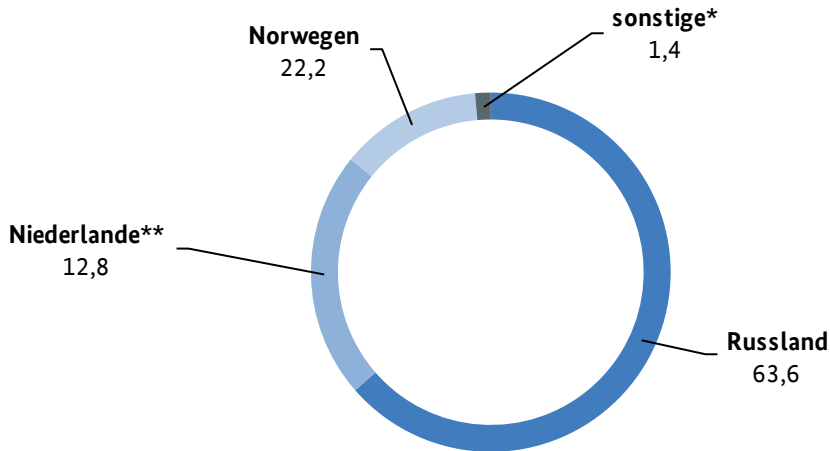
Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2021 - Aufteilung nach Übergabeländern in Prozent



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich, Schweiz

Abbildung 155: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2021 – Aufteilung nach Übergabeländern

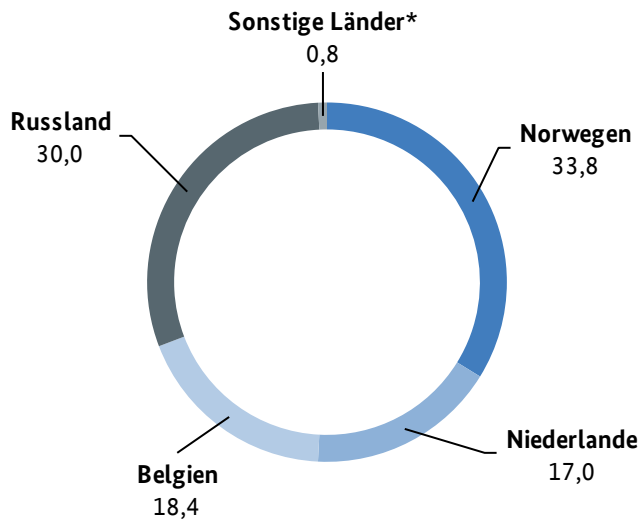
Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2021 - Aufteilung nach Quellenländern in Prozent



* Sonstige Länder: Belgien, Schweiz
 ** enthält Gas aus GB

Abbildung 156: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2021 – Aufteilung nach Quellenländern

Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum Januar - Oktober 2022 - Aufteilung nach Quellenländern in Prozent

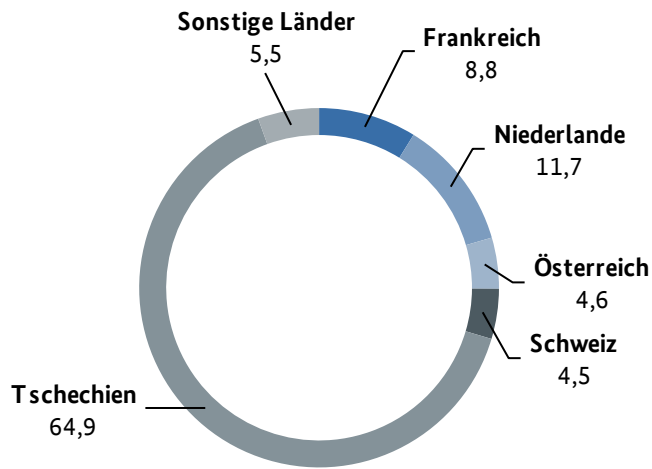


* Sonstige Länder: Dänemark, Schweiz, Frankreich

Abbildung 157: Nach Deutschland importierte Gasmengen im Zeitraum Januar - Oktober 2022 – Aufteilung nach Quellenländern

Im Jahr 2021 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 749 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 814 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 65 TWh. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

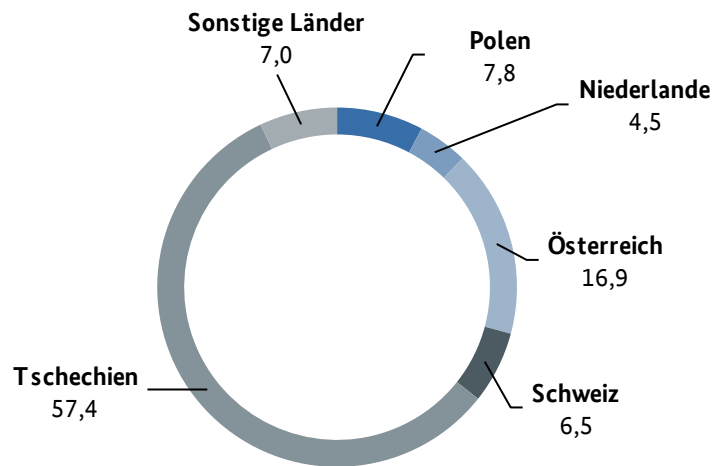
Gas: Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2021 - Aufteilung nach Übernahmeländern in Prozent



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Polen

Abbildung 158: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2021 – Aufteilung nach Übernahmeländern

Gas: Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum Januar - Oktober 2022 - Aufteilung nach Übernahmeländern in Prozent



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Frankreich

Abbildung 159: Aus Deutschland exportierte Gasmengen im Zeitraum Januar - Oktober 2022 – Aufteilung nach Übernahmeländern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten eine konsolidierte Betrachtung der Import- und Exportmengen unterteilt nach den Übernahme- bzw. Quellenländern, um die Veränderungen zwischen den Kalenderjahren darzustellen.

Gas: Veränderungen der Importe (physikalische Lastflüsse)

Übergabeland	Importe 2021 in TWh	Importe 2020 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland (Nord Stream)	425,2	429,8	-4,6	-1,1
Polen	224,3	263,4	-39,1	-14,8
Norwegen	323,7	349,1	-25,4	-7,3
Niederlande	186,9	194,3	-7,4	-3,8
Tschechien	265,8	228,6	37,2	16,3
Österreich	11,8	7,8	4,0	51,3
Belgien	19,8	9,6	10,2	106,3
Dänemark	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	1.458,0	1.482,6	-24,6	-1,7

Tabelle 123: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2021 und 2020¹⁴⁶**Gas: Veränderungen der Importe (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum
Januar - Oktober 2022 nach Quellenländern**

Quellenland	Importe 2022 in TWh	Importe 2021 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland	348,6	798,0	-449,4	-56,3
Norwegen	392,5	252,8	139,7	55,3
Niederlande	196,8	147,9	48,9	33,1
Belgien	213,6	14,3	199,3	1393,7
Schweiz	9,6	0,3	9,3	3100,0
Dänemark	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	1.161,1	1.213,3	-52,2	-4,3

Tabelle 124: Veränderungen der Gasimporte im Zeitraum Januar - Oktober der Jahre 2021 und 2022

¹⁴⁶ Die Werte für das Jahr 2020 wurden in diesem Bericht an die aktuelle Berechnungsmethodik angepasst und sind daher mit dem Monitoringbericht 2021 nicht vergleichbar. Um eine Doppelzählung der Transitmengen zu vermeiden wurden erstmalig die Exportmengen am GÜP Brandov herausgerechnet, damit Importmengen die über den GÜP Greifswald aus der Nord Stream 1 stammen nicht am GÜP Waidhaus doppelt erfasst werden.

Gas: Veränderungen der Exporte (physikalische Lastflüsse)

Übernahmeland	Exporte 2021 in TWh	Exporte 2020 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	486,5	464,0	22,5	4,9
Niederlande	87,7	131,3	-43,6	-33,2
Schweiz	33,6	61,3	-27,7	-45,2
Österreich	34,2	68,4	-34,2	-50,0
Frankreich	66,1	44,3	21,8	49,1
Belgien	5,5	7,1	-1,6	-22,6
Polen	7,0	8,2	-1,2	-15,1
Luxemburg	1,8	1,8	0,0	0,8
Dänemark	26,7	27,6	-0,9	-3,3
Summe	749,2	814,1	-65,0	-8,0

Tabelle 125: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2021 und 2020

**Gas: Veränderungen der Exporte (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum
Januar - Oktober nach Übernahmeländern**

Übernahmeland	Exporte 2022 in TWh	Exporte 2021 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	273,0	420,6	-147,6	-35,1
Niederlande	21,5	73,8	-52,3	-70,9
Schweiz	30,8	25,0	5,8	23,2
Österreich	80,4	30,1	50,3	167,1
Frankreich	13,4	55,3	-41,9	-75,8
Belgien	0,0	5,5	-5,5	-100,0
Polen	37,0	4,5	32,5	722,2
Luxemburg	0,0	1,6	-1,6	-100,0
Dänemark	19,8	21,3	-1,5	-7,0
Summe	426,6	637,7	-211,1	-33,1

Tabelle 126: Veränderungen der Gasexporte im Zeitraum Januar - Oktober der Jahre 2021 und 2022

Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum Januar bis Oktober 2022 nach Übergabeländern
in TWh und Prozent

	Russland (Nord Stream)		Norwegen		Niederlande		Belgien		Tschechien		Sonstige	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Januar	34,0	26,8	40,9	29,8	20,9	14,2	10,8	13,7	20,1	15,8	0,2	0,1
Februar	32,5	27,2	36,9	31,0	17,2	14,4	14,4	12,1	18,1	15,2	0,2	0,2
März	35,2	26,6	38,6	29,2	18,3	13,9	16,4	12,4	20,2	15,3	3,5	2,6
April	35,5	25,1	41,2	29,2	20,0	14,2	23,9	16,9	19,9	14,1	0,6	0,5
Mai	37,1	29,2	34,4	27,1	15,2	11,9	23,3	18,3	16,2	12,8	0,8	0,7
Juni	44,9	34,4	34,2	26,1	14,5	11,1	24,4	18,6	12,0	9,3	0,9	0,7
Juli	17,3	15,9	40,9	37,6	15,8	14,4	30,7	28,1	4,3	4,0	0,0	0,0
August	14,5	13,5	42,7	39,8	12,7	11,8	32,2	30,1	4,2	3,9	0,9	0,9
September	0,0	0,0	37,4	46,0	15,1	18,6	24,6	30,3	0,0	0,0	3,1	3,8
Oktober	0,0	0,0	45,1	47,1	22,2	23,2	25,3	26,4	0,0	0,0	2,5	2,6

Tabelle 127: Nach Deutschland importierte Gasmengen im Zeitraum Januar bis Oktober 2022

Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum Januar bis Oktober 2022 nach Quellenländern
in TWh und Prozent

	Russland		Norwegen		Niederlande		Belgien		Sonstige	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Januar	54,1	42,7	40,9	29,8	20,9	14,2	10,8	13,7	0,2	0,1
Februar	50,8	42,6	36,9	31,0	17,2	14,4	14,4	12,1	0,2	0,2
März	58,1	44,0	38,6	29,2	18,3	13,9	16,4	12,4	3,5	2,6
April	55,5	39,3	41,2	29,2	20,0	14,2	23,9	16,9	0,6	0,5
Mai	53,4	42,0	34,4	27,1	15,2	11,9	23,3	18,3	0,8	0,7
Juni	56,9	43,5	34,2	26,1	14,5	11,2	24,4	18,8	0,9	0,7
Juli	21,6	19,9	40,9	37,6	15,8	14,4	30,7	28,1	0,0	0,0
August	18,7	17,5	42,7	39,8	12,7	11,8	32,2	30,1	0,9	0,9
September	0,0	0,0	37,4	46,0	15,1	18,6	24,6	30,3	4,0	5,0
Oktober	0,0	0,0	45,1	47,1	22,2	23,2	25,3	26,4	3,2	3,3

Tabelle 128: Nach Deutschland importierte Gasmengen im Zeitraum Januar bis Oktober 2022 nach Quellenländern

**Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) im Zeitraum
Januar bis Oktober 2022**
in TWh und Prozent

	Tschechien		Polen		Österreich		Schweiz		Niederlande		Frankreich	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Januar	36,0	57,2	7,1	11,3	7,0	11,1	6,1	9,7	2,7	4,3	1,7	2,7
Februar	32,3	61,7	1,9	3,6	7,4	14,1	4,9	9,3	1,9	3,6	2,7	5,2
März	40,1	67,0	1,6	2,7	7,7	12,8	1,8	3,0	4,4	7,4	2,6	4,3
April	39,0	64,2	5,2	8,5	8,6	14,1	2,2	3,6	2,0	3,2	1,6	2,7
Mai	38,5	59,6	7,3	11,3	9,6	14,9	3,0	4,7	1,7	2,6	1,1	1,6
Juni	32,0	60,8	2,8	5,4	9,3	17,7	2,6	4,8	1,7	3,2	1,7	3,2
Juli	19,0	42,2	3,0	6,7	9,5	21,2	8,4	18,7	2,1	4,7	1,2	2,7
August	14,3	50,1	3,5	12,2	7,3	25,6	0,0	0,0	1,5	5,4	0,7	2,4
September	9,3	44,6	2,2	10,6	6,2	29,6	0,0	0,0	2,4	11,7	0,0	0,0
Oktober	12,6	43,9	2,4	8,2	7,8	27,2	1,8	6,4	1,2	4,1	0,1	0,2

Tabelle 129: Aus Deutschland exportierte Gasmengen im Zeitraum Januar bis Oktober 2022

Gas: Im- und Exporte von und nach Deutschland im Zeitraum Januar - Oktober 2022
in TWh

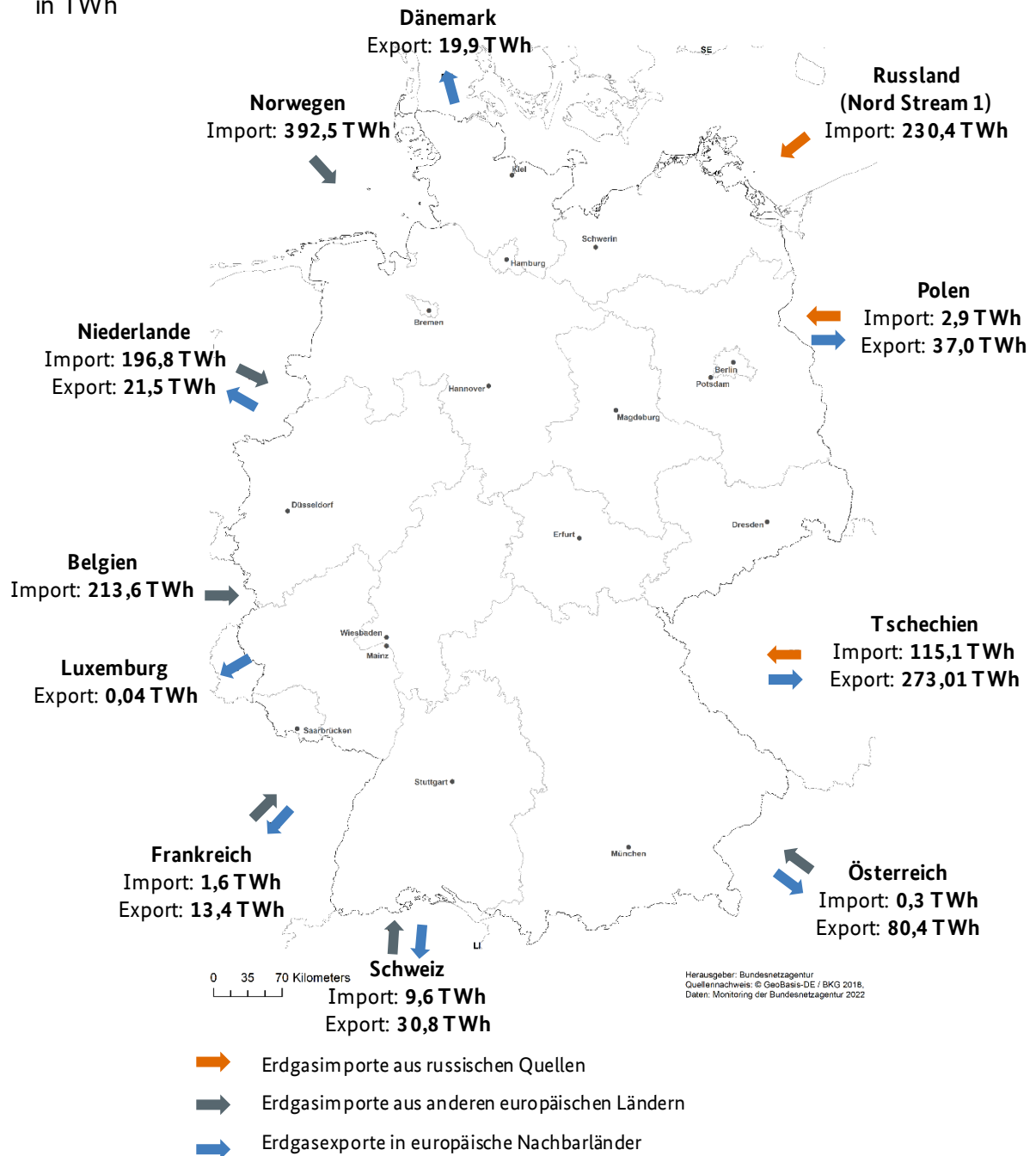


Abbildung 160: Gasflüsse von und nach Deutschland im Zeitraum von Januar bis Oktober 2022

Zertifizierungsverfahren Nord Stream 2

Am 16.11.2021 hat die Bundesnetzagentur das Verfahren zur Zertifizierung der Nord Stream 2, unter Hinweis auf die entflechtungsrechtlichen Vorgaben an einen unabhängigen Transportnetzbetreiber vorläufig ausgesetzt. Am 22.02.2022 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz den bestehenden Bericht zur Analyse der Versorgungssicherheit bei der Bundesnetzagentur zurückgezogen. Damit wurde die Zertifizierung von Nord Stream 2 gestoppt.

3. Marktraumumstellung



Die Gasversorgung wird auch weiterhin in den kommenden Jahren im Nordwesten von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Insgesamt müssen knapp 5 Millionen bisher mit L-Gas betriebene Geräte wie Gasherde, Gasthermen und Heizungen umgerüstet werden.

Die Umstellungskosten werden als Umlage auf alle Gaskunden verteilt. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug im Jahr 2022 0,7335 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2023 steigt die Umlage aufgrund der erhöhten Anzahl der umzustellenden Geräte und der erwarteten gesunkenen Höhe der voraussichtlich gebuchten bzw. be-

stellten jährlichen Ausspeisekapazitäten aller Netze bundesweit auf 0,7547 Euro/kWh/h/a. Im Übrigen wirken sie sich nicht auf die individuellen Gasabrechnungen der Verbraucher aus. Wichtig ist, dass Arbeitsstunden oder Material für die technische Anpassung der Geräte nicht den Verbrauchern in Rechnung gestellt werden dürfen, sondern von den Netzbetreibern zu tragen sind und dann über die Umlage rückerstattet werden.

Die Umstellung läuft wie folgt ab: Vor der eigentlichen Umstellung kommen die Mitarbeiter des Netzbetreibers zum Kunden und führen eine Bestandsaufnahme aller Gasgeräte durch. Zum Umstellungstermin (etwa ein Jahr nach der Geräteerfassung) werden die Geräte durch fachkundige Monteure umgerüstet. Beispielsweise werden Brennerdüsen ausgetauscht oder neue Einstellungen vorgenommen. Eine geringe Zahl von Geräten kann technisch nicht angepasst werden, zum Beispiel, weil der Hersteller nicht mehr existiert. In diesen Fällen muss der Verbraucher das Gerät auf eigene Kosten austauschen. Informationen über Fördermöglichkeiten gibt es auf der Internetseite der Bundesnetzagentur oder beim Netzbetreiber. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine stichprobenartige Überprüfung der Umstellungen.

Die Mitarbeiter des Netzbetreibers melden sich immer mit einem Terminvorschlag an. Sie kommen niemals unangekündigt und können sich entsprechend ausweisen.

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Das H-Gas wird überwiegend in Russland sowie Norwegen gewonnen und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Da die Brennwerte stark variieren, müssen die Gase in separaten Leitungssystemen transportiert werden, damit jedes Heizgerät mit dem dazu passenden Erdgas versorgt werden kann. Auf Grund dessen ist eine Anpassung der Heizgeräte im Zuge der Marktraumumstellung für einen zukünftig sicheren Betrieb unabdingbar. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion und die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden. Nach aktuellem Stand sollen ab dem 1. Oktober 2029 keine signifikanten Mengen niederländischen Gases mehr nach Deutschland exportiert werden. Die daraus resultierende Knappheit der L-Gas-Ressourcen bedeutet, dass L-Gas bis 2030 weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein wird. Aus diesem Grund treffen die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilernetzbetreiber Maßnahmen, die verhindern sollen, dass die rückläufige L-Gas-Verfügbarkeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millio-

nen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen. Sie müssen schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden. Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Mittlerweile sind auch alle großen Netzbetreiber mitten im Umstellungsprozess. Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden von 2022 bis 2026 im Bereich der RLM-Kunden etwa 4.300 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden rund 2 Mio. Umstellungen.

Gas: Umzustellende RLM-Kunden

Anzahl

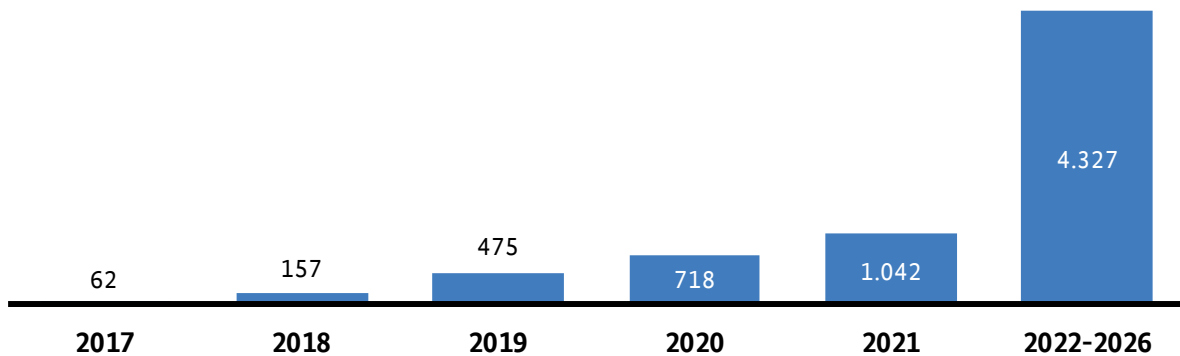


Abbildung 161: Umzustellende RLM Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden

Anzahl

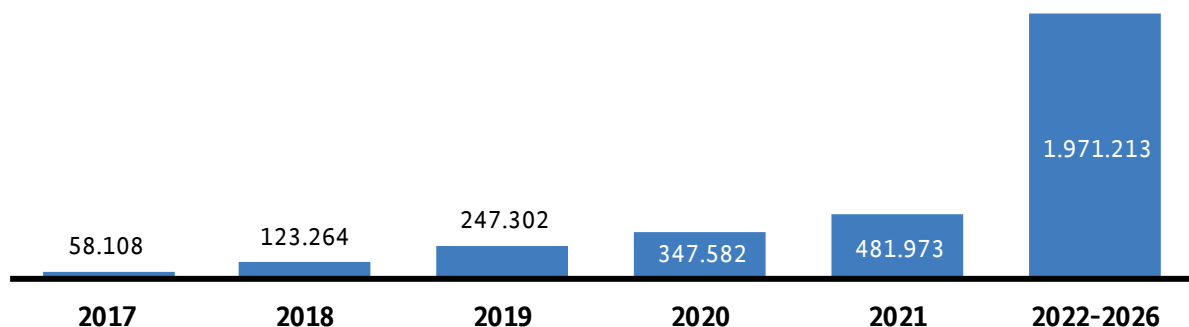


Abbildung 162: Umzustellende SLP Kunden

Wegen der großen Zahl an Geräteanpassungen nutzen die Netzbetreiber die Expertise von Fachunternehmen, die über eine Zertifizierung nach DVGW G676-B1 verfügen. Die Anpassung erfolgt in drei Schritten: Zunächst erfolgt eine Geräteerhebung, bei der alle ans Netz angeschlossenen Gasverbrauchsgeräte erfasst werden. Auf Basis dieser Erhebung wird vom Projektmanagement die Anpassung der Geräte geplant. Im nächsten Schritt

werden alle Geräte an die geänderte Gasqualität angepasst. Das geschieht in den meisten Fällen durch einen Austausch der Düsen in den Geräten. Im letzten Schritt werden zehn Prozent der Geräte im Rahmen einer Qualitätskontrolle nochmals überprüft. Noch vor wenigen Jahren gab es lediglich ein bis zwei Unternehmen, die derartige Dienstleistungen erbracht haben. Seit der Ankündigung der Marktraumumstellung entwickelt sich allerdings ein Markt mit zunehmendem Wettbewerb, an dem sich derzeit 43 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch 40 Unternehmen. Die Resonanz auf die diesbezüglich durchgeführten Ausschreibungen der Netzbetreiber war auch 2021 hoch.

Gas: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen			Zuschläge		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Erhebungsarbeiten	7,3	9,4	8,5	3,3	3,6	3,4
Kontrolle Erhebungsarbeiten	4,0	5,3	5,0	1,0	1,1	1,0
Umstellung und Anpassung	7,3	9,2	8,4	3,3	3,5	3,3
Kontrolle Umstellung und Anpassung	4,5	5,6	5,0	1,0	1,1	1,0
Projektmanagement	3,8	4,3	4,0	1,0	1,0	1,0

Tabelle 130: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU

Bei den in 2021 von insgesamt 37 Netzbetreibern erhobenen 565.410 Geräten handelte es sich um 257.696 Brennwertgeräte (45,6 Prozent) und 63.909 selbstadaptierende Geräte (11,3 Prozent). 2020 lag die Quote der Brennwertgeräte bei 43,2 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte noch bei 10,7 Prozent. Angepasst wurden im Berichtszeitraum von den teilnehmenden Netzbetreibern 481.989 Geräte von SLP-Kunden und 1.069 Geräte von RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 8.146 Geräte. Das entspricht einer Quote von 1,7 Prozent, nachdem in 2020 2,6 Prozent der Geräte nicht anpassbar waren.

Der in § 19a Abs. 3 EnWG etablierte Erstattungsanspruch von 100 Euro bei der Neuanschaffung eines Gerätes, das im Rahmen der Marktraumumstellung dann nicht mehr angepasst werden muss, wurde 2.281-mal in Anspruch genommen (2020: 1.866). Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen 241 Kunden in Anspruch, eine deutliche Steigerung im Vorjahresvergleich (2020: 287 Inanspruchnahmen).

Geprägt wurde das Jahr 2021 von der Flutkatastrophe, die im Juli mehr als hundert Menschen das Leben kostete und immense Sachschäden verursachte. Davon betroffen waren auch Gebiete, in denen gerade Schritte der Marktraumumstellung stattfanden. Auch der Beginn des Jahres 2022 stand für die Marktraumumstellung weiter im Zeichen der Corona-Pandemie. Wie schon im Vorjahr überwogen die Vorteile von Home-Office und wenig Reisen. Fast alle Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen berichteten von ausgesprochen guten Erreichbarkeiten für die Umstellmaßnahmen. Überschattet wurde Marktraumumstellung vom Krieg in Ukraine, wodurch bei den Bürgern vielfach Unsicherheit bezüglich der Umstellung auf H-Gas entstand. Diese Unsicherheit konnte durch die transparente Kommunikation der Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen ausgeräumt werden. Somit lässt sich festhalten, dass die Marktraumumstellung weiter im Plan liegt und auf einem guten Weg ist.

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Per 31. Dezember 2021 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10f EnWG folgende Kennzahlen:

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2021

	Vertraglich vereinbarte Einspeisleistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagenanzahl
Biomethan	2,482	9.724,0	210
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,004	3,5	7
Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,041	0,1	2
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,021	414,0	14
Gesamt	2,548	10.141,5	233

[1] im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16)

Tabelle 131: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2021

Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betragen im Jahr 2021 ca. 192 Millionen Euro. Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0191 Euro. Dieser Wert entspricht ungefähr dem mehrjährigen Mittel, die Kosten der Netzbetreiber korrelieren eng mit der eingespeisten Menge.

5. Gasspeicher

5.1 Zugang zu Untertageerdgasspeicheranlagen

Am Monitoring 2022 nahmen 24 Betreiber von Untertageerdgasspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 34 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zum Stichtag 31. Dezember 2021 beträgt das in den UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 278,51 TWh¹⁴⁷. Davon entfallen 137,02 TWh auf Kavernenspeicher-, 119,90 TWh auf Porenspeicheranlagen und 21,59 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (255,07 TWh; 23,44 TWh für L-Gas).

Gas: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untertagegasspeicher zum 31. Dezember 2021

in TWh

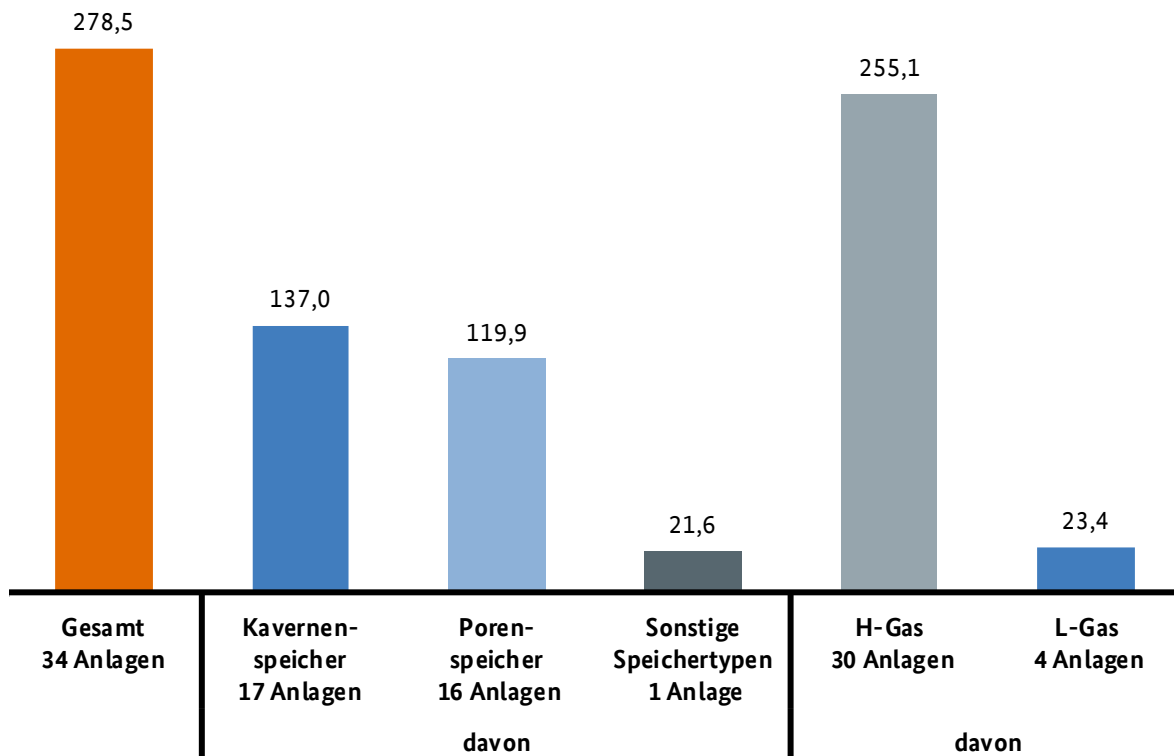


Abbildung 163: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2021

¹⁴⁷ In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland Vergleich Vorjahre zum Speicherjahr 2022/23 in Prozent

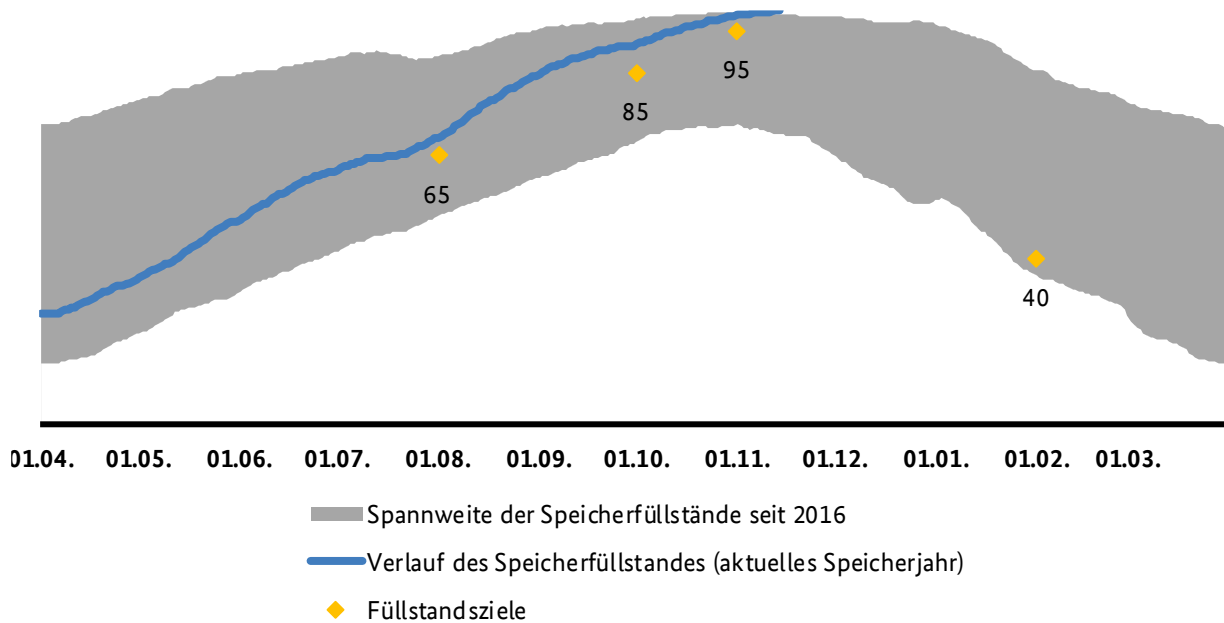


Abbildung 164: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 20. November 2022

5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung

22 der 24 Speicherbetreiber beantworteten die Frage nach der Nutzung ihrer Speicher durch integrierte Unternehmen nach § 3 Nr. 38 EnWG. Die Spannweite der Angaben reicht von keiner Nutzung durch integrierte Unternehmen bis 100 Prozent Nutzung durch integrierte Unternehmen. Insgesamt sind rund 60 Prozent des Speichervolumens (rund 166,7 TWh) der 22 antwortenden Speicherbetreiber durch integrierte Unternehmen gebucht, bei mehr als der Hälfte der antwortenden Speicherbetreiber (12) liegt der Buchungsgrad durch integrierte Unternehmen bei über 75 Prozent (das entspricht einer Summe von 156,3 TWh). Entsprechend den erfassten Daten von 24 Unternehmen hatten diese in 2021 im Mittel 6,1 Speicherkunden (2020: 6,5). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in der folgenden Tabelle ablesen.

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber
Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	8	7	9	8	10	11	9	10	11	9	11
2	2	3	3	4	2	2	2	4	2	3	2
3 - 9	6	7	7	5	4	6	6	4	6	4	4
10 - 15	1	2	2	3	3	1	3	4	3	3	2
16 - 20	1	1	2	1	1	2	3	2	1	2	1
> 20	1	1	1	2	2	2	0	0	1	2	4

Tabelle 132: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

5.3 Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2021 noch buchbaren freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahresstichtagen dargestellt.

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2017 bis 2021
in TWh

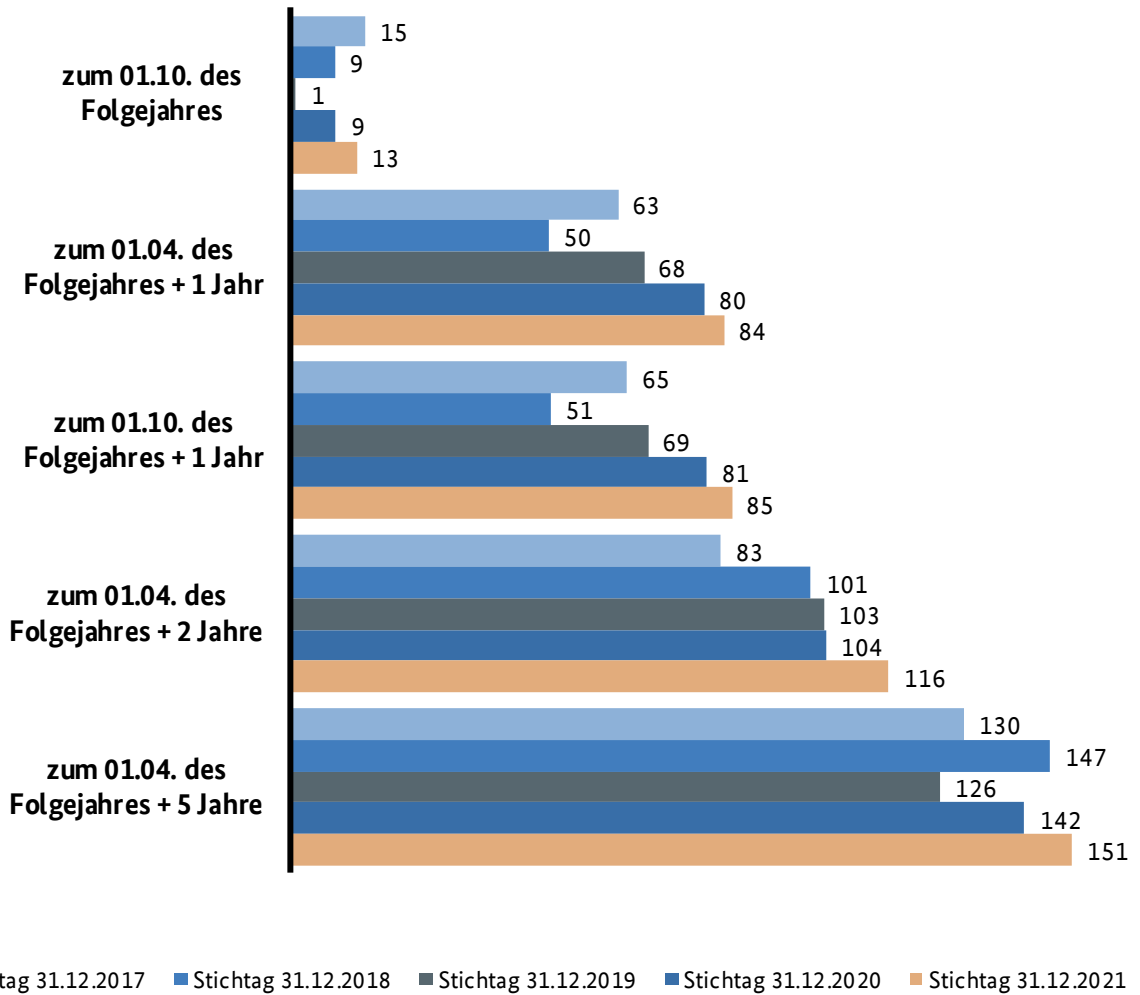


Abbildung 165: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

Das frei buchbare Arbeitsgasvolumen ist im vergangenen Jahr über alle Betrachtungszeiträume angestiegen.

C Netze

1. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas werden Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermittelt, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der NEP Gas wird alle zwei Jahre in jedem geraden Kalenderjahr erstellt. Inhaltlich liegt der Fokus des NEP Gas auf Ausbauforderungen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit denen der europäischen Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen.

Im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 wurden erstmals Wasserstoffprojekte betrachtet und ermittelt.

Zu den bestätigten Maßnahmen gehören daher auch Projekte, die die Herausnahme von Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen aus dem Erdgasnetz zur Umstellung auf Wasserstoff betreffen. Dadurch wird der zügige Aufbau eines Wasserstoffnetzes ermöglicht, sofern Leitungen nicht mehr für den Transport von Erdgas benötigt werden. Dieses Vorgehen steht auch im Einklang mit den am 26.07.2021 in Kraft getretenen Regelungen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen. Im NEP werden Gas Leitungen ausgewiesen, die aus dem Erdgasnetz herausgenommen werden können und für eine Umstellung auf Wasserstoff in Betracht kommen. § 113b EnWG ermöglicht dabei, dass in geringfügigem Umfang auch der Bau neuer Erdgasinfrastruktur erfolgen darf.

Die Bundesnetzagentur hat am 20.01.2022 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 mit Änderungen bestätigt. Der Entwurf zum Netzentwicklungsplan sollte ursprünglich am 01.07.2022 der BNetzA vorgelegt werden. Aufgrund des russischen Überfalls auf die Ukraine, die daran anknüpfende Einstellung der russischen Gaslieferungen an Deutschland sowie der politischen Zielsetzung zum Bau von LNG-Anlagen in Deutschland hat sich der ursprüngliche Zeitplan geändert. Die BNetzA und die FNB sind übereingekommen, vom normalen NEP-Prozess abzuweichen und den Netzentwicklungsplan in zwei Teilen zu veröffentlichen, da die Substitution von russischen Gasimporten zu weiterführenden Netzberechnungen in der Netzentwicklungsplanung der FNB geführt hat, deren Ergebnisse bisher noch nicht feststehen. Das auf den Zwischenstand folgende Konsultationsdokument wird durch die FNB mit der Öffentlichkeit und dem Markt konsultiert. Nach Berücksichtigung der Stellungnahmen wird anschließend das Entwurfsdokument zum NEP Gas 2022-2032 veröffentlicht. Anschließend kann die BNetzA im Rahmen des Änderungsverlangens Änderungen an diesem Entwurf verlangen.

Der NEP Gas Zwischenstand 2022-2032 basiert auf den ein- und ausspeiseseitigen Rahmenbedingungen vor Beginn des Angriffskrieges. Zudem enthält der Zwischenstand bereits LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, um der Diversifizierung von Bezugsquellen über neu zu errichtende LNG-Anlagen und einem teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen Rechnung zu tragen. Im kommenden Konsultationsdokument zum NEP Gas 2022-2032 sind weitere Versorgungssicherheitsvarianten (LNGplus) enthalten, die auf ein vollständiges Ersetzen von russischem Erdgas ausgerichtet sind.

Die Ergebnisse der Basisvariante und den Versorgungssicherheitsvarianten reichen von 870–961 km Leitungsneubau sowie 194–251 MW Verdichterleistung infolge von Zubau oder notwendiger Reversierung, um die Flexibilität möglicher Transportrouten zu erhöhen, so dass Erdgas auch entgegen der vorherrschenden Flussrichtungen in Bedarfssituationen transportiert werden kann. Die mit dem Ausbau der verschiedenen Szenarien verbundenen Kosten belaufen sich planerisch insgesamt auf 3,9–4,6 Mrd. Euro bis Ende 2032. In den Gesamtinvestitionen sind im Vergleich zur Darstellung der Vorjahre keine sogenannten Startnetzmaßnahmen enthalten. Startnetzmaßnahmen sind darüber definiert, dass ihre Realisierung schon so weit fortgeschritten ist, dass Änderungen am Projekt sinnvoll nicht mehr möglich sind. Damit sind diese Maßnahmen auch nicht Ergebnis der Netzmodellierung. Von den gesamten Investitionskosten entfallen rund 2 Mrd. Euro auf Netzausbaumaßnahmen aus vorherigen Netzentwicklungsplänen (ohne LNG), 1,5–2,4 Mrd. Euro auf Maßnahmen zum Abtransport von LNG-Mengen über die Fernleitungsnetze sowie 0,4 Mrd. Euro auf neue Netzausbaumaßnahmen aus dem vorgelegten Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032.

Der Zwischenstand zum NEP Gas 2022-2032 enthält auch eine Wasserstoffvariante. Die Bedarfsmeldungen aus der Marktabfrage sind im Vergleich zum letzten NEP stark gestiegen. Mit mehr als 250 Projektträgern konnten die FNB eine Absichtserklärung für einen Transportbedarf in Höhe von 165 TWh abschließen.

Erstmals wurde die Wasserstoffvariante neben den FNB auch mit anderen potentiellen Wasserstoffnetzbetreibern modelliert. Für das Jahr 2027 ergeben sich drei größere regionale Teilnetze in Nord, Nord-West und Ost, die gemeinsam eine Leitungslänge von bis zu 3.000 km aufweisen. Für das Modellierungsjahr 2032 ergibt sich ein zusammenhängendes deutsches Wasserstoffnetz mit einer Leitungslänge von bis zu 8.500 km Länge (davon umzustellende Leitungen bis 5.900 km und Neubauleitungen bis zu 2.900 km). Die für die Modellierungsjahre aufgezeigten Netze beruhen auf zwischen FNB und Projektierern abgeschlossenen Memoranda of Understanding, Leitungsmeldungen (FNB und Dritte) und den bisherigen Ergebnissen des NEP Gas 2020-2030 und liefert im Ergebnis geeignete Trassen.

Aufgrund der Dynamik im Gasmarkt ist eine finale Einschätzung der FNB, welche Leitungen konkret neuzubauen oder umzustellen sind, zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich. Damit verbunden konnten demzufolge auch keine erdgasverstärkenden Maßnahmen im Zuge von geplanten Umstellungen, wie es im letzten NEP GAS 2020-2030 noch der Fall war, ermittelt werden. Die angegebenen Gesamtkosten zwischen 8-10 Mrd. Euro bis Ende 2032 sind somit auch nur indikativ zu betrachten.

Alle im NEP Gas 2020-2030 vorgesehenen Maßnahmen sind auch weiterhin für die Entwicklung des Wasserstoffnetzes nötig und haben weiterhin Bestand.

Umsetzungsstand der Grüngasvariante 2030

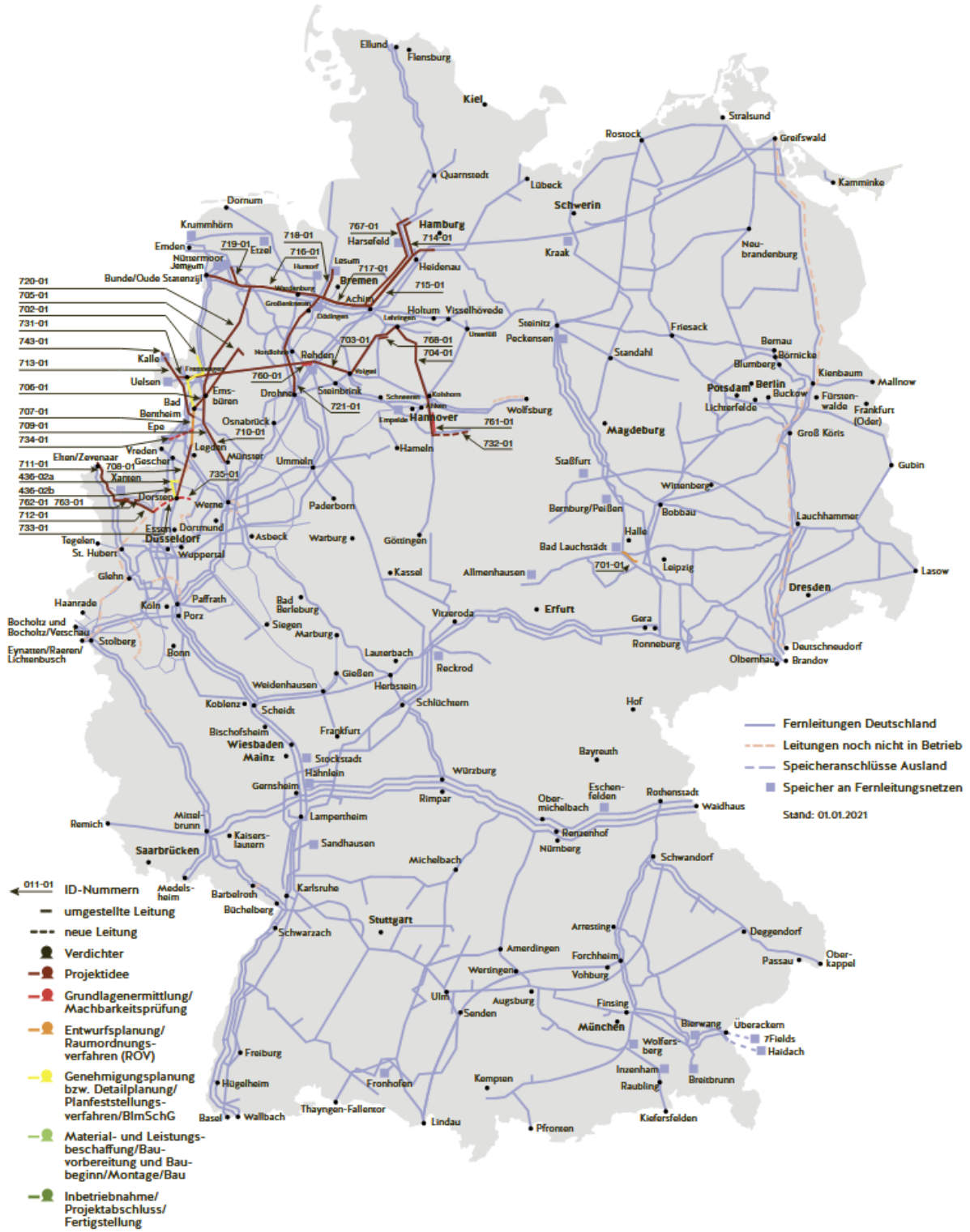


Abbildung 166: Umsetzungsstand der Wasserstoff-Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030

2. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2021 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2021 neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann. Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die handelsrechtlichen Werte der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der GasNEV und ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2021 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 679 Mio. Euro (2020: 995 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 420 Mio. Euro (2020: 638 Mrd. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 259 Mio. Euro (2020: 357 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur. Für das Jahr 2022 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 659 Mio. Euro geplant, womit die Investitionssumme mit einem geringfügigen Rückgang um 3% sich auf konstantem Niveau halten würde. Die in der Vergangenheit vergleichsweise hohen Schwankungen der Investitionsausgaben in die Netzinfrastruktur sind bedingt durch kapitalintensive Investitionen in einzelne Großprojekte. Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2021 über alle FNB 358 Mio. Euro (2020: 402 Mio. Euro), womit dieser Wert unter der Gesamtsumme an Aufwendungen aus dem Vorjahr aber innerhalb der üblichen Schwankungsbreite liegt. Für 2022 erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber planmäßige Aufwendungen von 385 Mio. Euro. Insgesamt ergab sich in 2021 über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen in Höhe von ca. 1,04 Mrd. Euro (2020: 1,40 Mrd. Euro). In der folgenden Grafik werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2013 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2022 abgebildet.

Gas: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber in Mio. Euro

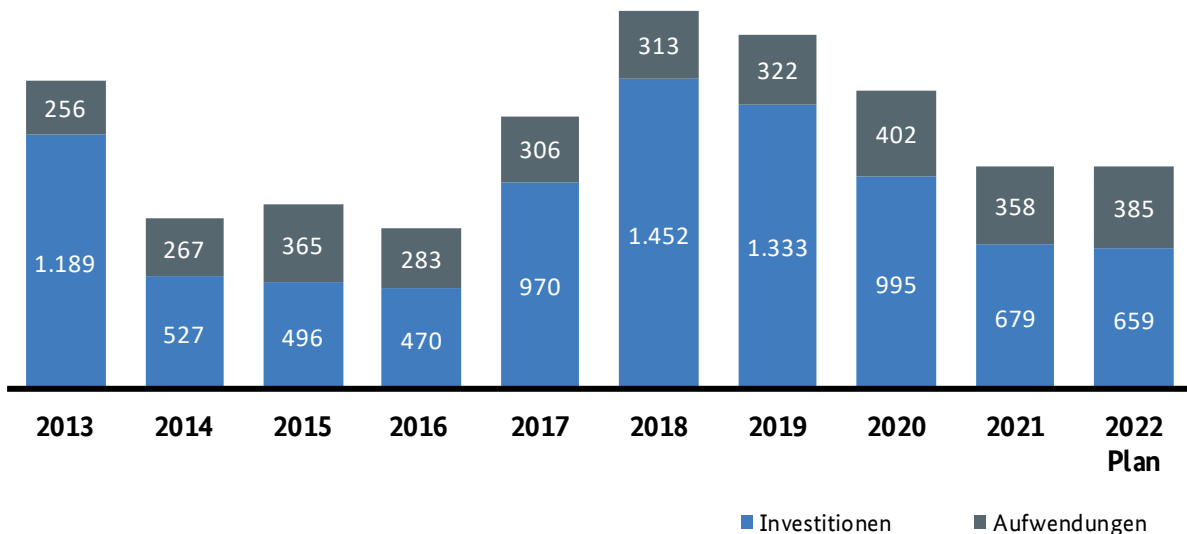


Abbildung 167: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2022 haben über 600 der befragten VNB Gas für das Jahr 2021 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.736 Mio. Euro (2020: 1.674 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (1.101 Mio. Euro (2020: 1.044 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (635 Mio. Euro (2020: 631 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2022 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.732 Mio. Euro gerechnet. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betragen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2021 1.204 Mio. Euro (2020: 1.365 Mio. Euro). Für das Jahr 2022 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.189 Mio. Euro gerechnet.

Gas: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber in Mio. Euro

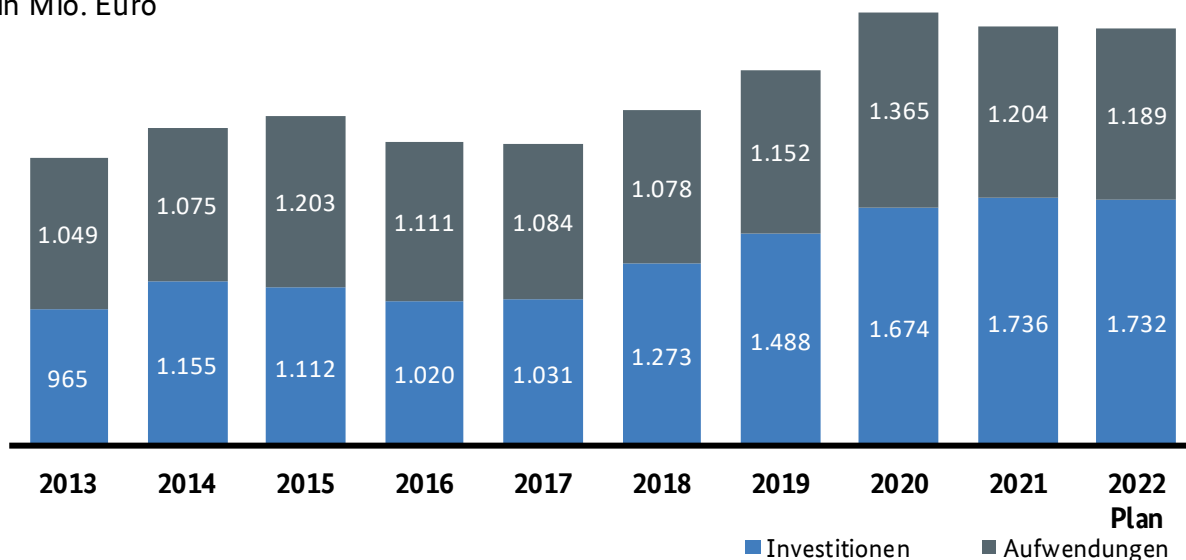


Abbildung 168: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas im Zeitverlauf

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktllokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten abhängig. 160 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 68 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro. Für 251 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 500.000 Euro. 50 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als fünf Millionen Euro auf.

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2021

Anzahl und Verteilung

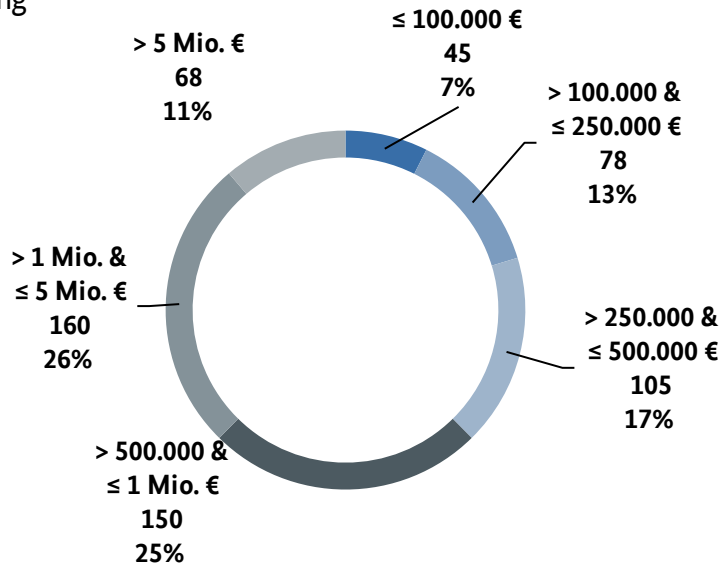


Abbildung 169: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2021

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2021

Anzahl und Verteilung

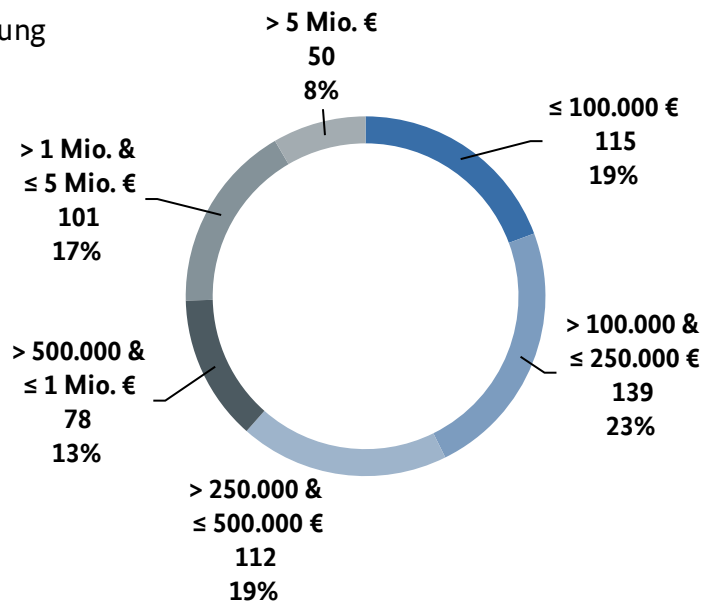


Abbildung 170: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2021

2.3 Investitionen und Anreizregulierung

2.3.1 Erweiterungsinvestitionen der FNB

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern auf Grundlage des § 23 ARegV die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur

auf Antrag von Fernleitungsnetzbetreibern Genehmigungen für einzelne Projekte, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt waren. Mit den Neuregelungen der ARegV endete diese Möglichkeit der Refinanzierung für Neuinvestitionen gemäß § 35 Abs. 3 S. 1 ARegV mit Ablauf des 31. Juli 2021. Demnach konnten Fernleitungsnetzbetreiber bis zu diesem Stichtag letztmalig neue Investitionsmaßnahmenanträge stellen.

Abweichend hiervon wurde für Investitionsmaßnahmen, die bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode (31.12.2022) befristet sind, geregelt, dass Anträge auf Verlängerung der Genehmigungsdauer gemäß § 35 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 ARegV spätestens bis zum 30.06.2022 zu stellen waren und maximal bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode (31.12.2027) befristet werden können. Darüber hinaus besteht gemäß § 35 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 ARegV die Möglichkeit, während der Geltungsdauer der jeweiligen Genehmigung – maximal bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode (31.12.2027) – Anträge auf Änderung der erteilten Genehmigung zu stellen.

Nach erteilter Genehmigung kann der Fernleitungsnetzbetreiber seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

Zusammenfassend entfällt mit Ablauf der vierten Regulierungsperiode zum 31.12.2027 das Refinanzierungsinstrument der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in Fernleitungsnetze.

2.3.2 Kapitalkostenaufschlag für FNB und VNB

Mit Beginn der vierten Regulierungsperiode (zum 01.01.2023) wird für die Fernleitungsnetzbetreiber das neue Instrument des Kapitalkostenabgleichs eingeführt. Für die Gasverteilnetze wird dies bereits seit Beginn der dritten Regulierungsperiode umgesetzt. Der Kapitalkostenabgleich besteht aus dem möglichen jährlichen Antrag auf Kapitalkostenaufschlag und dem korrespondierenden jährlichen Kapitalkostenabzug. Mit der Novelisierung der ARegV (§ 35 ARegV) wird das bisherige Instrument der Investitionsmaßnahme durch den jährlichen Kapitalkostenabgleich abgelöst.

Ab dem Jahr 2022 konnten die Fernleitungsnetzbetreiber einen Antrag auf Kapitalkostenaufschlag stellen. Hierbei können die Netzbetreiber für neue, bislang nicht berücksichtigte Investitionen jährlich eine Anpassung der genehmigten kalenderjährlichen Erlösobergrenze beantragen. Dabei besteht die Möglichkeit, bereits getätigte sowie geplante Investitionen zu berücksichtigen. Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurden insgesamt 113 Mio. Euro und von den Verteilnetzbetreibern insgesamt 256 Mio Euro als Kapitalkostenaufschlag für das Jahr 2023 beantragt. Die Genehmigung der einzelnen Anträge erfolgt zeitnah und damit entsprechend der Zielsetzung des ARegV-Instruments, die Erlösobergrenze an aktuelle Änderungen anzupassen.

2.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks

Investitionen in Strom- und Gasnetze sind äußerst kapitalintensiv. Der gebildete Kapitalstock bildet die entscheidende Bemessungsgrundlage, auf dem der unternehmerische Gewinn, die Eigenkapitalverzinsung und die eventuell durch Eigenkapitalsubstitution notwendige Fremdkapitalverzinsung sowie die sogenannte kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet werden. Zusammen mit den kalkulatorischen Abschreibungen bilden diese Größen die sogenannten regulatorisch gewährten Kapitalkosten.

2.4.1 Eigenkapitalzinssatz

Die Bemessungsgrundlage der Kapitalkosten ist im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens (auf Englisch: regulatory asset base oder RAB) bzw. ihre noch abschreibbaren Restwerte geprägt. Zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten ist zu den Restwerten des Sachanlagevermögens das betriebsnotwendige Umlaufvermögen hinzuzurechnen und das Fremdkapital abzuziehen. Die Eigenkapitalverzinsungshöhe wird auf Grundlage eines risikolosen Basiszinssatzes, ergänzt um einen Risikozuschlag, bestimmt. Danach ist die risikobehaftete Wertpapierrendite im Marktgleichgewicht erwartbar aus der Summe von risikolosem Zinssatz und Risikoprämie (Capital asset pricing model [kurz CAPM]). Der Risikozuschlag ist dabei das Produkt aus dem Marktpreis für das Risiko (Marktrisikoprämie) und dem nicht durch Diversifizierung zu beseitigenden Risikoverhältnis gegenüber dem Gesamtmarkt (Betafaktor).

Die Eigenkapitalverzinsungshöhe ist eine entscheidende Kennzahl in regulierten Märkten. Die aufgeführte Abbildung (Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen) zeigt die verordnungsseitig oder durch tatsächliche Festlegungen zugestandenen regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen.

Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

Zinssatz in Prozent

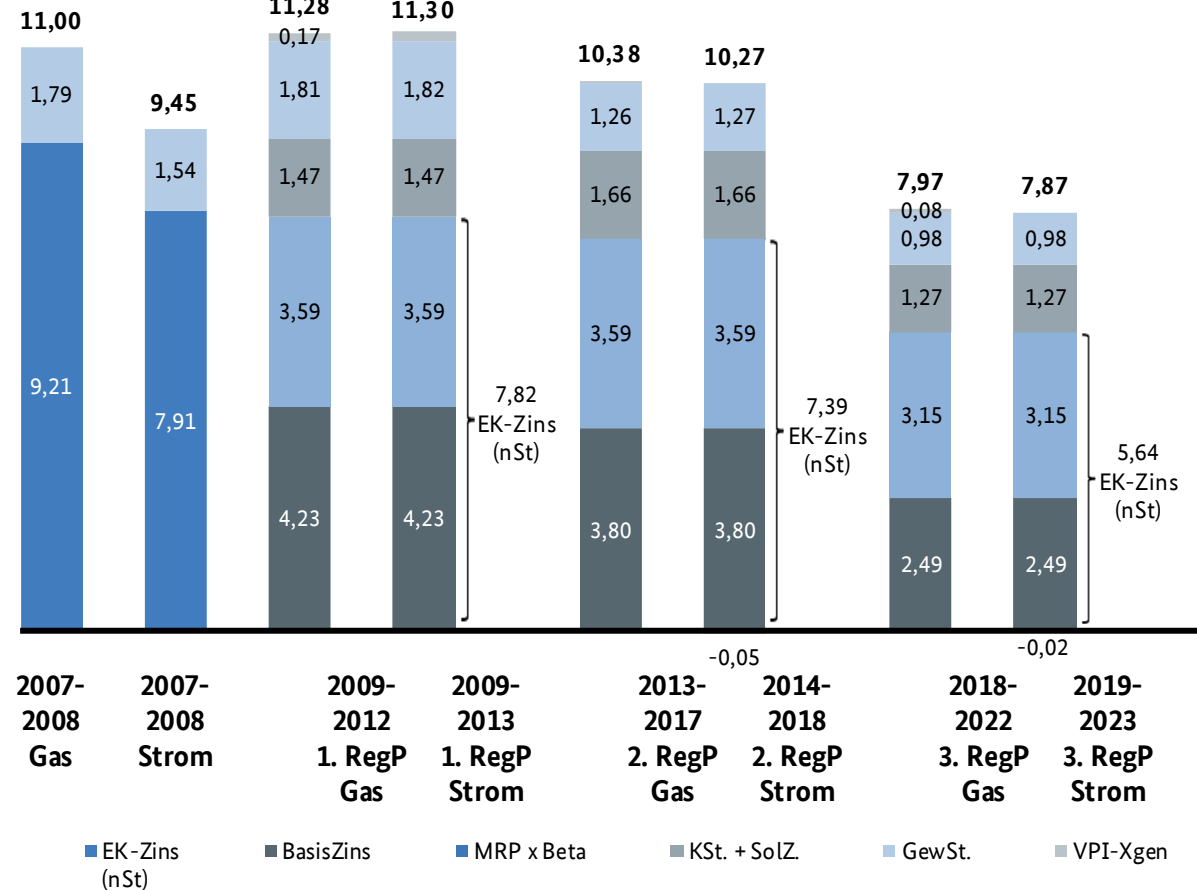


Abbildung 171: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

In einer zweiten Grafik (Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftsteuer)) werden diesen Zinssatzentwicklungen ein vermutetes jährliches Ergebnis gegenübergestellt, welches sich eingestellt hätte, wenn die Eingangsparameter jahresscharf (ex-post) berechnet worden wären. Die Werte zeigen den EK-Zins (mit

den Bestandteilen Basiszins und Wagniszuschlag) sowie die regulatorisch gewährte Körperschaftsteuer, Gewerbesteuer und Aufindexierung (VPI-Xgen).

Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer) Zinssatz in Prozent

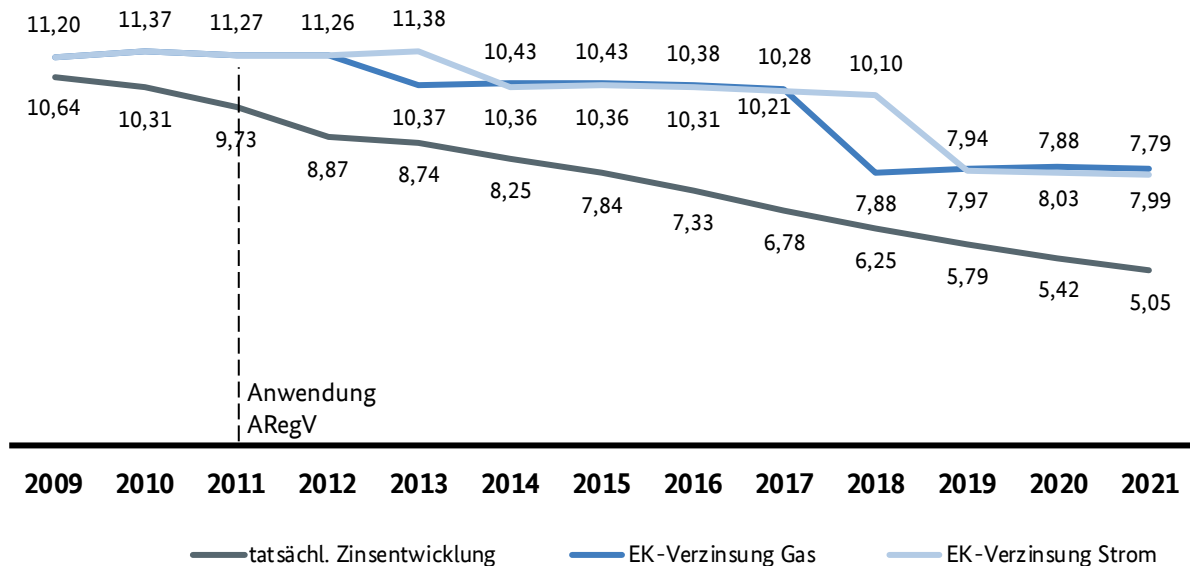


Abbildung 172: Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer)

2.4.2 Eigenkapitalzinssatz II

Der Eigenkapitaleinsatz kann durch Einsatz von Fremdkapital substituiert werden. Eine vollständige Substitution durch Fremdkapitalaufnahme ist praktisch nicht möglich, da kein Fremdkapitalgeber bereit sein dürfte ohne jegliche Haftungsmasse Fremdkapital bereitzustellen. Je höher der Eigenkapitaleinsatz ist, desto niedriger dürfte tendenziell die Fremdkapitalzinssatzforderung ausfallen. Ab einem Eigenkapitaleinsatz von mehr als 40 % gilt verordnungsseitig allerdings die These, dass sich ein Eigenkapitaleinsatz mangels fehlender senkender Fremdkapitalzinssatzwirkung nicht mehr lohnt. Wenn die Eigenkapitalquote mehr als 40 % beträgt, wird der 40% übersteigende Prozentanteil deswegen genauso wie Fremdkapital behandelt; das heißt, das darüberhinausgehende, in der Kapitalstruktur vorhandene Eigenkapital, wird mit dem nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV bestimmten Zinssatz (Mittelwertbildung über 10 Jahre) verzinst (EK-II-Zinssatz). In der nachfolgenden Abbildung (Entwicklung der EK II-Verzinsung) werden einerseits die tatsächlich bei der Kostenprüfung verwendeten EKII-Zinssätze und andererseits die jährlichen Ergebnisse nach StromNEV/GasNEV (10-Jahresdurchschnitt) sowie die jährliche Entwicklung der zugrundeliegenden Reihen gezeigt.

Entwicklung der EKII-Verzinsung Zinssatz in Prozent

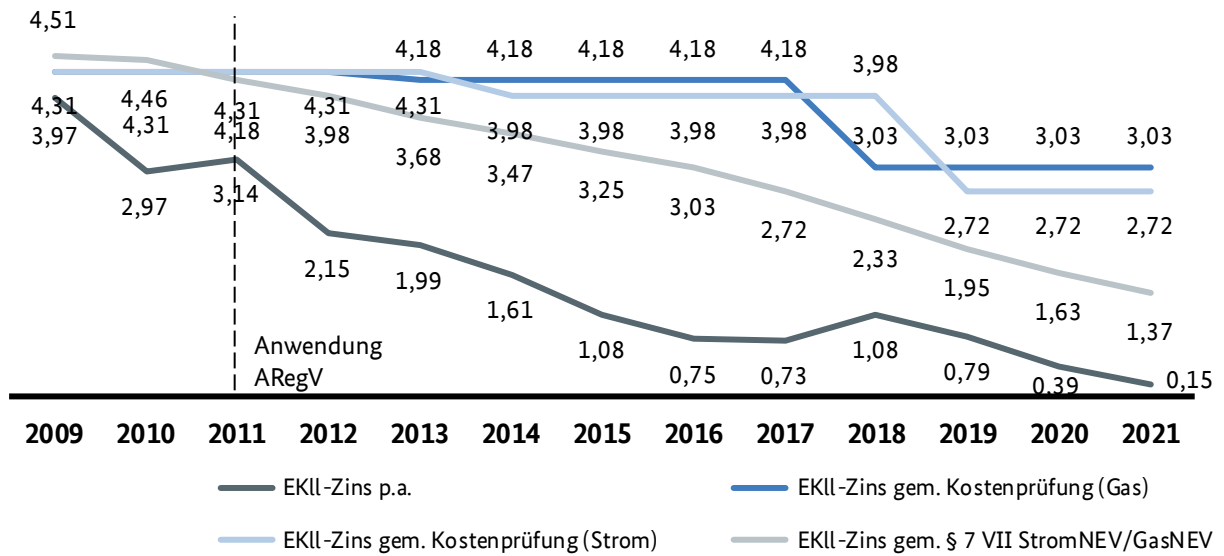


Abbildung 173: Entwicklung der EKII-Verzinsung

2.4.3 Fremdkapitalzinssatz

Fremdkapitalaufnahmen werden in den unterschiedlichen Regulierungsbereichen grundsätzlich in Höhe der tatsächlichen Finanzierungskondition anerkannt, es sei denn marktübliche Zinshöhen werden überschritten. Die Einzelfallprüfung wird jedoch, je nach Regulierungsform, durch eine andere Aufgriffgrenze definiert. Die für die Strom- und Gasnetze grundsätzlich berücksichtigungsfähige Fremdkapitalzinshöhe ist der nachfolgenden Abbildung (Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen)), getrennt nach normalem Anreizregulierungsregime (Budgetprinzip) und Investitionsmaßnahmenregime, dargestellt. Ab der 3. Regulierungsperiode (RP) findet zudem der Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern (VNB) Anwendung. Der Fremdkapitalzins berechnet sich hier analog zur Fremdkapitalaufnahme über das normale Anreizregulierungsregime. Im Gasbereich wurden demnach 3,03 % und im Strombereich 2,72 % für die 3. Regulierungsperiode festgelegt.

Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen) Zinssatz in Prozent

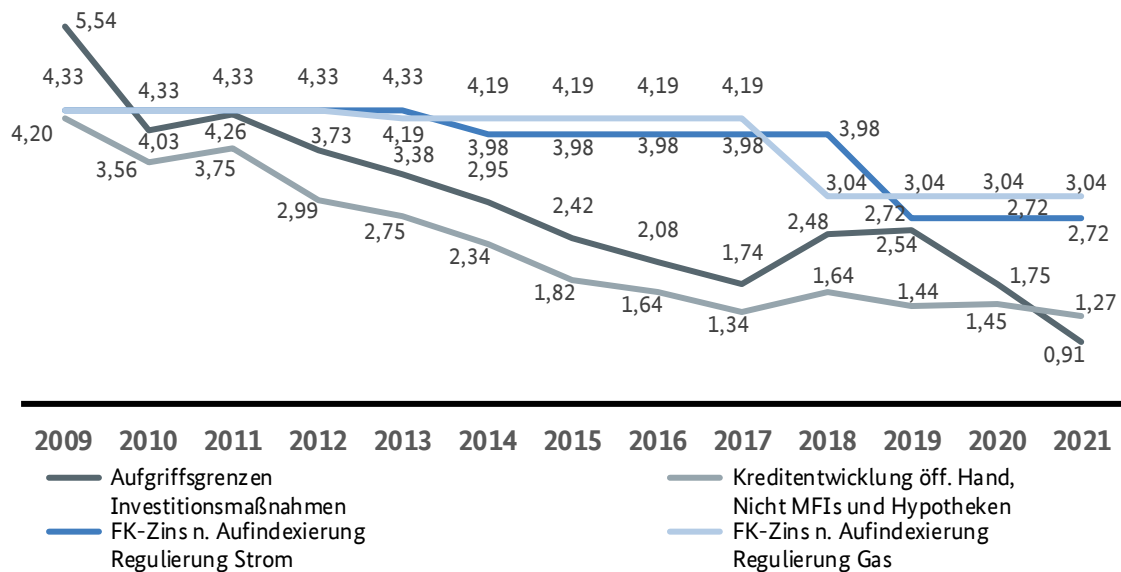


Abbildung 174: Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen)

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung

3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Wie in den Vorjahren wurden auch für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 Fragen zur Vermarktung von Transportkapazitäten gestellt und von den Fernleitungsnetzbetreibern beantwortet. Bei den angebotenen Transportkapazitäten handelt es sich um das Recht, in das Fernleitungsnetz ein- und ausspeisen zu dürfen. Die unter Nutzung dieses Rechts zu transportierende Gasmenge wird durch den Transportkunden durch die sogenannte Nominierung angemeldet. In diesem Kapitel wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Das darauffolgende Kapitel differenziert nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukte. Die Fragen richteten sich insbesondere nach dem mittleren Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an buchbaren Netzanschlusspunkten zu speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern. Das Entgeltmodell für die Gasfernleitungsnetze unterscheidet sich insofern fundamental vom Entgeltmodell in den Stromnetzen und in den Gasverteilernetzen. Dort sind Einspeiseentgelte unbekannt. Das Stromentgeltmodell kommt darüber hinaus völlig ohne Kapazitätsbuchungen aus.

Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen sind in dieser Abfrage nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden (Näheres zur internen Bestellung siehe Kapitel 3).



Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden in der Festlegung in Sachen Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (Kapazitätsproduktstandardisierung, „KASPAR“) definiert.

Feste, frei zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „FZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unbeschränkt fester Basis zu nutzen.

Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „bFZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf fester Basis zu nutzen, soweit eine vorab definierte, externe Bedingung erfüllt ist.

Feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „DZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten auf fester Basis zu nutzen, soweit im Falle der Einspeisekapazität am gebuchten Einspeisepunkt Gas für die Ausspeisung an einem vorab bestimmten Ausspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellt wird bzw. im Falle der Ausspeisekapazität am gebuchten Ausspeisepunkt das an einem vorab bestimmten Einspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellte Gas entnommen wird. Im Übrigen ermöglichen sie es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Unterbrechbare Kapazitätsprodukte: Unterbrechbare, frei zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „uFZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Nicht definiert in der Festlegung KASPAR werden beschränkt zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „BZK“). Das Angebot dieser Kapazitäten ist ab dem 1. Oktober 2021 nicht mehr erlaubt. Im vorliegenden Betrachtungszeitraum und somit in den folgenden Auswertungen wurde es dagegen noch angeboten. Die Definition des Produktes entspricht grundsätzlich der des DZK-Produktes, jedoch mit dem Unterschied, dass die Nutzung ohne Festlegung eines Transportpfads (Zugang zum VHP) ausgeschlossen ist.

Die in Summe angebotene feste Einspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 543,0 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021. Gegenüber dem Vorjahreswert bedeutet dies einen Anstieg von 1,6 GWh/h. Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) macht mit einem Wert von 129,6 GWh/h rund 44,8 Prozent der gesamten im Marktgebiet GASPOOL angebotenen Einspeisekapazität aus. Im Marktgebiet NCG liegt der FZK-Anteil am Gesamtangebot mit 112,4 GWh/h bei 40,1 Prozent. Insgesamt macht die im Marktgebiet NCG angebotene Einspeisekapazität rund 45,6 Prozent der Summe über beide Marktgebiete aus. Der restliche und damit mehrheitliche Anteil in Höhe von 54,4 Prozent entfällt auf das Marktgebiet GASPOOL.

Gas: Angebot von Einspeisekapazitäten im GWJ 2020/2021
in GWh/h

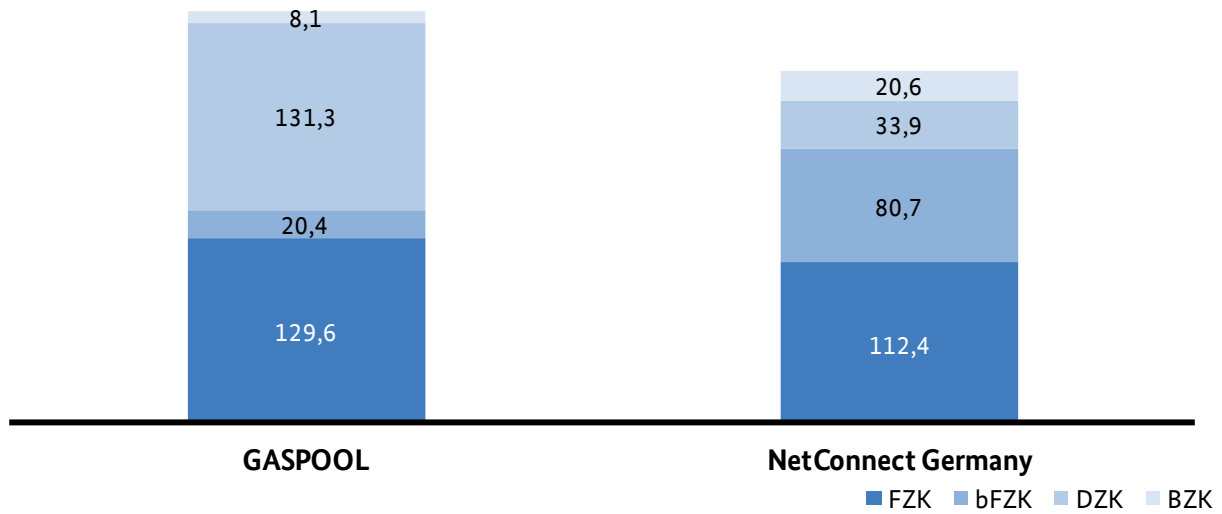


Abbildung 175: Angebot von Einspeisekapazitäten

Gas: Angebot von Ausspeisekapazitäten im GWJ 2020/2021
in GWh/h

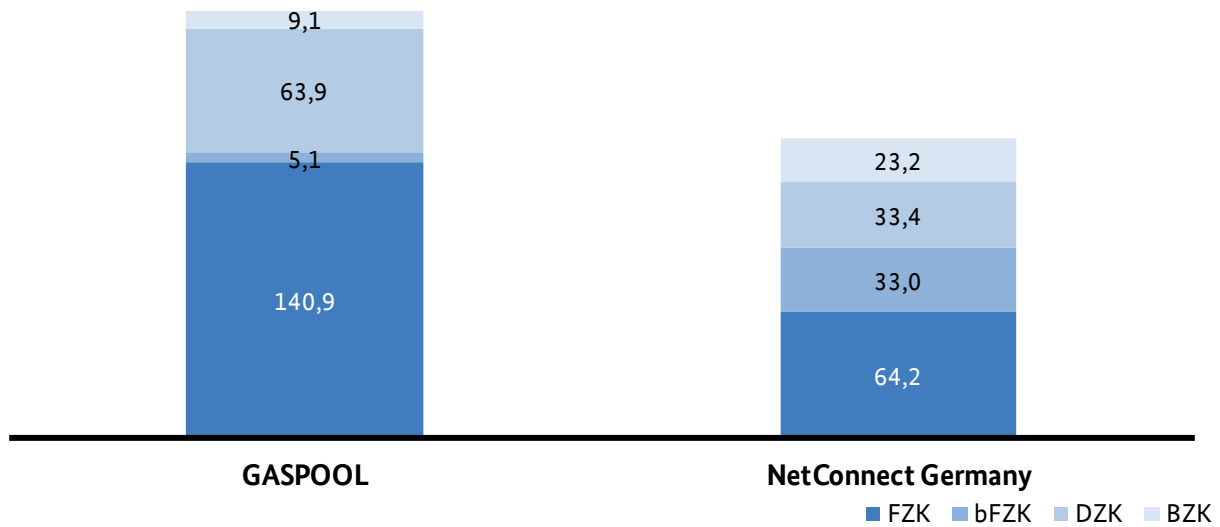


Abbildung 176: Angebot von Ausspeisekapazitäten

Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 372,8 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2020/21. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem leichten Rückgang von 1,0 Prozent. Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten Darstellungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

Wie oben beschrieben, werden die Kapazitäten zu Verteilernetzen und somit zum überwiegenden Anteil der Letztverbraucher im Rahmen der internen Bestellung vergeben und sind daher nicht in dieser Aufstellung enthalten. Der Grund hierfür ist, dass auch die Verteilernetze Teil des Marktgebietes sind und daher die Verbindungskapazitäten zwischen Fern- und Verteilernetzebene nicht kommerziell vermarktet werden.

Aus der Betrachtung der obigen Vermarktungshöhen soll daher kein falscher Schluss gezogen werden. Die deutschen Gasnetze verfügen über alle Netzebenen gesehen insgesamt über mehr Aus- als Einspeisekapazitäten. Dies wird deutlich, wenn man die Größenordnungen der durch Verteilernetzbetreiber abgegebenen internen Bestellungen (siehe Kapitel 3.5) betrachtet. Die bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchten Kapazitäten durch nachgelagerte Verteilernetzbetreiber liegen mit insgesamt 182 GWh/h im Kalenderjahr 2021 bei einer Größenordnung von ca. 49 Prozent der hier betrachteten angebotenen buchbaren Ausspeisekapazitäten für das Gaswirtschaftsjahr 2020/21. Aufgrund der unterschiedlichen Vergabezeiträume (Vermarktung von Kapazitätsprodukten erfolgt auf der Basis von Gaswirtschaftsjahren, die Bestellung durch Verteilernetzbetreibern in Kalenderjahren) ist eine Addition dieser beiden Zahlen jedoch nicht sachgerecht.

3.2 Produktlaufzeiten

Über welchen Zeitraum eine Kapazität zugesichert wird, richtet sich nach der Vermarktung des entsprechenden Kapazitätsprodukts. Grundsätzlich wird das gesamte Kapazitätsangebot zuerst für ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr angeboten. Sofern die Nachfrage nach diesen Kapazitäten geringer als das Angebot ist, vermarkten die Fernleitungsnetzbetreiber die verbliebende Kapazität auf Quartalsbasis eines Gaswirtschaftsjahres. Können die Kapazitäten aufgrund zu geringer Nachfrage auch für diesen Zeithorizont nicht oder nur unvollständig vermarktet werden, versteigern die FNB die restliche Kapazität auf Monats-, dann auf Tages- und zuletzt auf untertägiger Basis.

Gas: Buchung der Einspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2020/2021

in GWh/h

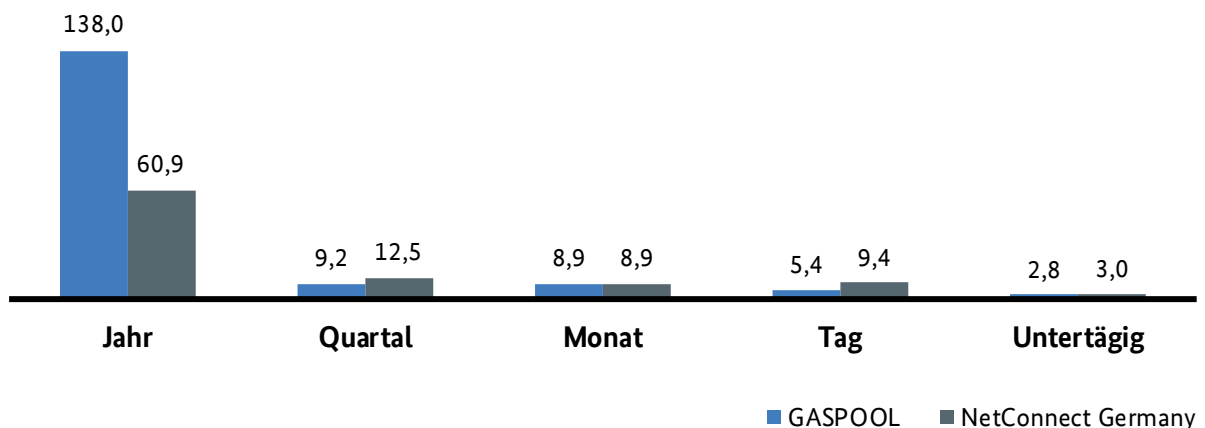


Abbildung 177: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Gas: Buchung der Ausspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2020/2021 in GWh/h

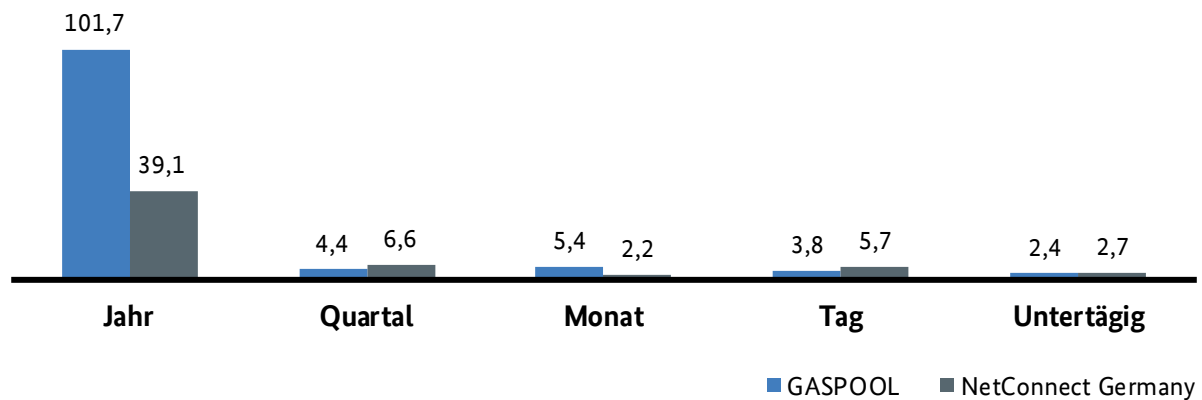


Abbildung 178: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Die grafisch dargestellten Werte beziehen sich auf den Buchungsstand im betrachteten Zeitraum, unabhängig davon, wann die entsprechenden Kapazitäten gebucht wurden. Bei einem Vergleich der beiden Grafiken zur Ein- und Ausspeisekapazität lassen sich einige Unterschiede herausarbeiten. So wird durch einen direkten Vergleich deutlich, dass für das Gaswirtschaftsjahr 2020/21 insgesamt wesentlich mehr Einspeise- als Ausspeisekapazität gebucht wurde. Dies ist unter anderem damit zu erklären, dass ein großer Teil der Buchung von Einspeisekapazitäten der Belieferung von an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossenen Endkunden dient. Für diese Belieferung ist jedoch im deutschen Gasnetzzugangsmodell keine kongruierende Ausspeisebuchung durch den Lieferanten zu tätigen. Dieser Zusammenhang zeigte sich auch schon in den Darstellungen der entsprechenden Kapazitätsangebote. Folglich überwiegt mit einem gesamten Volumen von 259,0 GWh/h die Buchung von Einspeisekapazität die Buchung der Ausspeisekapazität, welche sich auf einen Wert von insgesamt 174,0 GWh/h beläuft.

Die Visualisierung der Ein- und Ausspeisebuchungen verdeutlicht zudem, dass für den Betrachtungszeitraum vornehmlich Kapazitätsprodukte mit längerfristigen Laufzeiten gebucht wurden. Nachdem im vorherigen Berichtszeitraum die Gesamtsumme an gebuchten Jahreskapazitäten zurückgingen, ist im GWJ 2020/2021 insbesondere im Marktgebiet GASPOOL eine Verschiebung von Quartals- hin zu Jahresbuchungen zu beobachten. Mit insgesamt vermarkteten 239,7 GWh/h (Vorjahr: 211,1 GWh/h) Jahres- und 13,6 GWh/h (Vorjahr: 51,7 GWh/h) Quartalskapazität liegt das im Marktgebiet GASPOOL gebuchte Kapazitätsvolumen auf langfristiger Basis deutlich über den gebuchten langfristigen Kapazitäten im Marktgebiet NCG. In diesem Marktgebiet wurden 100,0 GWh/h (Vorjahr: 121,8 GWh/h) an Jahres- und 19,1 GWh/h (Vorjahr: 22,0 GWh/h) an Quartalskapazitäten vermarktet. Im Vergleich zum Vorjahr ist weiterhin ein moderater Anstieg von Buchungen kurzfristiger Kapazitätsprodukte, vor allem Tages- und untertägige Produkte, in beiden Marktgebieten zu erkennen. Der insgesamt noch immer dominierende Anteil der gebuchten Jahreskapazitäten lässt sich insbesondere historisch begründen, da hierin auch die langfristigen, mehrjährigen Kapazitätsverträge enthalten sind, die vor dem Inkrafttreten des europäischen Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungnetzen (NC CAM) abgeschlossen wurden.

Zudem wurde für den Berichtszeitraum von den Fernleitungsnetzbetreibern auch die Höhe der tatsächlichen Netznutzung in Form von Nominierungen durch die Transportkunden erhoben. Deutschlandweit wurde über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.882 TWh gemeldet (2020: 1882 TWh). Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen von 905 TWh (2020: 1.000 TWh).

Gas: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2020/2021 in TWh/h

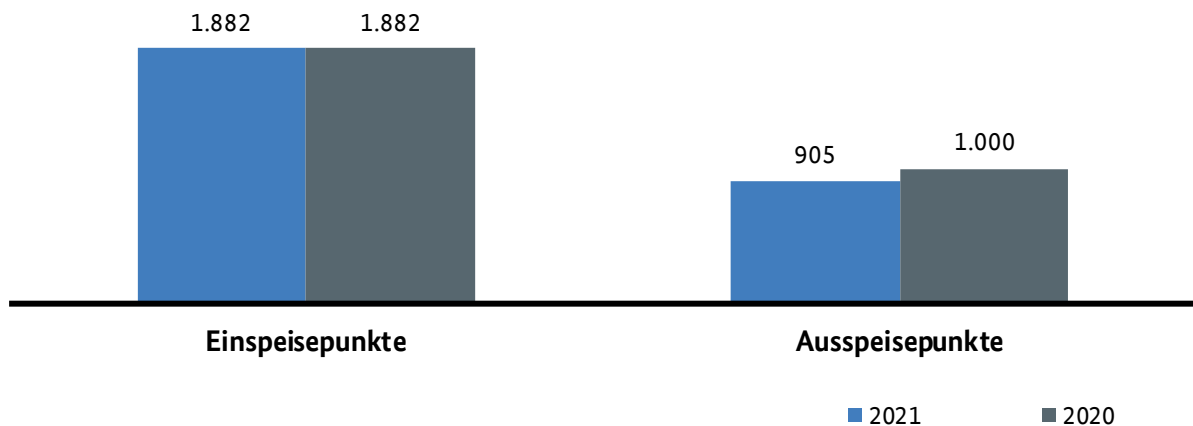


Abbildung 179: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2020/2021

Der deutlich geringere Wert auf der Ausspeiseseite liegt darin begründet, dass insbesondere der inländische Verbrauch an nicht nominierungspflichtigen Punkten aus dem Fernleitungsnetz ausgespeist wird. Bei den nominierungspflichtigen Punkten handelt es sich um Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, sowie Anschlusspunkten zu Speichern und inländischer Produktion. Nicht nominierungspflichtig sind dagegen grundsätzlich Netzanschlusspunkte zu Letztverbrauchern. Zur Klarstellung: Die Buchung bezieht sich auf den Erwerb von Transportkapazitäten, also eine Leistungsangabe in TWh/h, dies entspricht TW. Die Nominierung bezieht sich hingegen auf einen geplanten Transport in einem bestimmten Zeitraum, deswegen eine Mengenangabe MWh oder GWh, z.B. die Nutzung von 10 MW Transportkapazität über einen Zeitraum von 24h, ergibt 240 MWh nominierter Menge.

3.3 Kapazitätskündigungen



Die Kündigung von Kapazitätsverträgen ist in den Geschäftsbedingungen für Ein- und Ausspeiseverträge der Fernleitungsnetzbetreiber geregelt. Von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber kann ein Vertrag fristlos aus wichtigem Grund gekündigt werden, zum Beispiel bei wiederholtem schwerwiegendem Verstoß des Transportkunden gegen wesentliche vertragliche Bestimmungen trotz Abmahnung. Auch der Transportkunde ist unter verschiedenen Voraussetzungen dazu berechtigt, den Vertrag zu kündigen. Beispielhaft kann hier die Erhöhung der Kapazitätsentgelte über die Steigerung des vom Statistischen Bundesamt

veröffentlichten Verbraucherpreisindex hinaus genannt werden. Hierbei sind die nach Kündigungsgründen unterschiedlich im Vertrag festgelegten Fristen und Kündigungsbedingungen von dem Transportkunden zu beachten.

Insgesamt wurden 248 Kapazitätsverträge mit einer Laufzeit von mindestens einem Monat in 2021 gekündigt. Im Vergleich zum Vorjahr, in dem 39 Kündigungen gemeldet wurden, ist die Zahl somit stark gestiegen. Grundsätzlich lässt sich bei der vorliegenden Thematik zwischen Kapazitätskündigungen nach Produktarten und nach Netzkopplungspunkt-Kategorie differenzieren.

Gas: Kapazitätskündigungen je Netzkopplungspunkt 2021

Anzahl/Prozent

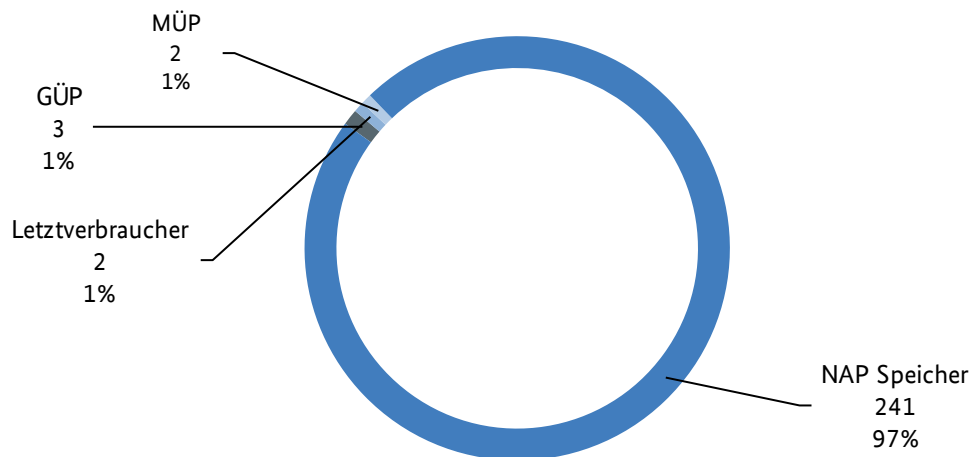


Abbildung 180: Kapazitätsankündigungen je Netzkopplungspunkt

Von den insgesamt 248 gekündigten Kapazitätsverträgen entfallen 3 Kündigungen auf Grenzübergangspunkte. Weitere 241 Kapazitätsverträge wurden an Netzanschlusspunkten zu Speichern gekündigt, zwei an Netzanschlusspunkten zur Gasproduktion. Weiterhin gab es keine Kapazitätskündigungen an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern, im Vorjahr waren hier auch keine gekündigten Verträge gemeldet worden.

Wird nach Produktarten differenziert, entfallen mit 129 die meisten Kapazitätskündigungen auf Verträge über eine FZK-Kapazität. Im Gegensatz zum Vorjahr, gab es fünf Kündigungen unterbrechbarer Kapazitätsverträge.

Gas: Kapazitätskündigungen je Produktart 2021

Anzahl/Prozent

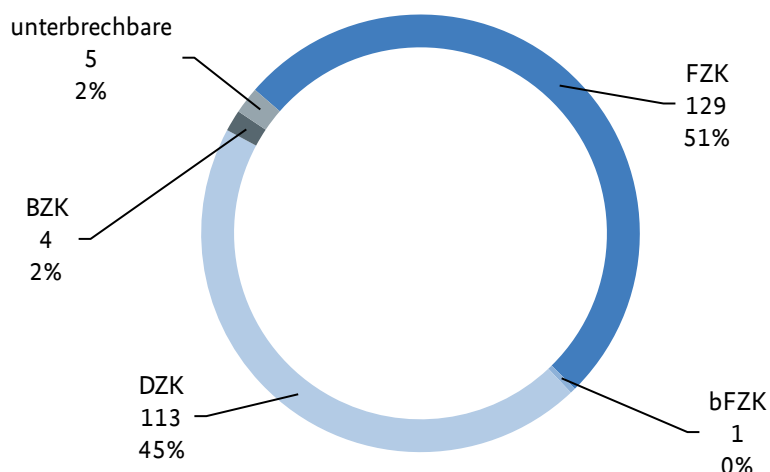


Abbildung 181: Kapazitätskündigungen nach Produktart

3.4 Unterbrechbare Kapazitäten

Unterbrechbare Kapazitäten ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden zu allen im Kalenderjahr 2021 ausgesprochenen Unterbrechungen sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten befragt.

Im Kalenderjahr 2021 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte in das oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 1.119 GWh (2020: 726GWh) nicht transportiert. Zwar handelt es sich um Unterbrechungen von Kapazitätsrechten, jedoch kann durch die für den zu unterbrechenden Zeitraum bereits getätigten, letztgültigen (Re-)Nominierungen die Höhe der hiervon betroffenen Gasmenge berechnet werden. Hier wird diejenige Menge betrachtet, die der gültigen Nominierung zum Zeitpunkt der Aussprache der Unterbrechung entspricht.

Die nachfolgende Grafik zeigt die geografische Verteilung der Unterbrechungsmengen an nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkten. So wurde zum Beispiel im Kalenderjahr 2021 eine aus dem deutschen NCG-Marktgebiet in die Schweiz auszuspeisende Menge von 0,5 GWh unterbrochen. Den größten Anteil an der gesamten Unterbrechungsmenge hatten die an den Ausspeisepunkten von Belgien nach Deutschland initial (re-)nominierten Mengen in Höhe von 483,3 GWh.

Maßgeblich für die unterschiedlichen Werte ist der relative Anteil in der Vermarktung von unterbrechbaren zu festen Kapazitäten an den einzelnen GÜPs. An GÜPs an denen ein relativ hoher Anteil von unterbrechbaren Kapazitäten im Vergleich zu festen Kapazitäten vermarktet worden ist, sind auch die Unterbrechungen naturgemäß höher.

Gas: Unterbrechungen im Kalenderjahr 2021

Unterbrechungsmenge in GWh

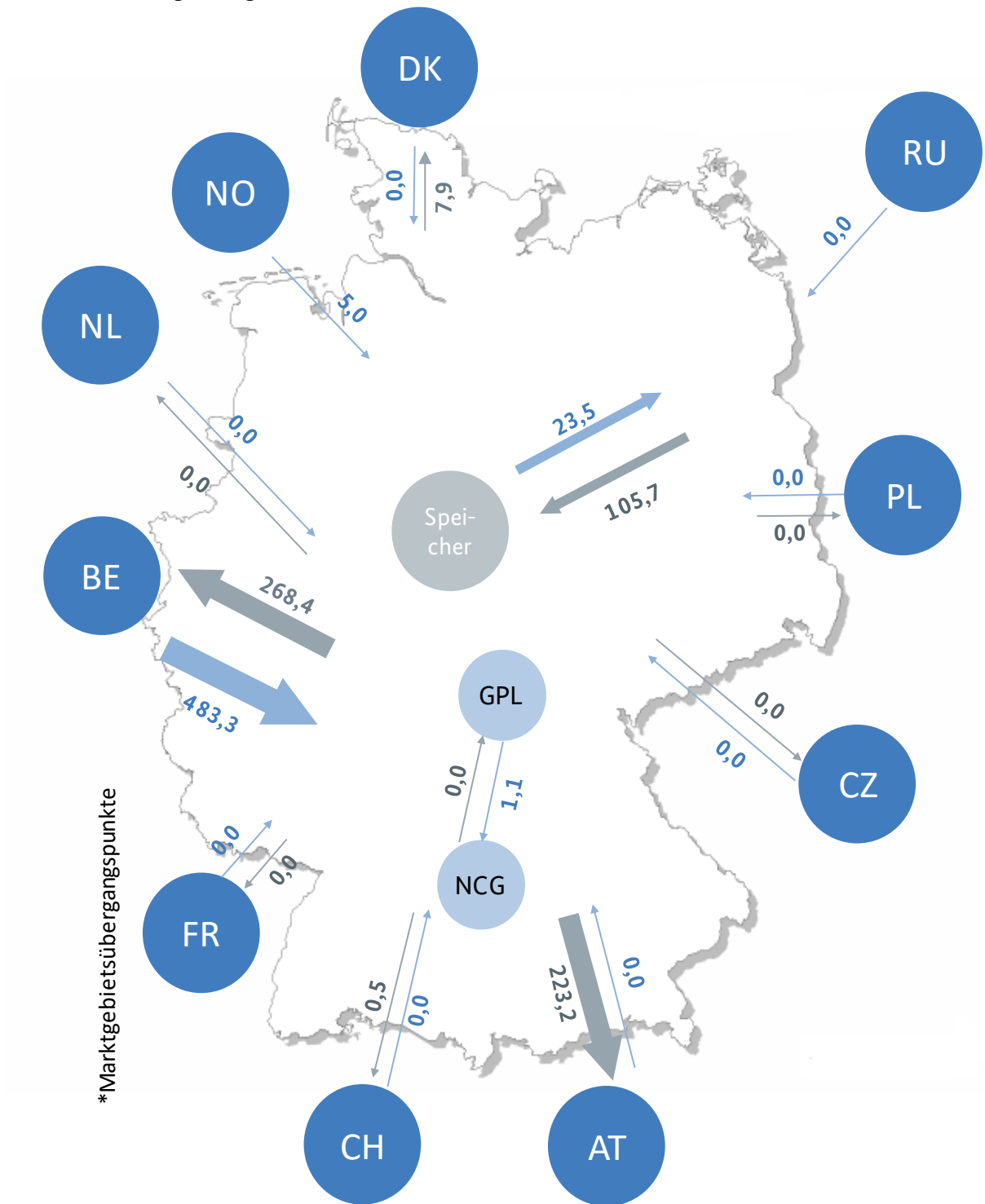


Abbildung 182: Unterbrechungsmengen nach Regionen

3.5 Interne Bestellung



Ein grundlegendes Element des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber ist die mit den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarte feste Ausspeisekapazität (interne Bestellung).

Durch diese Kapazität wird die Belieferung von Kunden in Verteilernetzen gewährleistet, ohne dass ein Transportkunde hier Kapazitäten buchen muss. Vielmehr wird dem Transportkunden mit Abschluss des Lieferantenrahmenvertrages mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber die Durchleitung von Gas zu Ausspeisepunkten ermöglicht. Die Kapazitätsbereitstellung und somit

der Zugang zu den Verteilernetzen erfolgt durch die Zusammenarbeit der Fern- und Verteilernetzbetreiber eines Marktgebietes.

Der Ablauf: Verteilernetzbetreiber, die einem oder mehreren Netzbetreiber(n) mit entry-exit-System direkt nachgelagert sind, bestellen zur Abwicklung von Transporten einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr beim vorgelagerten Netzbetreiber die maximal vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität. Mit der Annahmeerklärung der Bestellung wird der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, die vertraglich vereinbarte Kapazität an Netzkopplungspunkten zu diesem nachgelagerten Netz vorzuhalten. Die Berechnung der maximal vorzuhaltenden Kapazität erfolgt nach einer festgelegten Berechnungslogik mit verschiedenen Inputparametern. Der dem Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber hat seine interne Bestellung spätestens bis zum 15. Juli eines Jahres abzugeben. Der vorgelagerte Netzbetreiber stellt dem nachgelagerten Netzbetreiber monatlich ein Netzentgelt bezogen auf die jeweils aktuelle interne Bestellung bzw. der Inanspruchnahme der Vorhalteleistung zuzüglich anfallender sonstiger Abgaben und Steuern in Rechnung. Bei Überschreitung der internen Bestellung erfolgt eine Abrechnung der Überschreitung für den jeweiligen Monat der Überschreitung mit dem für diesen Monat veröffentlichten Entgelt.

Im Folgenden wird bei der Darstellung der internen Bestellungen für das Jahr 2021 nach den zwei Marktgebieten NCG und GASPOOL differenziert.

Gas: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten im Jahr 2021 in GWh/h

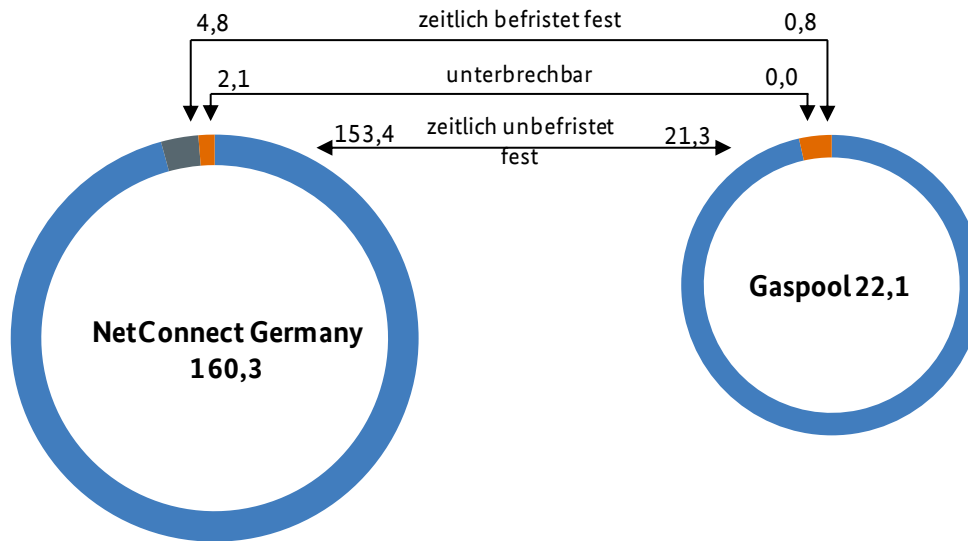


Abbildung 183: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten

Im Kalenderjahr 2021 sank der Wert der abgegebenen internen Bestellungen in beiden Marktgebieten von insgesamt 271,2 GWh/h auf 182,22 GWh/h im Vergleich zum Vorjahr. Dies ist eine rein kapazitative Betrachtung und lässt keine direkte Aussage zur Entwicklung der Ausspeisemengen zu Verteilernetzen zu.

Fernleitungsnetzbetreiber und nachgelagerte Netzbetreiber haben einen Gesamtwert von gerundet 182 GWh/h vorzuhaltende Kapazität vereinbart. Der Großteil hiervon entfällt mit einem Wert von 160 GWh/h auf das Marktgebiet NCG. Die restliche Kapazität wurde mit einem Volumen von 22 GWh/h im Marktgebiet GASPOOL vereinbart. Deutschlandweit hat sich der Anteil der unbefristet fest vereinbarten Kapazitäten an den insgesamt vereinbarten Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung von 96,9 Prozent im Vorjahr auf 97 Prozent im Kalenderjahr 2021 leicht erhöht. Eine höhere feste, vorzuhaltende Kapazität kann durch einen Ausbau der Netzinfrastruktur oder durch andere Maßnahmen, wie z.B. die Verlagerung von Kapazitäten erzielt werden. Es zeigt sich somit, dass es u.a. durch entsprechende, in den Netzentwicklungsplänen der letzten Jahre enthaltene Ausbaumaßnahmen, zu einer weiteren unbefristeten Verfestigung der Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung gekommen ist.

Im Rahmen der internen Bestellung geben die Verteilernetzbetreiber zudem unverbindlich ihren Bedarf an Kapazität für die auf das Bestell- bzw. Anmeldejahr folgenden zehn Jahre im Voraus an. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung stellt diese (plausibilisierte) Langfristprognose einen Eingangsparameter für den Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber dar

4. Versorgungsstörungen Gas



Die Bundesnetzagentur ermittelt jährlich den Durchschnittswert der Gas-Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher in Deutschland (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). Der SAIDI Wert für die durchschnittliche Unterbrechung von Letztverbrauchern mit Gas betrug im Jahr 2021 2,18 Minuten und lag damit oberhalb des langjährigen Mittelwerts von 1,5 Minuten.

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in Deutschland durchgeführt. Die deutschen Gasnetzbetreiber sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen in ihren Netzen zu melden.

Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen den Durchschnittswert der Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index).

In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die zurückzuführen sind auf

- Einwirkungen durch Dritte,
- Störungen im Bereich des Netzbetreibers,
- Rückwirkungen aus anderen Netzen oder
- sonstige Störungen

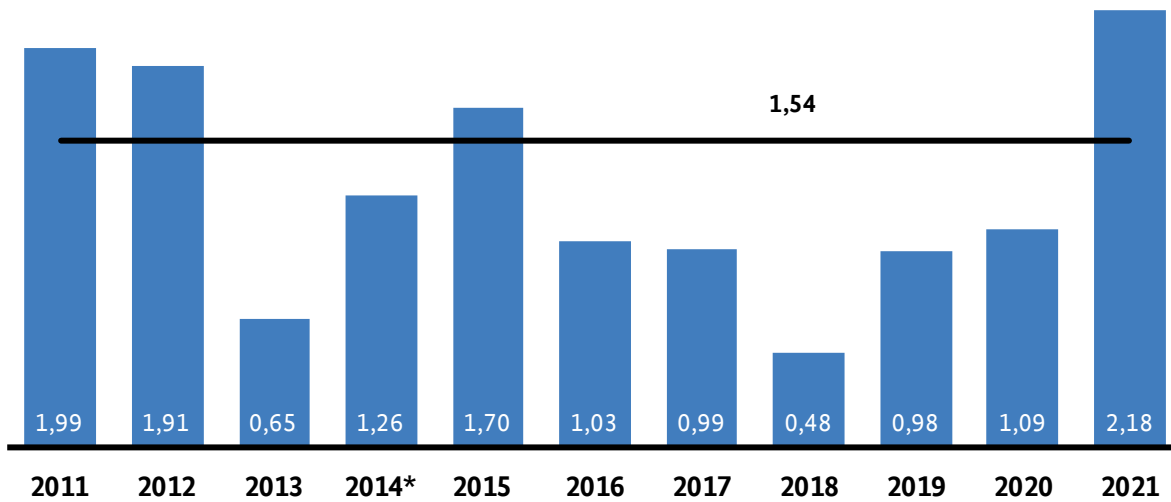
Gas: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2021

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	2,16 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,02 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,32 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI)
druckstufenunabhängig	2,18 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 133: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2021

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Der Zeitablauf seit 2011 ergibt sich aus nachfolgender Abbildung.

Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes in min/Jahr



*Unfall nicht berücksichtigt, weil keine Auswirkung auf Tarifikunden gegeben war.

Abbildung 184: Entwicklung des SAIDI Gas von 2011 bis 2021

5. Netzentgelte



Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer, also auch Verbraucher umgelegt.

Die Netzentgelte stellen mit rund 15 Prozent einen wesentlichen Teil des gesamten Gaspreises dar.

Das durchschnittliche, von der Belieferungsart unabhängige Netzentgelt für einen durchschnittlichen Haushaltskunden inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb liegt derzeit bei rund 1,62 ct/kWh und ist um gut zwei Prozent gestiegen.

5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas

Netzentgelte werden von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises dar (vgl. hierzu auch den Abschnitt IIF4). Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer umgelegt. Die Entgelte des Netzbetreibers sind diskriminierungsfrei und möglichst verursachungsgerecht unter Beachtung einer Erlösobergrenze insgesamt vom Netzbetreiber festzulegen. Die Erlösobergrenze wird, unter Anwendung der in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegten Vorschriften, je Netzbetreiber für jedes Jahr einer Regulierungsperiode ermittelt. Die Netzentgelte gehören somit zu den regulierten Endpreisbestandteilen.

Die Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung auf Basis einer zuvor durchgeführten Kostenprüfung. Hierbei werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, das heißt alle fünf Jahre, auf Basis des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Davon ausgehend ergeben sich die Netzkosten als Summe der aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie den kalkulatorischen Steuern abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge.

Ausgehend von den ermittelten Werten für das Basisjahr erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren (z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, Verbraucherpreisindex, individuelle Effizienzvorgaben, Kapitalkostenabzug wegen zwischenzeitlich abgeschriebener Anlagen sowie Kapitalkostenaufschlag für neu getätigte Investitionen, etc.).

Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die sogenannten „dauerhaft nicht beeinflussbaren“ Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Als solche gelten auf Fernleitungsnetzebene u. a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilernetzbetreiber gelten u. a. vorgelagerte Netzkosten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“. Die Erlösobergrenze wird für bestimmte Kostenbestandteile jährlich angepasst. Ein Abgleich von Plan- und Ist-Werten erfolgt über das Regulierungskonto des Netzbetreibers. Mittels der Netzentgeltsystematik werden die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer umgelegt.

Ausgehend von den bestimmten Erlösobergrenzen werden die von den Netznutzern erhobenen Netzentgelte bestimmt. Hierfür sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung grundsätzlich zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Als Regelfall sind in § 13 GasNEV Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte vorgesehen. Diese kommen bei den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreiber, die Kapazitätsentgelte ausweisen zur Anwendung. Seit dem 1. Januar 2020 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR), darin werden Europaweit harmonisierte Vorgaben für die Entgeltstruktur vorgegeben.). Das Netzentgeltsystem für die Gasnetze auf der Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber, die Kapazitätsentgelte ausweisen, unterscheidet sich deutlich von dem für die Stromnetze, das derzeit weder Einspeiseentgelte noch Kapazitätsentgelte kennt. In Abweichung dazu sieht § 18 GasNEV für örtliche Verteilernetze ausspeiseseitig die Bildung von Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Arbeits- und Grundpreisen vor. Einspeiseentgelte werden in örtlichen Verteilernetzen nicht erhoben.

Die Ausspeiseentgelte von örtlichen Verteilernetzbetreibern bestehen aus zwei Komponenten, einem Leistungs- bzw. Grund- und einem Arbeitspreis. Um diese zu bilden, wird oft das sogenannte Netzpartizipationsmodell verwendet. Dabei wird das Verteilernetz mit seinen zugehörigen Kosten in einen Ortstransportnetzanteil und einen Ortsverteilernetzanteil aufgeteilt. Über eine mathematische Funktion wird der Anteil, den ein Kunde mit gegebenem Verbrauch an den Kosten des Ortsverteilernetzes hat, bestimmt. Kunden mit geringem Verbrauch benötigen einen größeren Anteil des Ortsverteilernetzes, Kunden mit größerem Verbrauch dagegen benötigen einen geringeren Anteil des Ortsverteilernetzes oder sind direkt an einer Ortstransportleitung angeschlossen. Das Entgeltsystem basiert nicht auf der tatsächlichen Anschlusssituation des Kunden. Es wird vielmehr angenommen: Je höher die Inanspruchnahme von Arbeit und Leistung durch den Kunden, desto geringer ist die Nutzung des Ortsverteilernetzes. Dies entspricht im Allgemeinen auch den tatsächlichen Verhältnissen, da tendenziell größere Kunden in wachsendem Maße am Ortstransportnetz angeschlossen

sind. Zwei Kunden mit gleicher Abnahmemenge und gleicher Leistung leisten dadurch unabhängig von ihrer tatsächlichen Anschlusssituation denselben Beitrag zur Deckung der Netzkosten. Sie werden unabhängig von ihrer konkreten Anschlusssituation gleichbehandelt. Daraus ergibt sich eine Degression des spezifischen Netzentgelts bei größerem Verbrauch. Das Verfahren wird für Leistungs- und Arbeitspreis separat durchgeführt. Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden (alle Haushalts- und viele Kleingewerbekunden) wird eine im Verhältnis zur entnommenen Arbeitsmenge typische Vorhalteleistung angesetzt. Nicht-leistungsgemessenen Kunden wird ein Grundpreis und ein Arbeitspreis in Rechnung gestellt.

Neben dem Netzpartizipationsmodell werden noch weitere Systeme zur Entgeltbildung verwendet. Diese führen im Wesentlichen zu vergleichbaren Ergebnissen hinsichtlich der Entgeltdegression und sind ebenfalls unabhängig von der konkreten Anschlusssituation eines einzelnen Kunden.

Jährlich zum 1. Januar müssen die Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde darlegen, dass das so ermittelte Entgeltsystem nicht die Erlösbergrenze überschreitet. Bei einer Anpassung der Erlösbergrenze gemäß den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung nach unten sind die Netzbetreiber zur Anpassung ihrer Entgelte verpflichtet; im umgekehrten Fall sind sie hierzu berechtigt, jedoch nicht verpflichtet.

5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2007 bis zum 1. April 2022. Die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb wurden zu den in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Netzentgelten hinzuaddiert. Das Entgelt für Abrechnung ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Gaslieferanten zugrunde, die eine breite Streuung aufweisen. Darüber hinaus wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach angepasst. Die Darstellung der Netzentgelte basiert auf den folgenden drei Abnahmefällen:

- **Haushaltskunde** (mengengewichtet über alle Vertragskategorien): Dabei handelt es sich um Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh). Die Netzentgelte vor 2016 wurden – für den durchschnittlichen Abnahmefall 23.269 kWh ausgewiesen.
- **„Gewerbekunde“**: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer.
- **„Industriekunde“**: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden).

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) betrug 1,62 ct/kWh (2021: 1,59 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2022 ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozent nur leicht gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2022 bei 1,25 ct/kWh (2021: 1,28 ct/kWh). Bei den Industriekunden stieg das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2022 deutlich auf 0,44 ct/kWh (2021: 0,32 ct/kWh), was einer Steigerung um gut 13,5 Prozent entspricht.

Gas: Entwicklung der Netzentgelte inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetriebs jeweils zum 1. April in ct/kWh

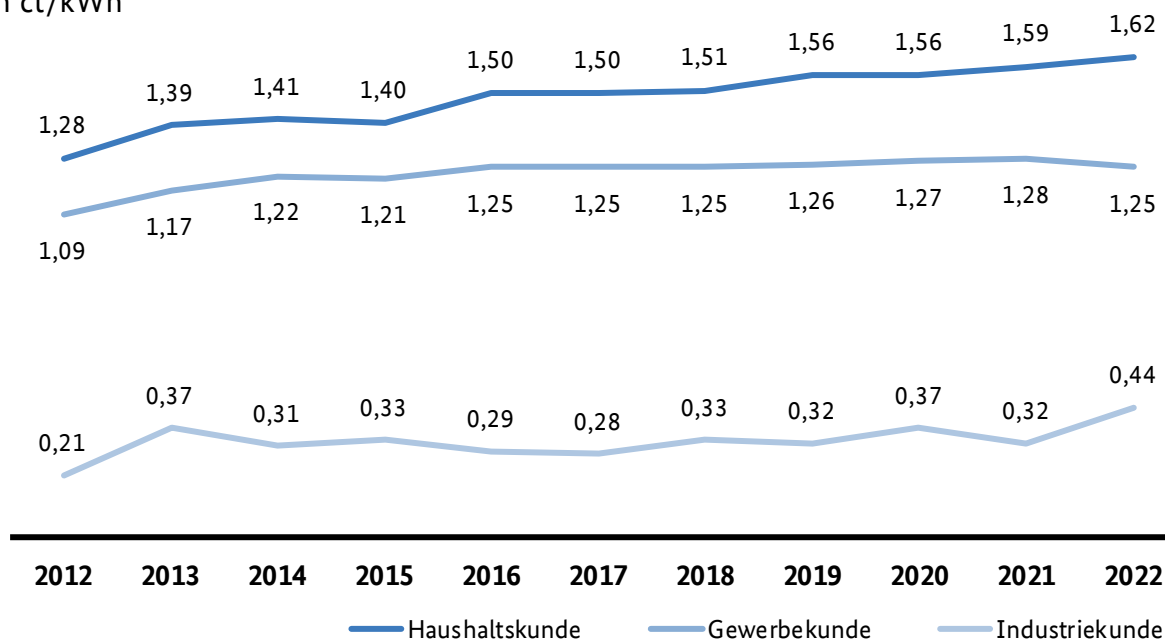


Abbildung 185: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

Für das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern zum 30.5.2022 zunächst verbindliche Ein- und Ausspeiseentgelte für eine feste frei zuordenbare Jahreskapazität für das Jahr 2023 in Höhe von 4,82 Euro/kWh/h/a (2022: 3,51 Euro/kWh/h/a) angezeigt. Dies entspricht einem Anstieg um rund 37,3 Prozent.

Allerdings haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Anpassung der bereits angezeigten Ein- und Ausspeiseentgelte zum 1.1.2023 beantragt. Grund hierfür sind u.a. stark angestiegene Treibenergiekosten sowie Änderungen in den vermarkteten Kapazitäten. Die Beschlusskammer 9 hat der Anpassung grundsätzlich zugestimmt. Zum Redaktionsschluss dieses Berichts steht die finale Höhe der Ein- und Ausspeiseentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber noch nicht fest.

Die zum 15. Oktober vorläufig gemeldeten Verteilernetzentgelte für das Jahr 2023 verzeichnen über alle Kundengruppen hinweg einen deutlichen Anstieg. Grundlage ist eine Stichprobe von Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Belastbare Aussagen über die genaue Höhe des Anstiegs können zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses nicht getroffen werden. So müssen die Entgelte der Verteilernetzbetreiber nach einer Anpassung der Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber möglicherweise noch angepasst werden. Zudem ist denkbar, dass Verteilernetzbetreiber angesichts bestehender Unsicherheiten noch Anpassungen an der Entgeltberechnung, insbesondere an den Mengenprognosen, vornehmen.

5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional unterschiedlich. Im Bereich der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden liegen die Netzentgelte in Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und im Saarland am oberen Rand des bundesweiten Niveaus.

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	1,83	1,12	2,56	26
Mecklenburg-Vorpommern	1,72	1,07	2,55	21
Bremen	1,71	1,65	1,78	2
Saarland	1,65	1,05	2,14	16
Thüringen	1,63	1,05	2,23	25
Sachsen	1,63	1,07	2,40	35
Baden-Württemberg	1,62	0,95	3,27	86
Brandenburg	1,59	0,86	2,31	23
Rheinland-Pfalz	1,56	0,90	2,28	31
Bayern	1,53	0,76	3,41	91
Nordrhein-Westfalen	1,49	0,74	2,47	114
Hessen	1,45	1,09	1,81	40
Schleswig-Holstein	1,41	0,98	2,19	34
Hamburg	1,38	1,38	1,38	1
Berlin	1,31	1,31	1,31	1
Niedersachsen	1,30	0,48	2,11	60

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Gasauspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet

Tabelle 134: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022

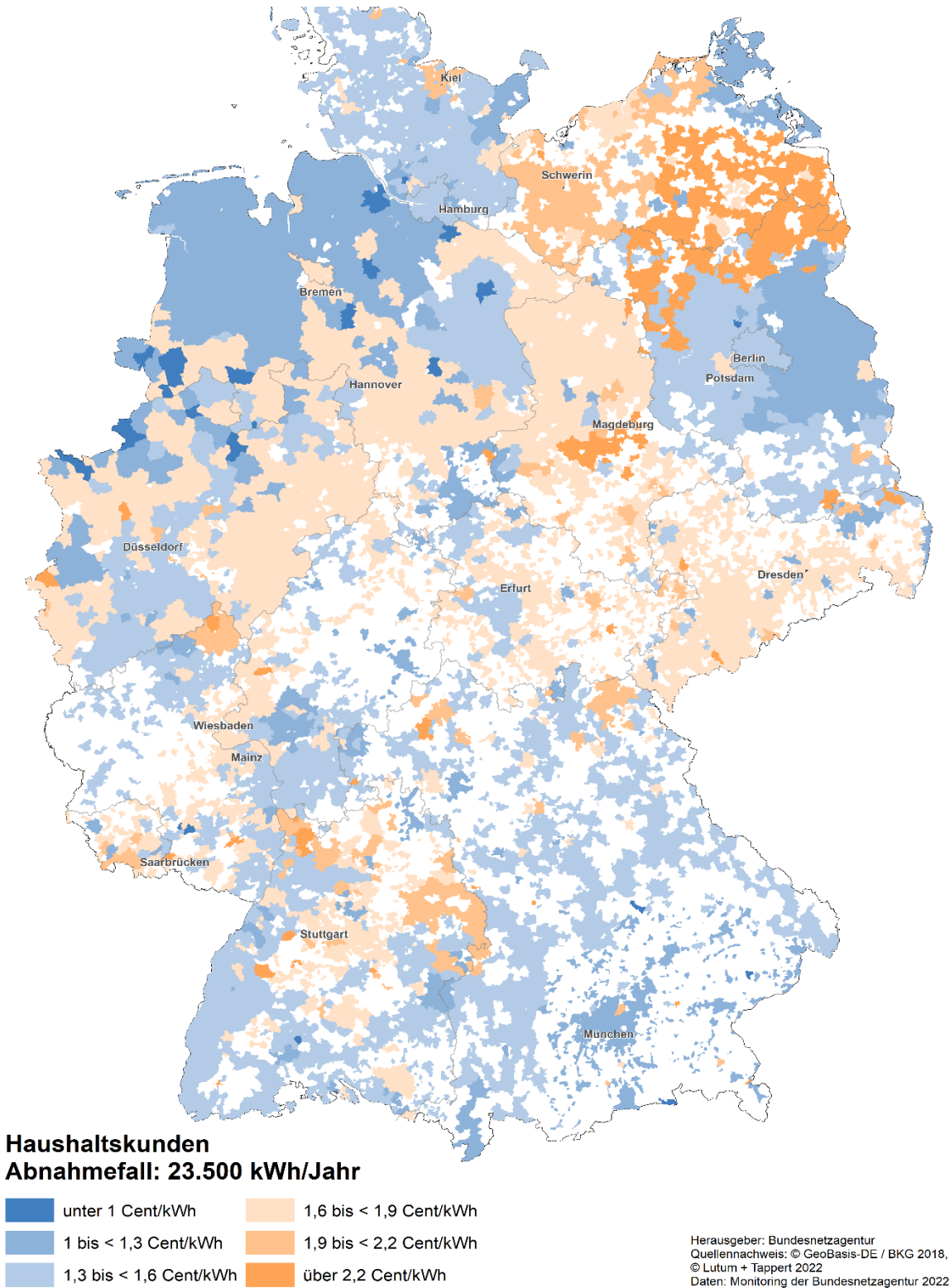


Abbildung 186: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2022

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2022
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	1,57	1,06	2,05	28
Mecklenburg-Vorpommern	1,45	0,89	2,18	21
Thüringen	1,42	0,97	1,90	25
Saarland	1,40	0,77	1,91	16
Brandenburg	1,40	0,75	2,94	23
Baden-Württemberg	1,38	0,76	2,53	101
Sachsen	1,37	0,78	1,99	35
Rheinland-Pfalz	1,35	0,84	1,97	31
Bayern	1,30	0,78	2,92	91
Bremen	1,23	1,23	1,23	2
Hessen	1,21	0,90	1,56	40
Nordrhein-Westfalen	1,20	0,42	2,20	113
Hamburg	1,17	1,17	1,17	1
Schleswig-Holstein	1,15	0,31	1,67	34
Niedersachsen	1,14	0,47	1,97	58
Berlin	1,12	1,12	1,12	1

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 135: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022

Gas: Verteilung der Nettonetztentgelte für Gewerbekunden (Abnahmefall 116 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022

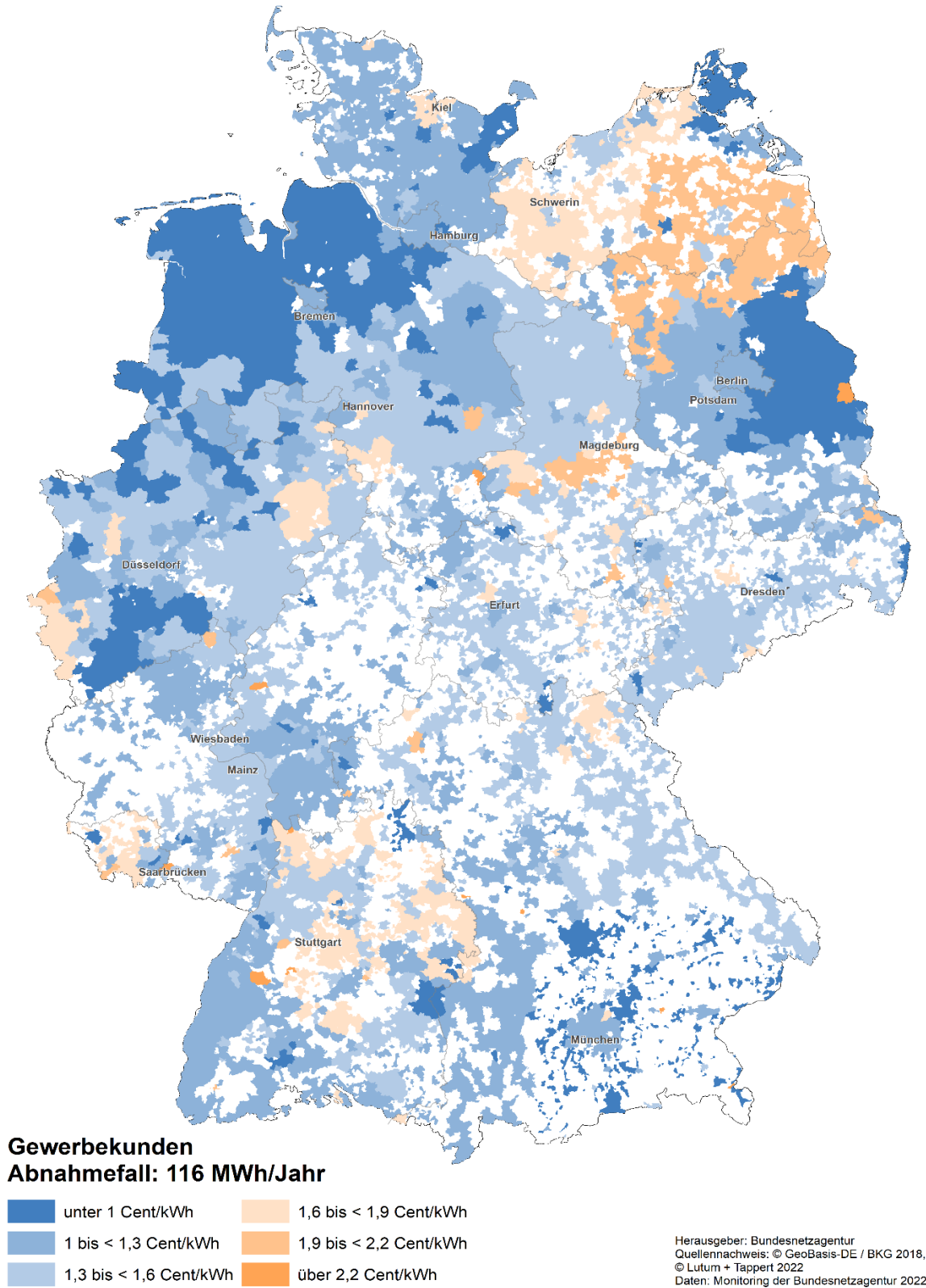


Abbildung 187: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2022 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	0,52	0,28	0,92	8
Saarland	0,47	0,29	0,67	5
Sachsen-Anhalt	0,40	0,22	1,00	8
Thüringen	0,39	0,23	0,61	11
Rheinland-Pfalz	0,36	0,27	0,48	12
Baden-Württemberg	0,36	0,15	0,58	32
Berlin	0,33	0,33	0,33	1
Niedersachsen	0,32	0,20	0,61	18
Hessen	0,32	0,05	0,52	17
Bayern	0,32	0,17	0,58	24
Brandenburg	0,32	0,22	0,45	8
Schleswig-Holstein	0,31	0,15	0,45	7
Nordrhein-Westfalen	0,31	0,16	0,59	40
Sachsen	0,30	0,21	0,46	9
Bremen	0,25	0,21	0,28	2
Hamburg	0,25	0,25	0,25	1

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Gasauspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 136: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Industriekunden (Abnahmefall 116 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022

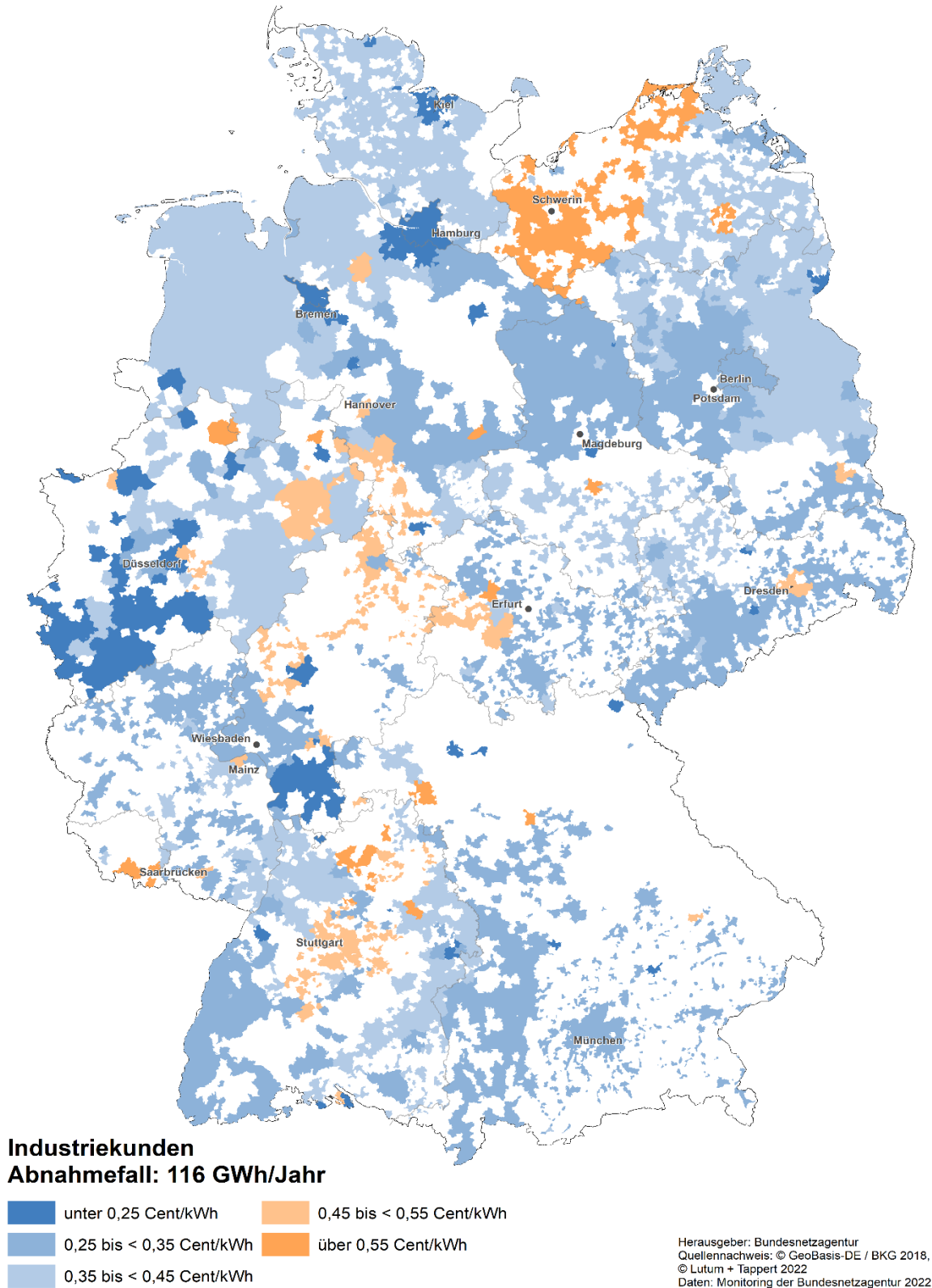


Abbildung 188: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind vielschichtig. Hauptfaktoren sind die unterschiedliche Auslastung und das jeweilige durchschnittliche Alter der Netze. Während der Modernisierung nach der Wiedervereinigung wurden die Netze in den neuen Bundesländern aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht genügend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Kostentreiber ist die Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf viele Netznutzer verteilt. Des Weiteren wirkt sich auch die jeweilige Altersstruktur der Netze auf die Entgelte aus. Jüngere Netze führen aufgrund der höheren Restwerte zu spezifisch höheren Kapitalkosten und damit zu höheren Entgelten. Bei älteren Netzen fallen aufgrund der schon fortgeschrittenen Abschreibung niedrigere Restwerte und damit niedrigere Kapitalkosten an. In der Folge ergeben sich dann auch niedrigere Entgelte. Allerdings ergibt sich aus dem Umstand, dass mit fortschreitendem Alter der Netze höhere Wartungs- und Instandsetzungskosten anfallen, ein korrigierender Ausgleichseffekt auf die Entgelte.

5.4 Kostenprüfung nach § 6 ARegV und Effizienzvergleiche nach §§ 12 ff. ARegV und § 22 ARegV für Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber

Die Beschlusskammer 9 führt derzeit die Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode durch.

Hierfür wurden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß der Festlegung BK9-20/605 zum 01.06.2021, die Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren zum 01.07.2021 und die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren zum 30.09.2021 verpflichtet, die Daten für die Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus zur Bestimmung der Erlösobergrenzen bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Die Festlegung macht Vorgaben zum Umfang, Form und Inhalt der von den Netzbetreibern einzureichenden Unterlagen, die als Grundlage für die Kostenprüfung dienen sollen.

Die Beschlusskammer 9 hat ferner zwei Beschlüsse bezüglich der Datenerhebung zur Durchführung des Effizienzvergleichs bei allen Fernleitungsnetzbetreibern (BK9-20/604) und Gasverteilernetzbetreibern (BK9-20/603) erlassen. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren haben dementsprechend die Strukturdaten zur Durchführung des jeweiligen Effizienzbenchmarks bis zum 30.04.2021 bei der Bundesnetzagentur vorzulegen.

Aufbauend auf diesen Daten hat die Bundesnetzagentur bereits im Vorjahr begonnen, das Ausgangsniveau der Gasversorgungsnetzbetreiber zu bestimmen und die Effizienzvergleiche durchzuführen. Fast allen Netzbetreibern im Regelverfahren wurden bereits die Mitteilungen zum Ausgangsniveau zugesandt.

Eine endgültige Bescheidung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode soll in den nächsten Monaten erfolgen.

5.5 Festlegungsverfahren für die Entgeltbildung der Fernleitungsnetzbetreiber „MARGIT 2023“

Die Beschlusskammer 9 hat das Verfahren zur Festlegung der Höhe von Multiplikatoren, von Abschlägen für unterbrechbare Kapazitäten, von Rabatten an LNG-Terminals und von saisonalen Faktoren abgeschlossen.

Das Festlegungsverfahren MARGIT 2023 gibt bestimmte Berechnungsfaktoren vor, die auf die Entgeltbildung von Fernleitungsnetzbetreibern im Kalenderjahr 2023 Einfluss nehmen. Zu diesen Berechnungsfaktoren zählen insbesondere Preisaufschläge, sog. Multiplikatoren, für unterjährige Kapazitätsprodukte und Abschläge für

unterbrechbare Kapazitätsprodukte. Grundlage dieses Verfahrens ist der europäische Netzkodex für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR).

Aufgrund des dynamischen geopolitischen Geschehens erweiterte die Beschlusskammer 9 den Festlegungsentwurf um Rabatte an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen. Die Änderungen gegenüber der zuletzt beschlossenen Festlegung („MARGIT 2022“) resultieren insbesondere aus der aktualisierten Berechnung der Abschläge für unterbrechbare Kapazitätsprodukte sowie dem ab 2023 erstmalig eingeführten Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen für Jahres- und Quartals-Kapazitätsprodukte im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit in Höhe von 40 Prozent. Der Prozentsatz orientiert sich dabei an dem Netzentgeltniveau (nicht der Rabatthöhe) von den Nachbarländern Niederlande und Frankreich.

5.6 Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen “KANU“

Die Beschlusskammer 9 hat am 13.07.2022 das Verfahren zur Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasinfrastrukturen eingeleitet und mit der Konsultation des Festlegungsentwurfs gestartet.

Der Festlegungsentwurf dient – soweit er kalkulatorischen Nutzungsdauern für Neuanlagen betrifft – dazu, einen regulatorischen Rahmen für die politischen Zielsetzungen der Bundesregierung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu schaffen. Die geplante Festlegung sieht u.a. vor, dass LNG-Anlagen in einem überschaubaren Zeitrahmen abgeschrieben werden können. Für LNG-Anlagen werden im bisherigen Rechtsrahmen keine kalkulatorischen Nutzungsdauern bestimmt und durch die Festlegung erstmals eingeführt. Darüber hinaus sollen Netzbetreiber Anschlussleitungen für LNG-Anlagen schneller als bisher abschreiben und über die Netzentgelte wieder verdienen können.

Weiterhin eröffnet der Festlegungsentwurf die Option, die kalkulatorischen Nutzungsdauern von Netzinfrastrukturen zum Erdgastransport an die Klimaschutzziele der Bundesregierung anzupassen. Er macht hingegen keinerlei Vorgaben darüber, ob und welchem Umfang die Nutzung der Erdgasnetze tatsächlich eingestellt wird oder inwieweit die Netze ggf. für andere Zwecke weitergenutzt werden können.

Der Festlegungsentwurf wurde allen zu beteiligenden Akteuren zur Konsultation zugänglich gemacht.

6. Zusammenlegung von Marktgebieten

Zum 01. Oktober 2021 hat das gemeinsame deutsche Gasmarktgebiet „Trading Hub Europe“ (THE) seine Arbeit aufgenommen und damit die beiden ehemaligen Marktgebiete „Gaspool“ und „NetConnect Germany“ abgelöst. Mit der bereits zum 01. Juni 2021 erfolgten Gründung der THE GmbH als neuen Marktgebietsverantwortlichen haben die Fernleitungsnetzbetreiber den reibungslosen operativen Ablauf der Zusammenführung in ein neues Unternehmen gewährleistet und damit auch den Grundstein für den erfolgreichen Start des neuen Marktgebietes gelegt. Nicht zuletzt durch den intensiven Austausch aller Marktbeteiligten, konnten im Vorfeld den inhaltlichen und operativen Herausforderungen einer derartigen Zusammenführung transparent und ergebnisorientiert begegnet werden. Die Bundesnetzagentur hat den Prozess insbesondere im Hinblick auf die sich aus der geographischen Vergrößerung des Marktgebietes anwachsenden Transportmöglichkeiten regulatorisch unterstützt.

D Regelenenergie und Bilanzierung

1. Regel- und Ausgleichsenergie

1.1 Regelenenergie

Regelenenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb des Marktgebietes und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beschafft. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenenergie (Beschaffung über Börsen und / oder über Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Externe Regelenenergie wird von den Marktgebietsverantwortlichen gemäß einer Merit-Order-Liste in den Rängen 1-4 (MOL)¹⁴⁸ beschafft (MOL 1 börslich, MOL2 ebenfalls börslich jedoch unter Berücksichtigung von Netzaspekten- Geografische Lage und Gasqualität, MOL4 Ausschreibung)¹⁴⁹.

Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenenergie (eRE).

Am 01.10.2021 startete das einheitliche deutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). THE löst die bisherigen Marktgebiete NetConnect Germany und auch GASPOOL ab. Die nachfolgenden Darstellungen beziehen sich somit nur noch auf dieses eine Marktgebiet. Die bisherigen Daten zu NCG und GASPOOL sind in den vergangenen Monitoringberichten oder auf der Homepage von THE (www.tradinghub.eu/de-de/) zu finden.

Gas: Regelenenergieeinsatz bei Trading Hub Europe (THE) in MWh

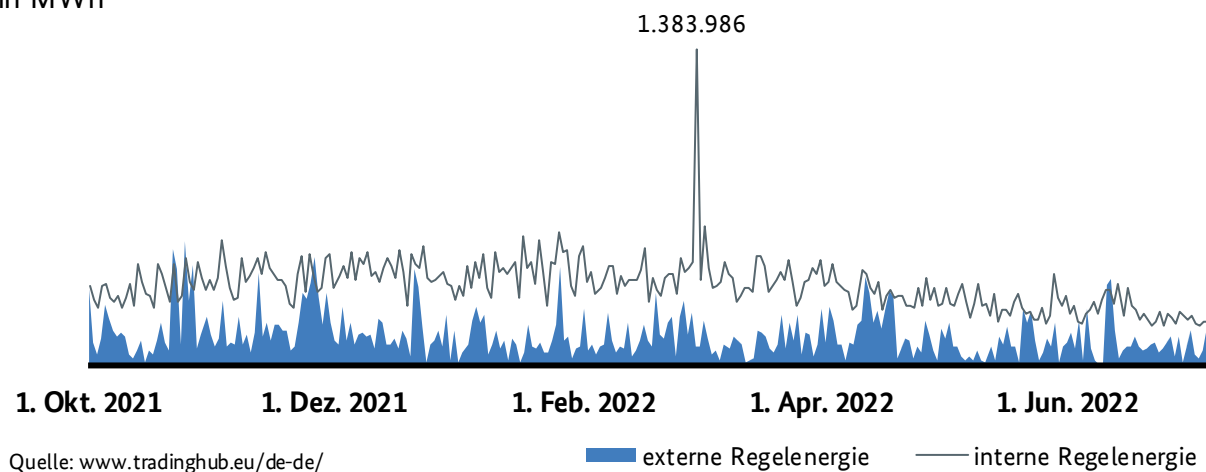


Abbildung 189: Regelenenergieeinsatz ab 1. Oktober 2021 bei Trading Hub Europe (THE), Stand Juli 2022

¹⁴⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/BK7-14-0020/BK7-14-0020_Beschluss_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2

¹⁴⁹ Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 Trading Hub Europe keine Produkte mehr.

Die nachfolgend dargestellten Regelenergieeinkaufspreise werden als Mittelwert der täglichen Regelenergieeinkaufspreise gebildet.

Die Grafiken zeigen, dass der externe Regelenergiebedarf durch Produkte der MOL-Ränge 1 und insbesondere 2, gedeckt wird.¹⁵⁰

Die Beschaffungspreise für externe Regelenergie sind durch die überwiegende börsliche Beschaffung im Niveau der allgemeinen Marktpreise einzuordnen.

Gas: Externe Regelenergie MOL 1 Trading Hub Europe

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

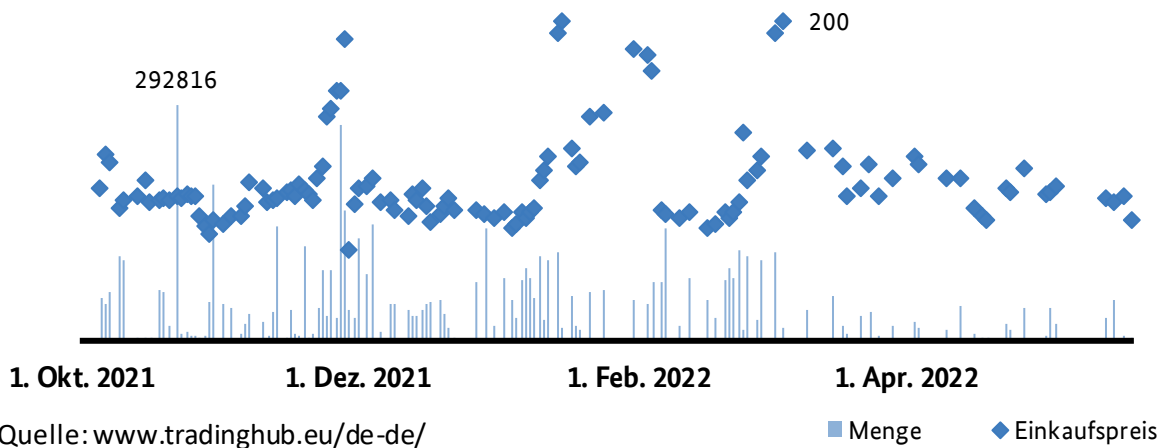


Abbildung 190: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2021 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2022

¹⁵⁰ Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 bei Trading Hub Europe keine Produkte mehr.

Gas: Externe Regelernergie MOL 2 - Trading Hub Europe Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

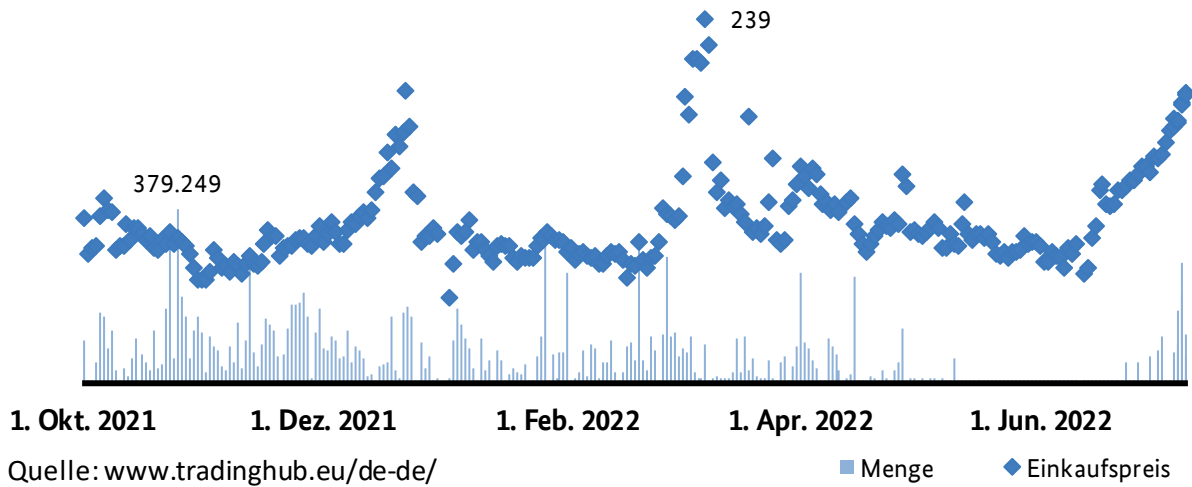


Abbildung 191: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2021 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2022

Gas: Externe Regelernergie MOL 4 - Trading Hub Europe (THE) Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

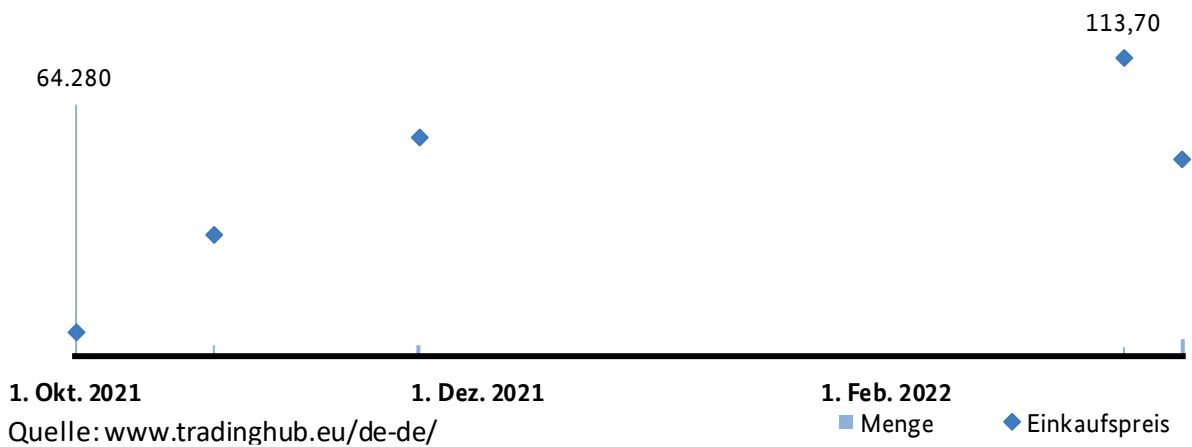


Abbildung 192: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2021 für MOL 4 im Trading Hub Europe, Stand Juli 2022

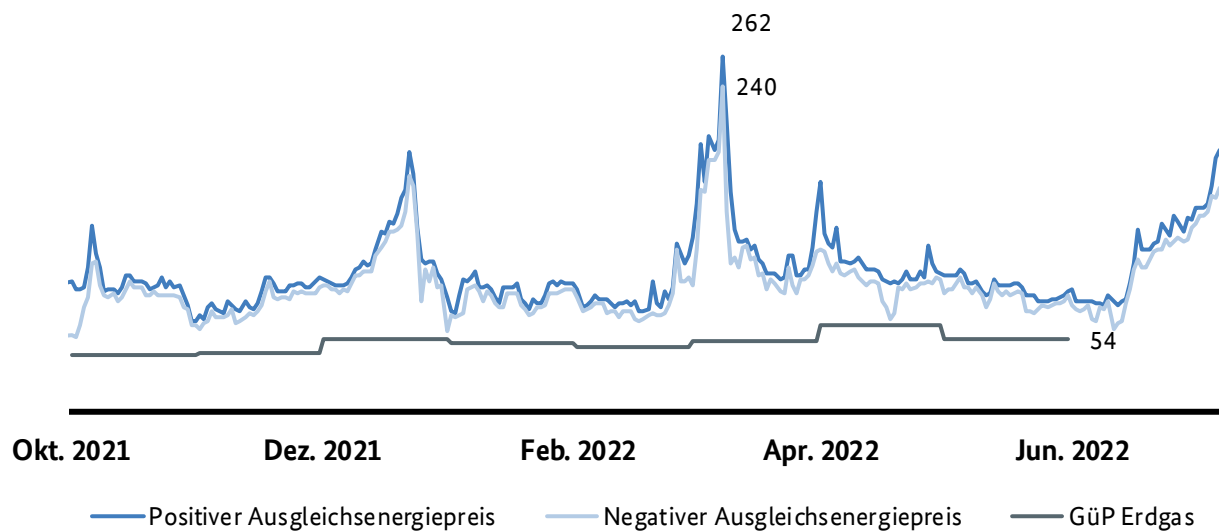
1.2 Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis (pAE und nAE) berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird.

Der positive Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt, als der höchste an dem betreffenden Gastag durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) bezahlte Regelernergiepreis (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale und

Stundenprodukte) oder, sofern höher, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Zuschlags von zwei Prozent. Der negative Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt, als niedrigster an diesem Gastag durch den Marktgebietsverantwortlichen erzielte Preis für den Regelenergieverkauf oder, sofern niedriger, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Abschlags von zwei Prozent. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise dargestellt.

Gas: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise - Trading Hub Europe (THE) in Euro/MWh



Quelle: Ausgleichsenergiepreis MGV: www.tradinghub.eu/de/de-de/, GüP: www.bafa.de, Stand Juli 2021

Abbildung 193: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2021, Stand Juli 2022

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen

Die beim Marktgebietsverantwortlichen anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der Marktgebietsverantwortliche (MGV) die zukünftigen Kosten und Erlöse für sein Umlagekonto. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage.

Für Standardlastprofil (SLP)-Entnahmestellen und Registrierende Leistungsmessung (RLM)-Entnahmestellen werden getrennte Bilanzierungsumlagekonten geführt. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage. Seit dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

Mit dem Start des einheitlichen deutschen Marktgebietes Trading Hub Europe (THE) gibt es nur noch eine RLM-Bilanzierungsumlage und eine SLP-Bilanzierungsumlage statt wie bisher zwei je eine für die beiden ehemaligen Marktgebiete NetConnectGermany und GASPOOL. Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober

2021 bis September 2022 wird im Marktgebiet Trading Hub Europe eine Bilanzierungsumlage von 0 Euro/MWh für SLP und von 0 Euro/MWh für RLM erhoben¹⁵¹.

Gas: NetConnect Germany Bilanzierungsumlage
in Euro/MWh

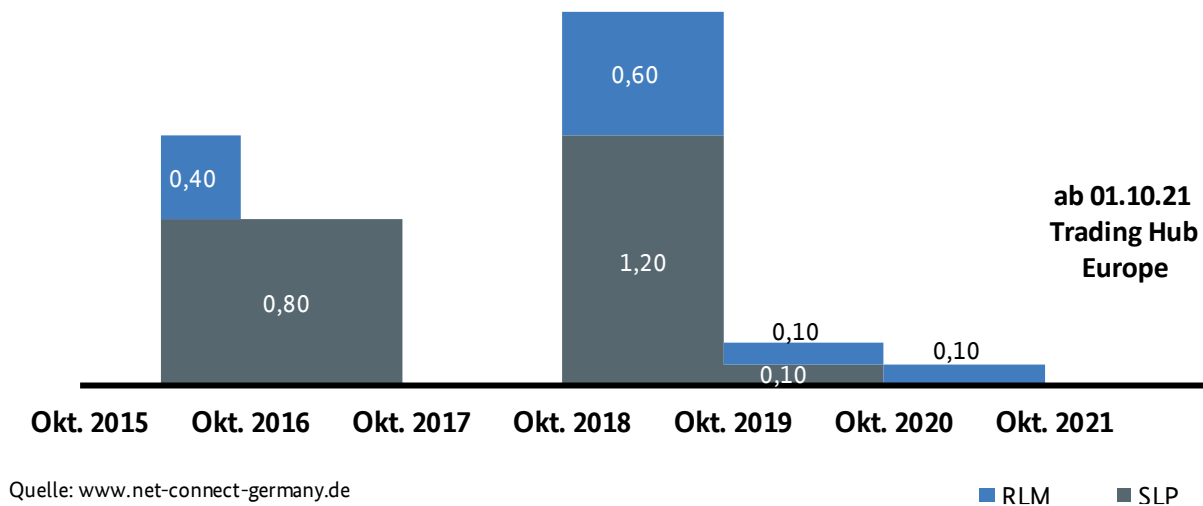


Abbildung 194: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juli 2021

Gas: GASPOOL Bilanzierungsumlage
in Euro/MWh

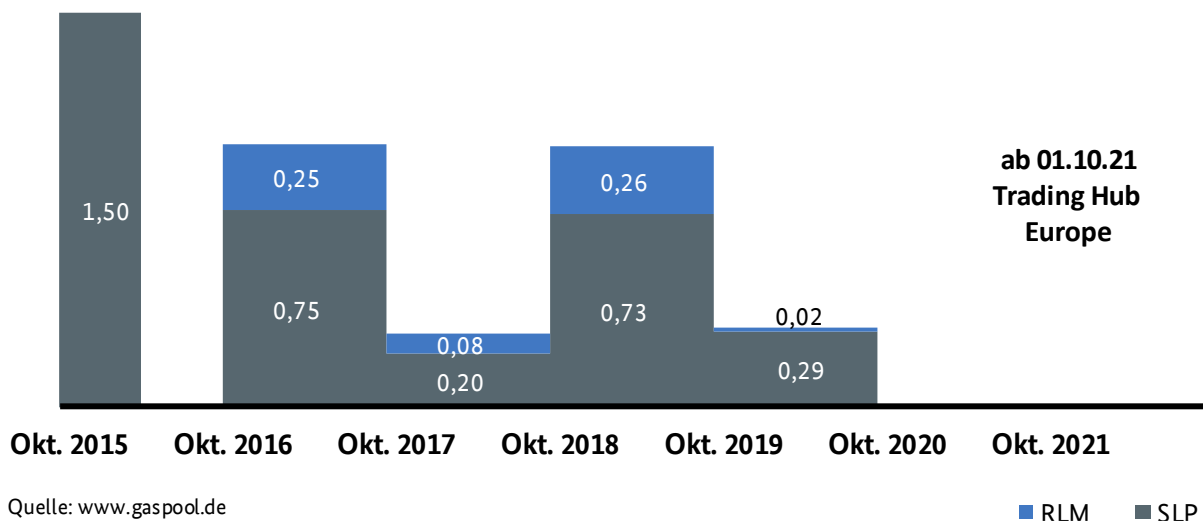


Abbildung 195: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand Juli 2021

¹⁵¹ Die ab dem 1. Oktober 2021 gültige RLM- und SLP-Bilanzierungsumlage wurde sechs Wochen vor dem Start der Umlageperiode vom MGW unter <https://www.tradinghub.eu/de> veröffentlicht.

3. Standardlastprofile

Netzbetreiber verwenden für die Allokation von Ausspeisemengen von Letztverbrauchern, insbesondere Haushalts- und Kleingewerbekunden, Standardlastprofile. Angewendet wurden diese Profile von 97,9 Prozent der Netzbetreiber (2020: 97,3 Prozent). Der Grenzwert, ab dem eine registrierte Lastgangmessung bei dem Kunden im Regelfall einzusetzen ist, liegt bei einer Anschlussleistung von 500 kW oder einem Jahresverbrauch von 1,5 Mio. kWh. Von der Möglichkeit, von diesem Grenzwert abzuweichen, haben 4,0 Prozent (2020: 3,4 Prozent) der Netzbetreiber Gebrauch gemacht. Von diesen Netzbetreibern gaben 25,9 Prozent an, die Grenzwerte aus netztechnischen Gründen reduziert zu haben. Im Vorjahr lag dieser Wert bei 26,1 Prozent. In 51,9 Prozent (2020: 56,5 Prozent) der Fälle wurden die Grenzwerte mit den Transportkunden individuell vereinbart. Die abweichenden Grenzwerte galten den Angaben zufolge dann zu 57,1 Prozent (2020: 53,9 Prozent) lediglich für einzelne Kundengruppen.

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen; analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die synthetischen SLP wurden im Jahr 2021 von 85,9 Prozent (2020: 85,8 Prozent) der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,1 Prozent. Im Jahr 2020 waren es 14,2 Prozent. Mit einer Marktabdeckung von 96,4 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen der Jahre 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Vorjahr (96,2 Prozent) nahezu unverändert hoch. Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 46,2 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2020 waren es 48,5 Prozent. Wie bereits in den letzten Jahren wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei bis drei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich sieben Profile Anwendung fanden (2020: acht).

Die Netzbetreiber, die das analytische Verfahren gewählt haben, nutzten zu 77,5 Prozent (2020: 71,4 Prozent) das 2-Tagesversatzverfahren, während 24,7 Prozent (2020: 24,1 Prozent) der Netzbetreiber angaben, ein Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes zu verwenden. Konkrete Anpassungen der Lastprofile (verfahrensunabhängig) aufgrund von hohen Prognoseabweichungen wurden von nur noch 2,5 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2020: 2,3 Prozent). Diese Anpassungen bestanden zu 47,0 Prozent in der Anwendung von Korrekturfaktoren, zu 11,8 Prozent in der Anpassung der Koeffizienten und zu 41,2 Prozent in sonstigen Maßnahmen.

Im Netzkonto des Netzbetreibers werden auf Tagesbasis alle Einspeisungen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und den Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, angrenzende Marktgebiete und ausländische Netze aus diesem Netz gegenübergestellt. Die Marktgebietsverantwortlichen rechnen diese Netzkonten bei zu starken Unter- oder Überspeisungen ab. Wegen Unterspeisungen wurden die Netzkonten von 37,3 Prozent der Netzbetreiber in mindestens einem Monat abgerechnet (keine Angaben: 18,7 Prozent). Im Vorjahr lag der Wert bei 48,7 Prozent (keine Angaben: 18,3 Prozent). Durchschnittlich war das bei den Netzbetreibern, die Angaben hierzu machten in 1,2 Monaten der Fall (2020: 1,7 Monaten). Über alle Netzbetreiber gesehen lag der Schnitt bei 1,0 Monaten (2020: 1,4 Monaten).¹⁵² Aufgrund von Überspeisungen

¹⁵² Aufgrund einer Änderung der Berechnungsmethode wurden hier die Werte für die durchschnittlichen Unterspeisungen aus dem Vorberichts-jahr angepasst und können daher nicht mit dem Monitoringbericht 2020 abgeglichen werden.

fand diese Abrechnung bei 57,2 Prozent aller Netzbetreiber in mindestens einem Monat statt (keine Angaben: 18,7 Prozent). Im Vorjahr lag der Wert bei 54,9 Prozent (keine Angaben: 15,8 Prozent). Durchschnittlich war das bei den Netzbetreibern, die Angaben hierzu machten in 6,7 Monaten der Fall (2020: 6,4 Monaten). Über alle Netzbetreiber gesehen lag der Schnitt bei 5,4 Monaten (2020: 5,2 Monaten).¹⁵³ 65,5 Prozent der Netzbetreiber gaben an, dass auf die aus der Abrechnung von Überspeisungen folgende Gutschrift verzichtet wurde (2020: 64,0 Prozent).

Gas: Wahl der Wetterprognose
in Prozent

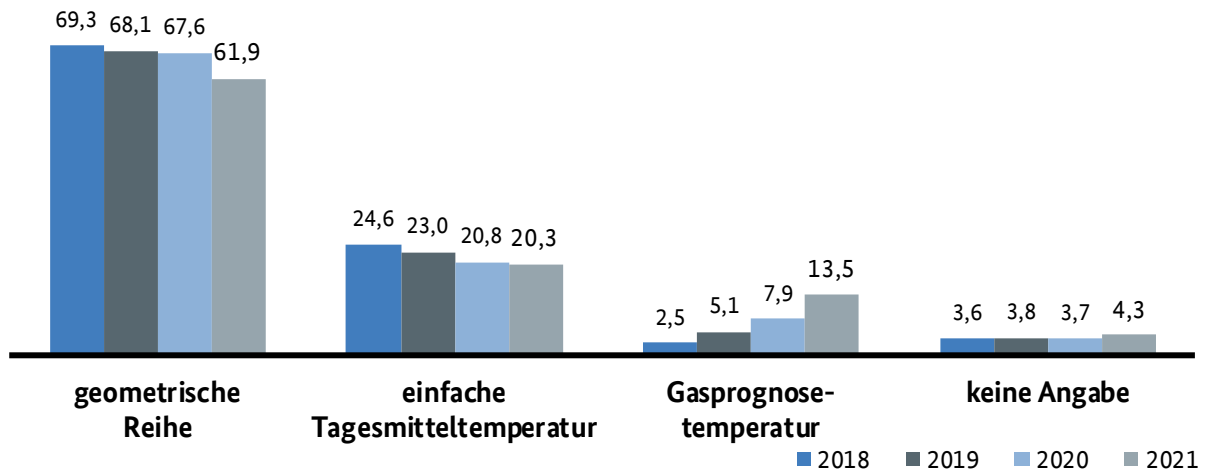


Abbildung 196: Wahl der Wetterprognose

Infolge der starken Temperaturabhängigkeit der Standardlastprofile ist eine weiterhin eine hohe Präferenz bei der Verwendung einer differenzierten Prognosetemperatur („geometrische Reihe“) zu erkennen. Bei diesem Verfahren werden zur Senkung des Abweichungsrisikos der Prognose auch die Ist-Temperaturen der Tage mit einbezogen, die vor dem Liefertag liegen. Zum vierten Mal wurde im Berichtsjahr auch die Verwendung der Gasprognosetemperatur abgefragt, die bei 13,5 Prozent der Netzbetreiber zur Anwendung kam. Dies zeigt eine erneute Erhöhung des Vorjahreswertes von 7,9 Prozent.

¹⁵³ Aufgrund einer Änderung der Berechnungsmethode wurden hier die Werte für die durchschnittlichen Überspeisungen aus dem Vorberichts-jahr angepasst und können daher nicht mit dem Monitoringbericht 2020 abgeglichen werden.

E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind – wie sich aktuell deutlicher denn je zeigt – von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Dabei sind umso weniger Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen oder mehrere Lieferanten zu binden, je zahlreicher die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind. So können Marktteilnehmer aus einer Vielzahl konkurrierender Handelspartner wählen und ein diversifiziertes Portfolio aus kurz- und langfristigen Kontrakten halten. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte neuer Anbieter und fördern letztendlich auch den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Das Bundeskartellamt geht von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt diesen nicht mehr netz- oder marktgebietsbezogen ab. Dabei findet ein bedeutsamer Teil des Erdgasgroßhandels für den Terminmarkt über außerbörsliche Brokerplattformen statt. Das Handelsvolumen im börslichen Gasgroßhandel, hier beispielsweise das Handelsvolumen der European Energy Exchange AG bzw. deren Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen: EEX), ist im Jahr 2021 wieder deutlich angestiegen, was auf einen Nachfrageanstieg auf den weltweiten Märkten nach dem ersten Jahr der Corona-Pandemie zurückzuführen ist.¹⁵⁴ Neben der EEX existieren noch weitere Gasbörsen wie die CME Group, ICE und Nasdaq, die perspektivisch in den nächsten Jahren in das Energiemonitoring einbezogen werden sollen.

Seit Beginn des völkerrechtlichen Angriffskrieges Russlands im Februar 2022 auf die Ukraine hat sich die Situation auf den Energiemärkten weiter verschärft. Die Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas sind nochmals sehr deutlich angestiegen und sind sehr volatil. Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 waren deutliche Preissteigerungen auf den Energiemärkten zu beobachten. So nahm beispielsweise der als Referenzpreis für den mittelfristigen Beschaffungsmarkt betrachtete Index EGIX im ungewichteten Jahresmittel um rund 403 Prozent gegenüber dem Jahr 2020 zu und überholte erstmalig den BAFA-Grenzübergangspreis, der im Jahr 2021 um rund 116 Prozent im Vergleich zum Vorjahr anstieg.

1. Börslicher Großhandel

Ein für den deutschen Erdgashandel relevanter Börsenhandelsplatz wird von EEX betrieben. Die EEX hat sich wie in den Vorjahren an der diesjährigen Datenerhebung im Rahmen des Monitorings beteiligt. Ihr Handelsplatz umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt) sowie Spreadprodukte. Alle Kontraktarten waren bis zum 30. September 2021 gleichermaßen für beide deutschen Marktgebiete NetConnect Germany („NCG“) und GASPOOL handelbar. Ab dem 1. Oktober 2021 sind diese beiden Marktgebiete unter der Bezeichnung Trading Hub Europe (THE) zu einem gemeinsamen deutschlandweiten Marktgebiet zusammengefasst worden.

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt/Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Ahead-Kontrakt) und für

¹⁵⁴ EEX Group Finanzergebnisse 2021, Presse Briefing, S. 13

das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) kontinuierlich möglich (sog. 24/7-Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei 1 MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Auch qualitätsspezifische Kontrakte (H-Gas bzw. L-Gas) sind handelbar. Im Terminhandel sind Terminkontrakte für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sogenannte seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt in erster Linie zur Absicherung gegen Preisrisiken bzw. Portfoliooptimierung und nur nachrangig für die langfristige Gasbeschaffung.

Der von der EEX in der zweiten Jahreshälfte 2017 eingeführte Europäische Spotmarktindex „European Gas Spot Index“ (EGSI) ermöglicht es den Marktteilnehmern, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Dieser Index wird jeweils für die Gasmärkte Deutschland (Trading Hub Europe, THE), Niederlande (TTF), Frankreich (TRF), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP) erstellt. An den Europäischen Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2021 insgesamt 3.033 TWh gehandelt (2020: 2.379 TWh). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 1.847 TWh (2020: 1.411 TWh); am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 1.186 TWh umgesetzt (2020: 968 TWh).¹⁵⁵ Nachdem sich im Jahr 2020 infolge der Covid-19-Pandemie die Nachfrage nach Erdgas stark verringerte, war im Jahr 2021 aufgrund des weltweiten Wirtschaftsaufschwunges wieder eine steigende Energienachfrage zu verzeichnen. Das Gesamtvolumen der EEX auf beiden Teilmärkten stieg im Vergleich zum Vorjahr um rund 27,5 Prozent. Das gesamte Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen, das sich bis September 2021 auf die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG aufgeteilt hat und ab Oktober 2021 in dem gemeinsamen Marktgebiet „Trading Hub Europe“ (THE) realisiert wurde, belief sich im Jahr 2021 auf rund 664 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 486 TWh einem Zuwachs von rund 37 Prozent entspricht. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2021 ebenfalls gestiegen und betrug rund 582 TWh (2020: rund 429 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag im Jahr 2021 für alle Marktgebiete – wie in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten. Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 58 TWh im Jahr 2020 auf rund 82 TWh gestiegen, was einer Zunahme von rund 41 Prozent entspricht.

¹⁵⁵ EEX Group Geschäftsbericht / Finanzergebnisse 20210, Presse Briefing, S. 13

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete in TWh

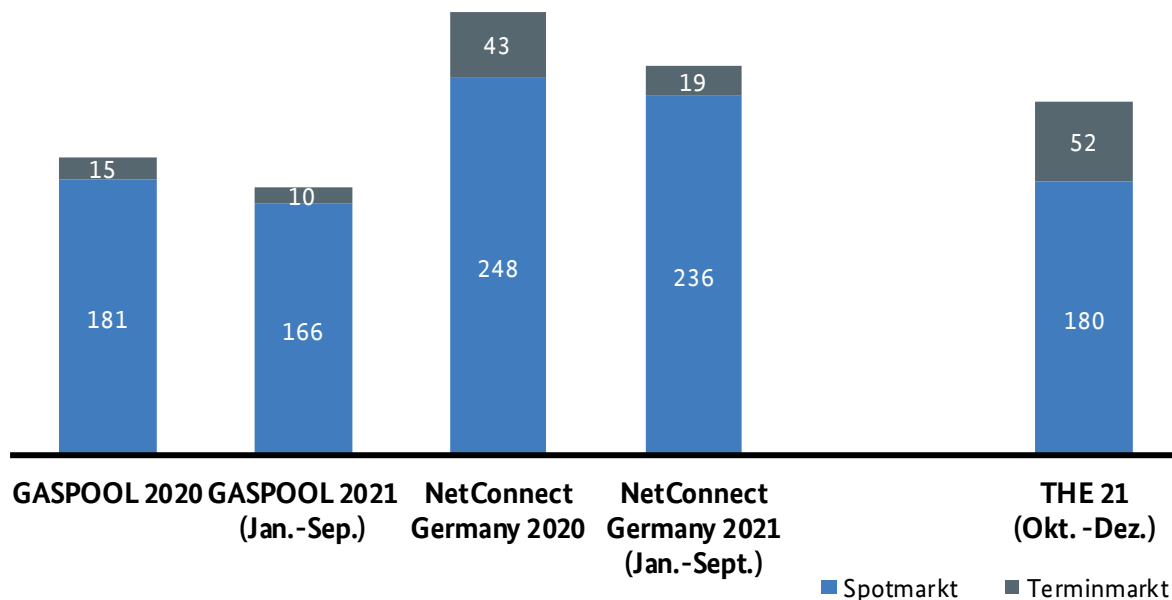


Abbildung 197: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Zum 31. Dezember 2021 betrug die gesamte Anzahl der Handelsteilnehmer am Börsenhandel der EEX 158. Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven¹⁵⁶ Teilnehmer für THE-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 83 Teilnehmer. Auf dem Terminmarkt betrug die Anzahl der durchschnittliche aktiven Teilnehmer je Handelstag für das Marktgebiet THE lediglich fünf Teilnehmer. Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Abnahmemenge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich.

2. Außerbörslicher Großhandel

Der weitaus überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich („over-the-counter“ – OTC) abgewickelt. Der außerbörsliche Handel bietet den Vorteil, dass er – bilateral oder multilateral – flexibel durchgeführt werden kann, insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf am börslichen Markt übliche Standardisierungen in der Ausgestaltung der Kontrakte. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

2.1 Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Kosten zum börslichen Handel reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig wird eine breitere Risikostreuung ermöglicht, da Broker als Dienstleister anbieten, das von ihnen

¹⁵⁶ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen. Hiermit wird das Kontrahentenausfallrisiko der Parteien abgesichert. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens der Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt neun (im Vorjahr zehn) Brokerplattformen beteiligt. Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2021 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.392 TWh (im Vorjahr mit zehn Brokern bei 2.898 TWh). Davon entfielen 862 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2021 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche. Der Rückgang des Gesamtvolumens bei den Brokern von rund 17 Prozent im Vergleich zum Vorjahr dürfte jedoch unter anderem auf fehlende Teilnahme der Broker an der Datenabfrage für das Jahr 2021 zurückzuführen sein.

Gas: Erdgashandel über neun Brokerplattformen in 2021 nach Erfüllungszeitraum in TWh

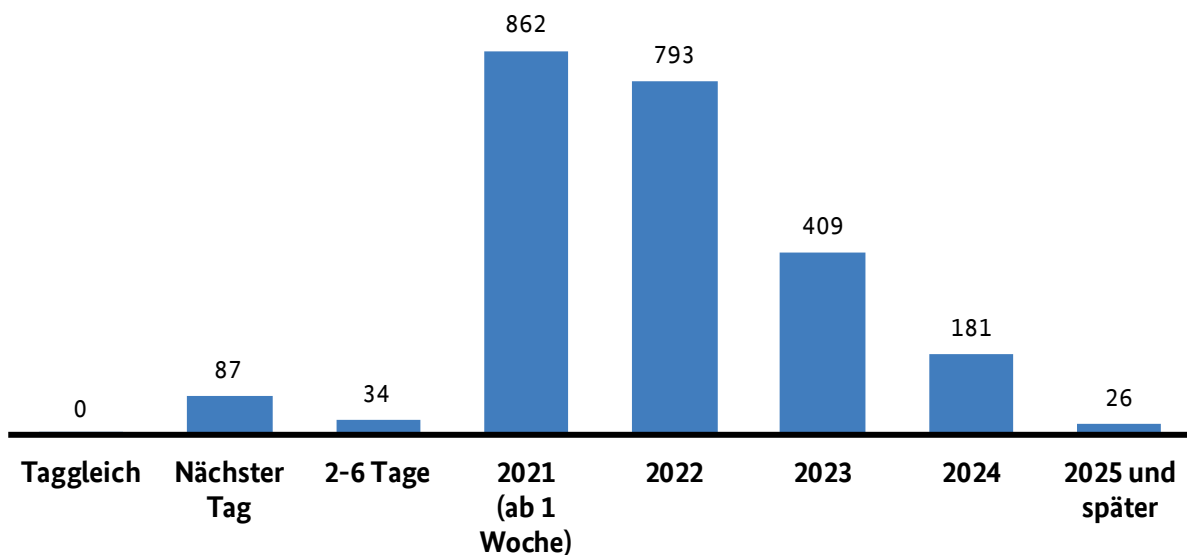
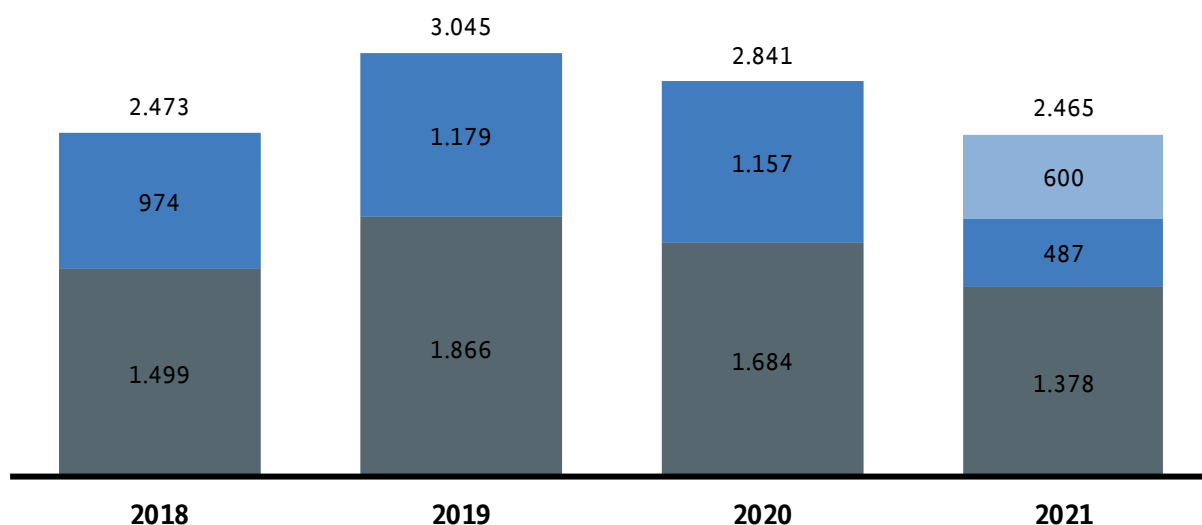


Abbildung 198: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2021 nach Erfüllungszeitraum

Bezogen auf die Abfrage der neun Broker für das Energiemonitoring 2021 machen kurzfristige Transaktionen auf dem Spotmarkt mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche nur noch rund fünf Prozent (Vorjahr: sieben Prozent) des von den neun Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 95 Prozent den Terminmarkt betreffen. Dabei stellen die Geschäfte für das laufende Jahr den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgashandel dar, gefolgt von den Lieferungen für das Folgejahr. Während das im Jahr 2021 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) nur noch 41 Prozent (Vorjahr: 47 Prozent) des Gesamtvolumens darstellte, wurden für das Folgejahr 2022 rund 33 Prozent (Vorjahr: 29 Prozent) gehandelt. Auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten im Jahr 2023 und später entfiel ein Anteil von rund 26 Prozent (Vorjahr: 24 Prozent).

Die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Daten zum brokervermittelten Erdgashandel weisen ebenfalls eine Abnahme des Gas-Handelsvolumens im Jahr 2021 aus. In der LEBA sind unter anderem sieben der neun Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der folgenden Auswertung zu Grunde liegen. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2021 für die deutschen Marktgebiete insgesamt 2.465 TWh (Vorjahr 2.841 TWh), was einem Rückgang von rund 15 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen in TWh



Quelle: London Energy Brokers' Association

Abbildung 199: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiet

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Ebenfalls wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen an den deutschen virtuellen Handelspunkten (VHP). Über die VHP können Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen mittels Nominierungen übertragen.

Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich regelmäßig auch in steigenden Nominierungsmengen nieder. Da aber nur der Handelssaldo zwischen Parteien – bei Börsengeschäften also Marktteilnehmer auf der einen und Börse auf der anderen Seite – nominiert wird, bewegt sich das Nominierungsvolumen langsamer als das Handelsvolumen. Außerdem sind nicht alle Nominierungsmengen mit Transaktionen auf den Großhandelsmärkten verbunden, etwa bei Übertragungen zwischen Bilanzkreisen des gleichen Unternehmens.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich wie im Vorjahr die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL (mit Daten bis September 2021) und THE (mit Daten ab Oktober 2021) beteiligt. Die an den VHP nominierten Gasmengen sind nur minimal von insgesamt 3.806 TWh im Vorjahr auf

3.807 TWh im Jahr 2021 gestiegen. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 35 Prozent (1.342 TWh) des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 39 Prozent (1.498 TWh, jeweils für die Monate Januar bis September 2021) und auf den VHP von THE rund 25 Prozent (967 TWh für die Monate Oktober bis Dezember 2021). Fast 91 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen neun Prozent auf L-Gas.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten

in TWh

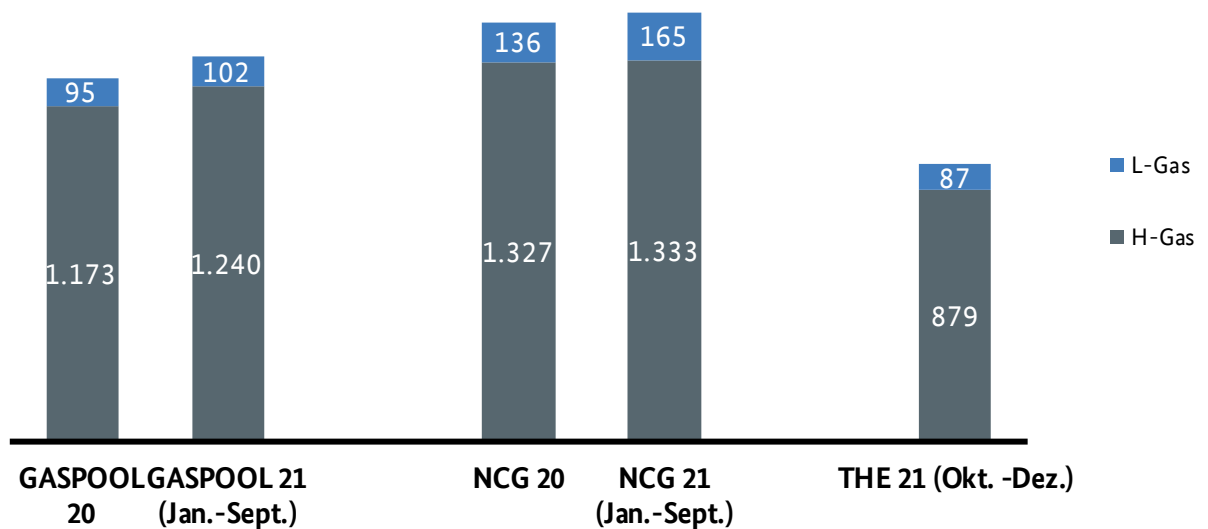


Abbildung 200: Entwicklung der Norminierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Ein Vergleich mit dem Vorjahr zeigt die Entwicklung der Nominierungsmengen von NCG und GASPOOL von Oktober bis Dezember 2020 mit den Nominierungsmengen von THE im Zeitraum Oktober bis September 2021.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina im Vorjahresvergleich in TWh

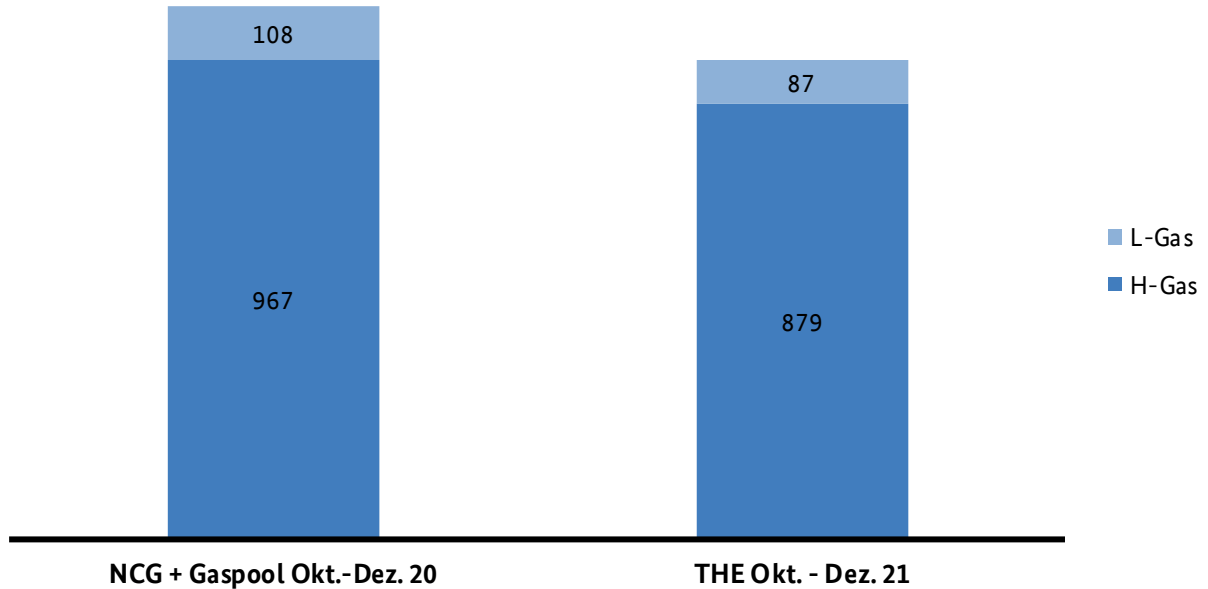


Abbildung 201: Entwicklung der Nominierungsvolumina im Vorjahresvergleich in TWh

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren saisonale Unterschiede. In den Monaten Juli bis September 2021 lag das (addierte) Nominierungsvolumen am VHP monatlich bei maximal 254 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit rund 232 TWh im Juni 2021, der Jahreshöchststand wurde im Januar 2021 mit 440 TWh erreicht.

Gas: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handels- punkten 2021 in TWh

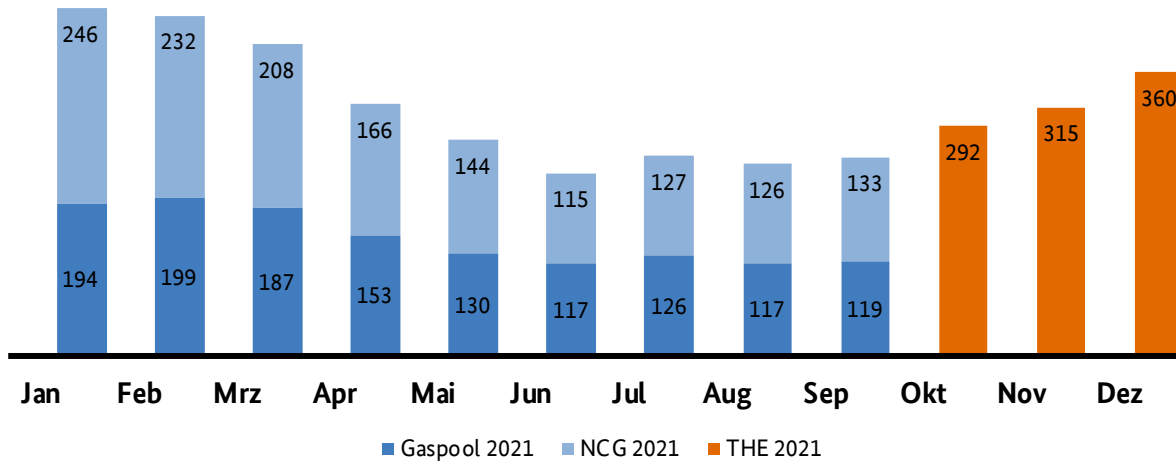


Abbildung 202: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2021

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d. h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, sieht im Jahr 2021 wie folgt aus: Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 341 auf 345. Für L-Gas betrug die Anzahl 176 (im Vorjahr 179). Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die Zahl der aktiven Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 279 auf 284 gesteigert. Bei dem Bezug von L-Gas im Marktgebiet von GASPOOL ist die Handelsteilnehmerzahl ebenfalls wieder von 139 auf 142 gestiegen. Die Zahl der Handelsteilnehmer im Marktgebiet THE betrug für H-Gas im Mittel 424 und für L-Gas 197.

3. Großhandelspreise

Als für den deutschen Erdgashandel bedeutsamer Börsenplatz veröffentlicht die EEX mehrere Preisindizes zur Bereitstellung von Referenzpreisen für Gaskontrakte unterschiedlicher Beschaffungszeiträume. Der von der EEX veröffentlichte EGSI bildet das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Darüber hinaus steht mit dem European Gas Index Deutschland (EGIX) ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am BAFA-Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen (vgl. Abbildung 206).

Der EGSI ersetzt den Tagesreferenzpreis als kurzfristigen Preisindex und wird nach dem Prinzip des volumengewichteten Mittelwerts ermittelt. Anders als der Tagesreferenzpreis wird der EGSI bereits mindestens einen Tag vor dem Erfüllungsdatum berechnet. Liegen einem Handelstag Wochenendtage oder „Banking Holiday“-Tage voraus, so weicht die Berechnung ab. Zur besseren Vergleichbarkeit beruht die Analyse des EGSI in diesem Bericht daher ausschließlich auf den Handelspreisen und Volumina der sogenannten „Day-Ahead“-Produkte.

Der EGSI betrug bis September 2021 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 30,29 Euro/MWh und für GASPOOL 30,33 Euro/MWh. Im Vorjahr betragen die Vergleichswerte für den Tagesreferenzpreis für NCG 9,58 Euro/MWh und 9,71 Euro/MWh für GASPOOL, was einer Preissteigerung im Jahr 2021 um rund 316 Prozent für NCG und rund 312 Prozent für GASPOOL entspricht. Über das Jahr 2021 schwankte der EGSI bezogen auf beide Marktgebiete im Monatsdurchschnitt zwischen 17,69 Euro/MWh (im Februar 2021) und 62,85 Euro/MWh (im September 2021). Der starke Anstieg des EGSI in der zweiten Jahreshälfte zeichnet bereits die sich anschließende Preisentwicklung im Jahre 2022 vor, die in diesem Monitoringbericht noch nicht dargestellt wird.

Gas: EGS-Index (EGSI) im Jahr 2021 für die Marktgebiete NCG und Gaspool in Euro/MWh

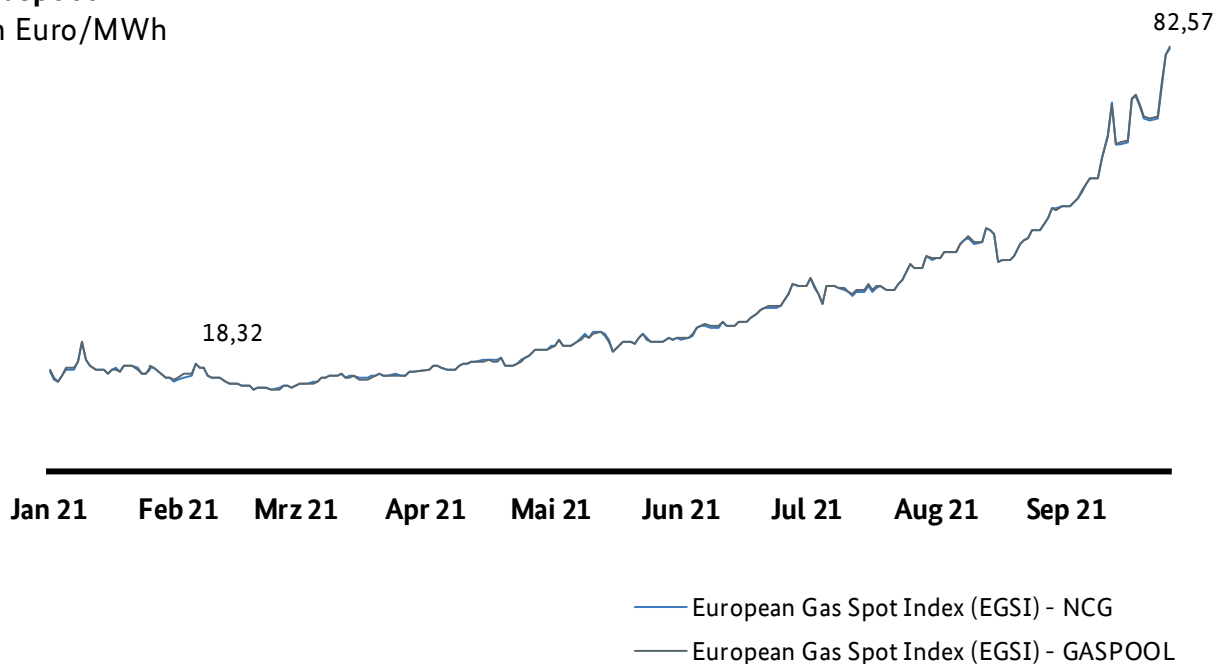


Abbildung 203: EEX-EGSI im Jahr 2021 (bis September 2021)

Der EGSI für das neue Marktgebiet von THE betrug im Oktober 2021 90,94 Euro/MWh und stieg bis Dezember 2021 auf 115,05 Euro/MWh, was im Vergleich zum EGSI im Dezember 2020 eine Preissteigerung um rund 624 Prozent bezogen auf das bisherige Marktgebiet von NCG und um rund 611 Prozent bezogen auf das bisherige Marktgebiet von GASPOOL ergibt.

Gas: Entwicklung des EGSI in den Monaten Okt. - Dez. 2020 und 2021
in Euro/MWh

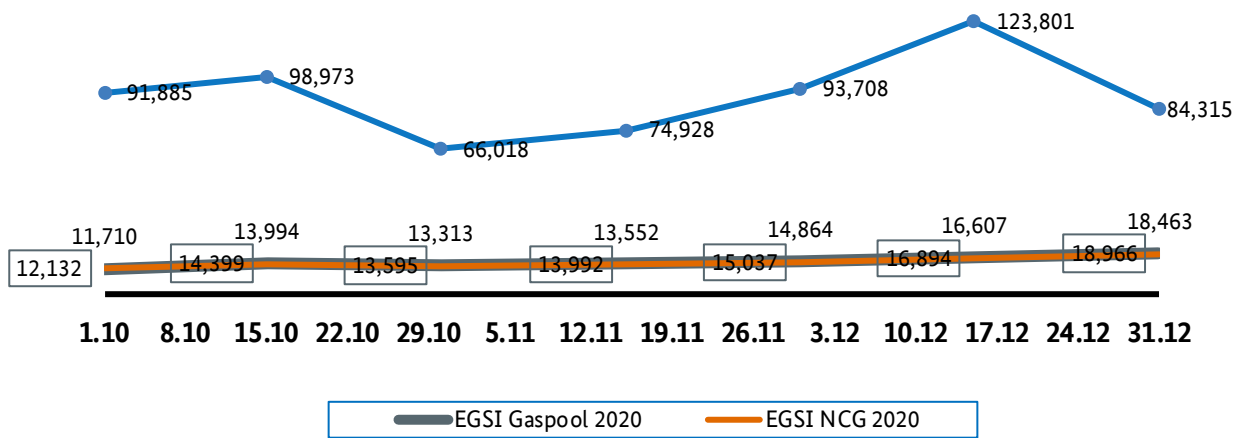


Abbildung 204: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich

Die Abweichungen zwischen dem EGSI für die Marktgebiete NCG und GASPOOL waren im Jahr 2021 kaum festzustellen. So ergaben sich an nur noch sechs Handelstagen Preisunterschiede von bis zu drei Prozent (2020: an 15 Handelstagen). An 218 von 226 Börsenhandelstagen¹⁵⁷ (2020: an 171 von 249 Börsenhandelstagen) betrug die Differenz maximal ein Prozent.

¹⁵⁷ Börsentage bis zum 30. September 2021. Danach Marktgebietszusammenlegung.

Gas: Verteilung der Differenzen zwischen EGSI für die Gasgebiete von NetConnect Germany und GASPOOL im Jahr 2021

Anzahl der Tage mit einer prozentualen Abweichung von

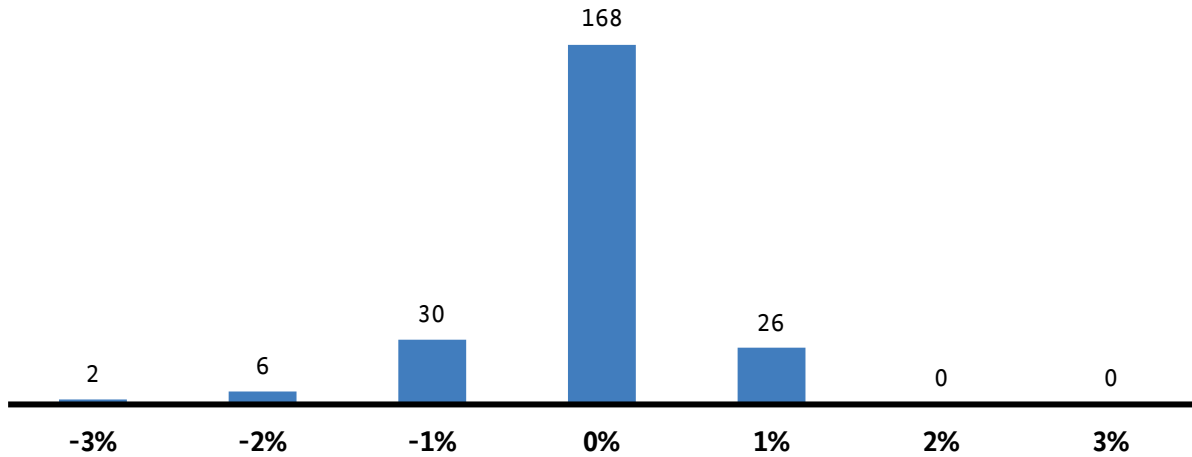


Abbildung 205: Verteilung der Differenzen zwischen dem EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2021

Für mittelfristige Handelskontrakte bildet der EGIX Deutschland einen Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten in den Marktgebieten abgeschlossen werden¹⁵⁸.

Der EGIX Deutschland betrug 2021 zwischen 16,03 Euro/MWh (Januar) und 94,05 Euro/MWh (November). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 38,64 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (9,59 Euro/MWh) einer Steigerung um rund 403 Prozent entspricht.

Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu werden die dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Die in die Ermittlung des Grenzübergangspreises einfließenden Importmengen basieren hauptsächlich auf Importverträgen; Spotmengen hingegen werden in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet.¹⁵⁹ Für 2021 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise 26,02 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2020 noch bei 12,07 Euro/MWh lag (plus 115,6 Prozent).

¹⁵⁸ Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/20220801_EEX_Gas_Reference_Price_EGIX_01.pdf abgerufen am 17 August 2022).

¹⁵⁹ Siehe https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html (abgerufen am 17. August 2021).

Gas: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland
in Euro/MWh

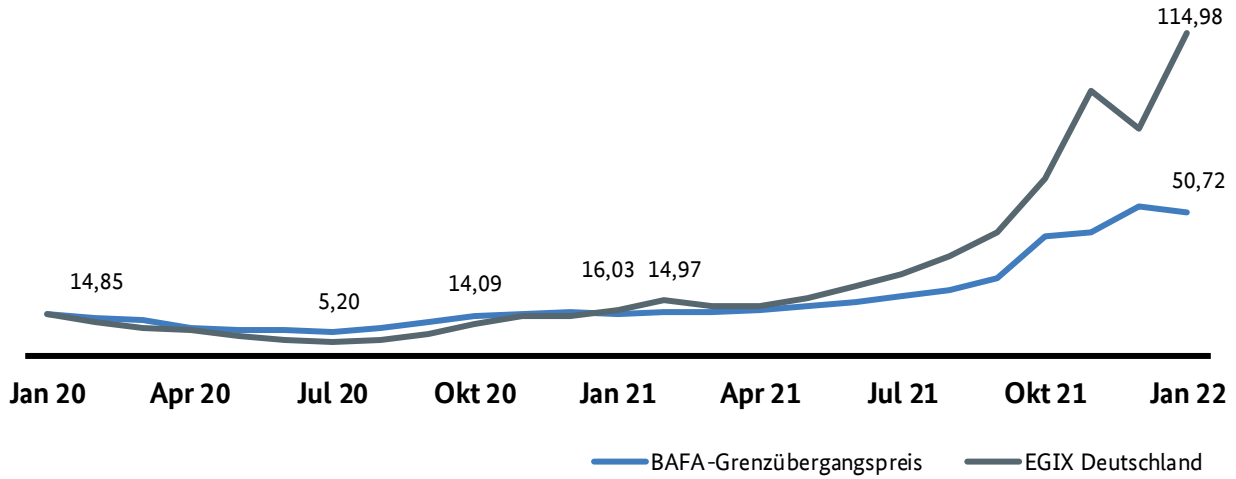


Abbildung 206: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum Januar 2020 bis Januar 2022

Die Entwicklung im Jahr 2021 zeigt, dass der EGIX viel stärker angestiegen ist als der durchschnittliche BAFA-Grenzübergangspreis.

F Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung zum Monitoring 2022 haben insgesamt 1.019 Gaslieferanten teilgenommen. Die Auswertung der Angaben der Gaslieferanten als jeweils einzelne juristische Person ohne Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen kommt zu dem Ergebnis, dass der Gasmarkt in Bezug auf die belieferten Marktlokationen sehr heterogen ist.

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

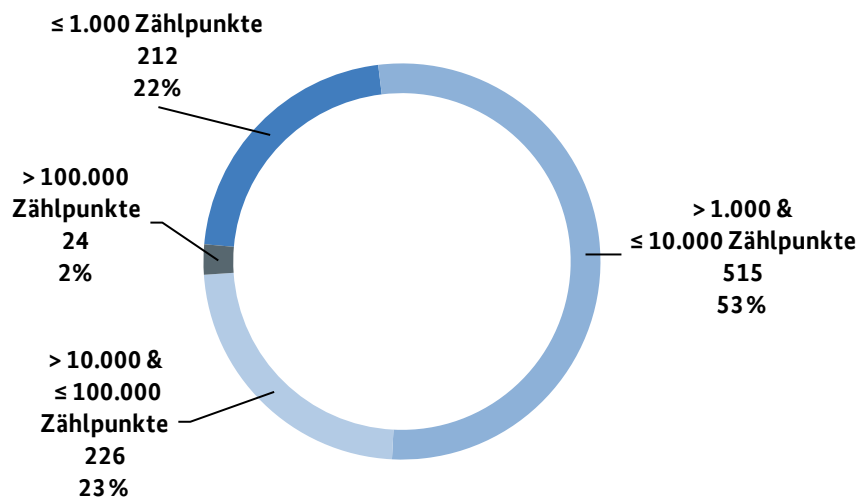


Abbildung 207: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2021

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2022 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern. Hierbei wird auf die Anzahl der beliefernden juristischen Personen abgestellt, d. h. etwaige Konzernverbindungen unter den Lieferanten werden nicht berücksichtigt. Da viele Gaslieferanten ihre Gastarife in vielen Netzen anbieten, ohne einen nennenswerten Kundenstamm zu besitzen, kann die gemeldete hohe Anbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Maß an Wettbewerbsintensität gleichgesetzt werden, liefert aber einen Hinweis auf potenziellen Wettbewerb.

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel stieg die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stets an. Dieser positive Trend setzte sich auch 2021 unverändert fort.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 135 Gaslieferanten wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 113 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
 (alle Letztverbraucher (links) und Haushaltskunden (rechts))
 in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

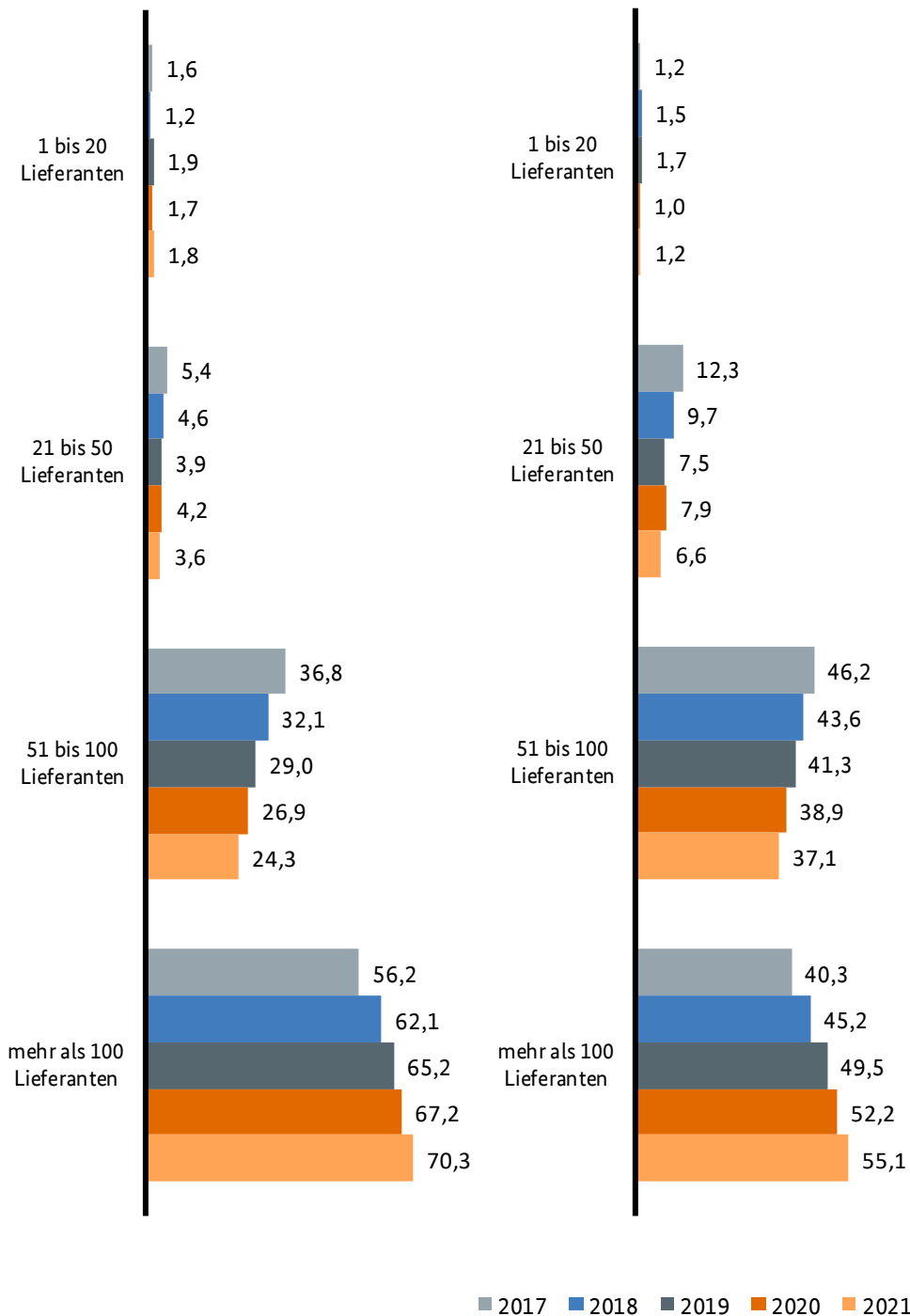


Abbildung 208: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas – Stand 31. Dezember 2021

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Um die Zahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten zu ermitteln wird unterstellt, dass eine Belieferung in über 500 Netzgebieten in Deutschland einer bundesweiten Belieferung gleichkommt. Insgesamt 65 Gaslieferanten (sechs Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig.

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

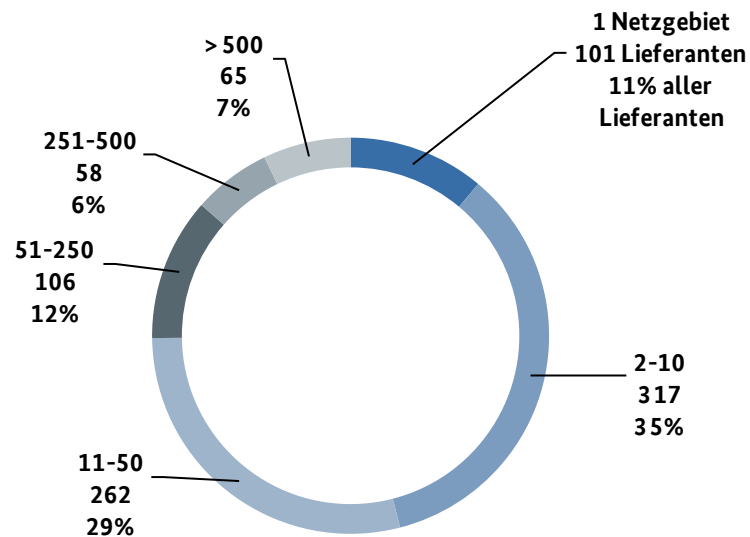


Abbildung 209: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2021

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel



2021 haben rund 41 Prozent der 12,8 Mio. Haushaltskunden in Deutschland hat einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger abgeschlossen und wurden dabei über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert. Gut 24 Prozent der Haushaltskunden befanden sich in der Grundversorgung. Rund 35 Prozent der Haushaltskunden hatten einen Gasliefervertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Der Anteil der Grundversorgungsverträge geht seit Jahren zurück. Der Anteil der Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, steigt stetig.

Fast zwei Millionen Haushaltskunden haben im Jahr 2021 ihren Gaslieferanten gewechselt. Insbesondere Haushaltskunden die von einem Umzug oder Neueinzug betroffen sind, entschieden sich immer häufiger direkt für einen Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Im vierten Quartal 2021 stiegen die Beschaffungspreise in Deutschland stark an. Einige Lieferanten beendeten daraufhin ihre Tätigkeit und meldeten teilweise Insolvenz an. Neben einiger kleinerer Lieferanten handelte es sich insbesondere um einen größeren Strom- und einen größeren Gaslieferanten. Die Energiebelieferung der betroffenen Kunden wurde unterbrechungsfrei vom Grundversorger übernommen. Diese überdurchschnittlich hohen Kundenzuwächse nahmen einige Grundversorger zum Anlass, unterschiedlich hohe Allgemeine Preise für Bestands- und Neukunden anzubieten. Begründet wurde dies insbesondere damit, dass die kurzfristige Energiebeschaffung für diese neuen Kunden deutlich teurer war als die langfristige Beschaffung der Bestandskunden. Die rechtliche Zulässigkeit dieses Splits war im Anschluss Gegenstand von Gerichtsverfahren.

Der Gesetzgeber griff dies auf. Im Juli 2022 traten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Kraft, die eine Differenzierung der Allgemeinen Preise zwischen Bestands- und Neukunden in der Grundversorgung untersagten. In der Ersatzversorgung dürfen im Gegenzug die Allgemeinen Preise höher sein als die in der Grundversorgung (auch für Haushaltskunden) und können jeweils zum 01. und 15. eines Monats angepasst werden.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung, etc.) und die aktuellen Preise des derzeitigen Gaslieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Gaslieferanten zu vergleichen.

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit Erfassungs- und Abgrenzungsschwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahekommen.

Die Gasletzter Verbraucher werden nach der Art ihrer Verbrauchserfassung entsprechend in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nach qualitativen Merkmalen definiert.¹⁶⁰ Bei allen übrigen Kunden handelt es sich somit um Nicht-Haushaltskunden. Zu diesen zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die bei den Händlern und Lieferanten erhobene Gasabgabemenge an SLP- und RLM-Kunden betrug 911 TWh im Jahr 2021 (2020: 853 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 508,3 TWh (2020: 493,5 TWh) auf RLM-Kunden und rund 402,7 TWh (2020: 356 TWh) auf SLP-Kunden¹⁶¹. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG wurden im Jahr 2021 rund 273 TWh (2020: 245 TWh) abgegeben.



Bei der Datenerhebung zum Monitoring wurden die Gaslieferanten befragt, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei folgenden Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle ein.¹⁶² Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Man spricht hier auch von sogenannten „Sonderverträgen sui generis“ zwischen dem Lieferanten und dem Kunden (vgl. § 1 Abs. 4 KAV). Die Auswertung nach diesen drei Kategorien lässt Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat.

Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Insbesondere ist zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunter-

¹⁶⁰ Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

¹⁶¹ Die Differenz zwischen der Mengenangabe von 911 TWh (Summe aus RLM- und SLP-Mengen) und der Gesamtabgabemenge von 909 TWh resultiert aus abweichenden Angaben der befragten Lieferanten.

¹⁶² Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

nehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ zählt.¹⁶³ Zudem wurden die Gaslieferanten befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2021 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2021 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel im Sinne des Monitorings wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, der die Messlokation eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zuordnet. Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ist für den Netzbetreiber nicht oder nur mit erheblichem Aufwand von einem kundenseitig initiierten Lieferantenwechsel zu trennen und wird daher ebenfalls als Lieferantenwechsel gezählt. Das Gleiche gilt bei Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder bei einer Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“). Daher kann die tatsächliche Anzahl der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten geringfügig abweichen. Neben Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden bei Einzug betrachtet.

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung, beispielsweise im Viertelstundentakt, erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf aus.¹⁶⁴ Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2021 haben 932 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (2020: 922). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2021 RLM-Kunden an 42.160 Marktlokationen mit gut 508,3 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung¹⁶⁵ (116,1 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (392 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/ Ersatzversorgung wurden etwa 0,25 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,05 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

¹⁶³ Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

¹⁶⁴ Nach § 24 GasNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer stündlichen Ausspeiseleistung von 500 KW bzw. ab einer jährlichen Entnahme von 1,5 GWh.

¹⁶⁵ Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von einer „Grundversorgung“ von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die „Ersatzversorgung“.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen wie im Vorjahr ca. 22,8 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 77,1 Prozent (77,2 Prozent in 2020) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Gas: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2021

Menge und Verteilung

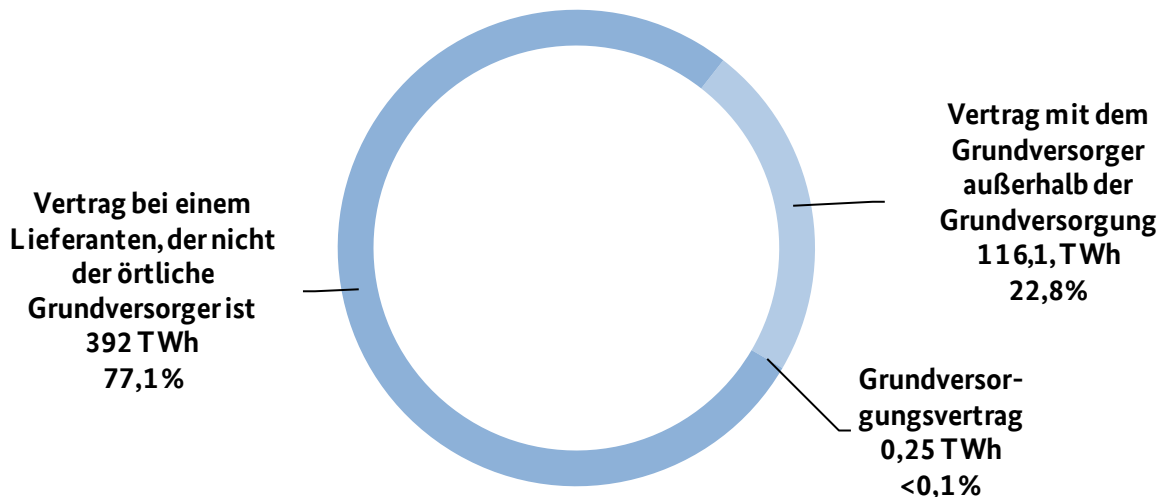


Abbildung 210: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2021

2.1.2 Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Befragung der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s. o.) im Jahr 2021 stattgefunden haben. Nicht berücksichtigt wird, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden nach fünf verschiedenen Verbrauchskategorien differenziert eingeholt. In die Berechnung der Wechselquote bei Nicht-Haushaltskunden fließen nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken ein. Die Erhebung erbrachte die folgenden Ergebnisse:

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2021

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt- entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.972.831	14,5%	46,7 TWh	13,6%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	16.879	12,5%	15,6 TWh	13,2%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	875	21,7%	13,3 TWh	13,1%
≥ 100 GWh/Jahr	88	15,5%	27,8 TWh	10,2%
Gaskraftwerke	7	3,5%	4,2 TWh	3,9%
Gesamt	1.992.882		107,6 TWh	

Tabelle 137: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2021

Die Gesamtzahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechsel ist in 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 von 1.547.014 auf 1.992.882 gestiegen (+28,8 Prozent). Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge nahm ebenfalls kräftig zu. Sie stieg auf 107,6 TWh (Vorjahr 80,6 TWh, + 33,5 Prozent). Diese Veränderung deutet darauf hin, dass im Berichtsjahr auch vermehrt große Industriebetriebe den Lieferanten gewechselt haben.

Gas: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

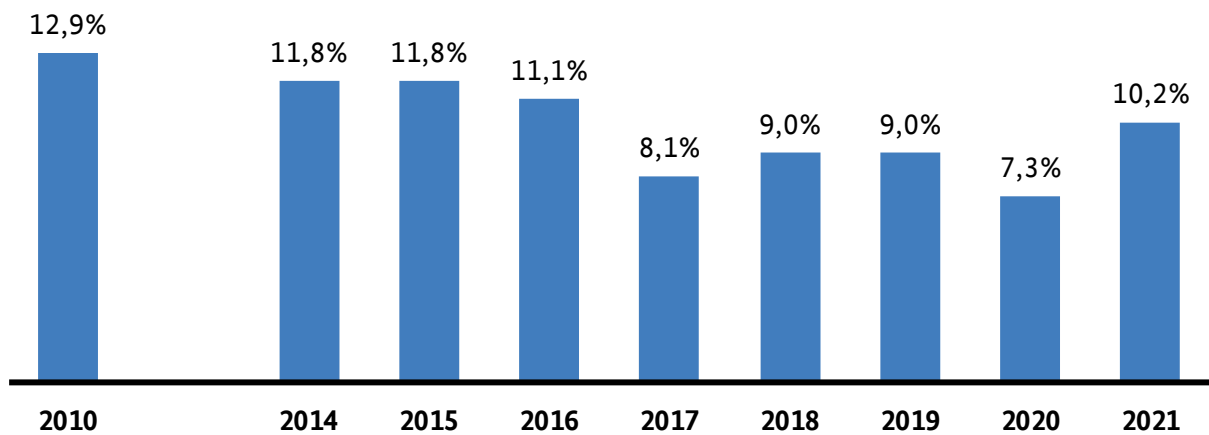



Abbildung 211: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

In den vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Über diese vier Abnahmekategorien hinweg betrachtet stieg die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2021 wieder auf 10,2 Prozent.

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur



Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2022 wurde die Abfrage der Gasabgabemenge der Gaslieferanten an die Haushaltskunden für das repräsentative Eurostat Band II (D2) mit einem jährlichen Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) durchgeführt. In diese an die Systematik des Eurostat angelehnte Verbrauchskategorie fällt der durchschnittliche deutsche Gasverbrauch für einen Haushaltskunden in Höhe von 20.000 kWh.

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden ist eine Stagnation zu beobachten, wobei der Anteil der Grundversorgung nach einer leichten Erhöhung im Vorjahr wieder gesunken ist.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2021
Menge und Verteilung

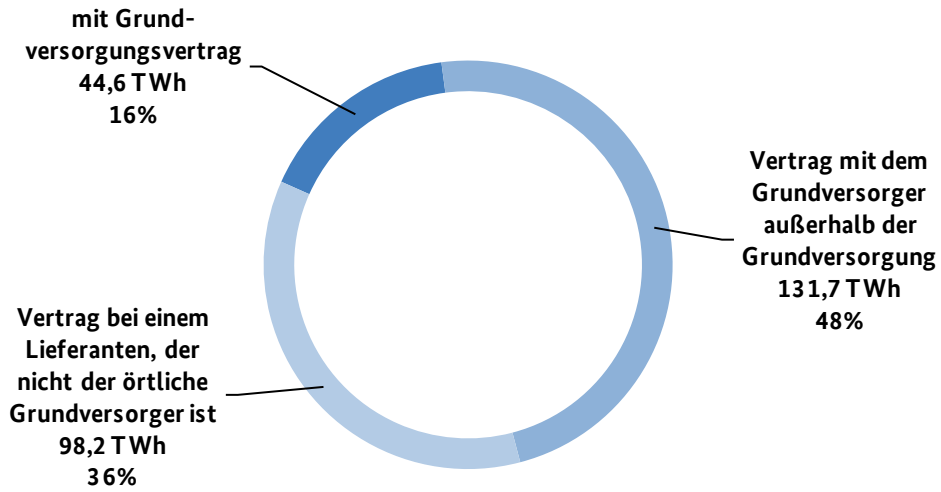


Abbildung 212: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2021

Gas: Anteile der Abgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart
in Prozent

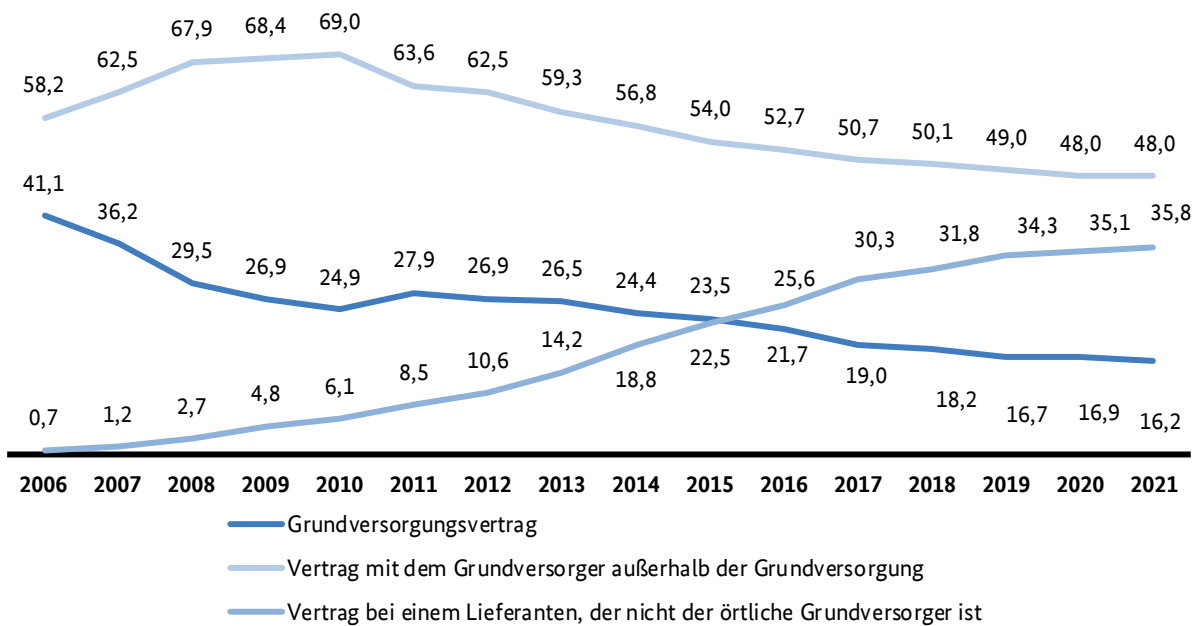


Abbildung 213: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2021

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden wurden die Abgabemengen an die Haushaltskunden für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) analysiert.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) nach Verbrauchsband II, D3

Vertragsart	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)			
	2020		2021	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	31,2	17,8	32,9	16,9
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	85,8	49,1	93,5	48,1
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	57,9	33,1	67,8	34,9
Gesamtsumme	174,9	100,0	194,2	100,0

Tabelle 138: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31.Dezember 2021

Bei der Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2021 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 41 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2021

Anzahl in Mio. und Verteilung

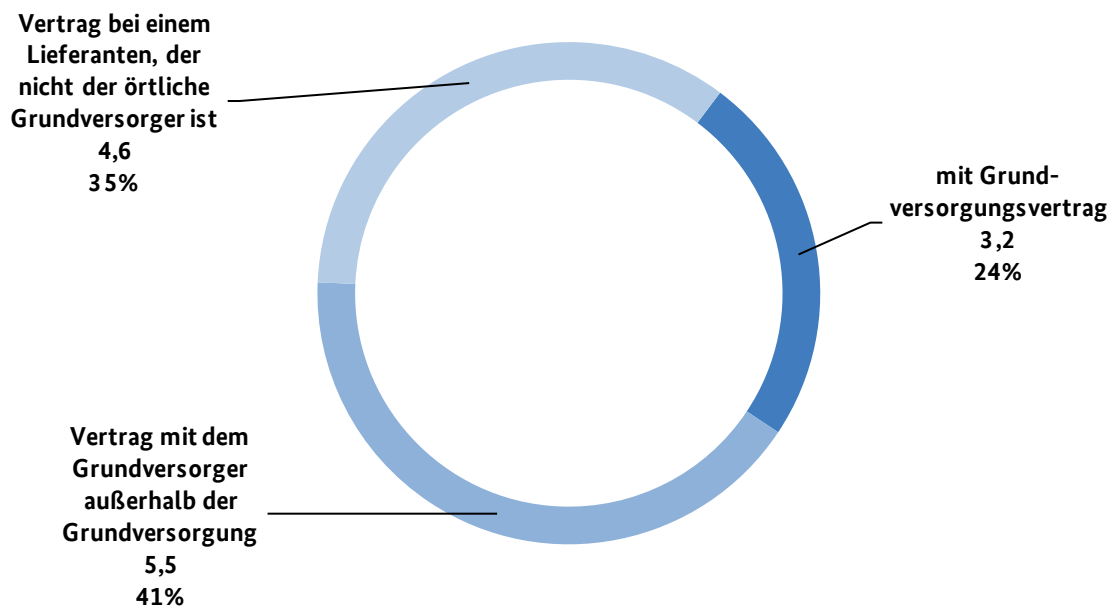


Abbildung 214: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2021

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden wurde auch die Anzahl der belieferten Haushaltskunden für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) analysiert.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl und Verteilung) nach Verbrauchsband II, D3

Vertragsart	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)			
	2020		2021	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	1,8	19,6	1,8	18,9
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	4,3	46,7	4,3	45,3
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	3,1	33,7	3,4	35,8
Gesamtsumme	9,2	100,0	9,5	100,0

Tabelle 139: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2021

2.2.2 Vertragswechsel

Die Gaslieferanten wurden nach den im Jahr 2021 durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden befragt. Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.¹⁶⁶ In 2021 ist die Anzahl und die Menge der Vertragswechsel um rund 30 Prozent deutlich gesunken. In diesem Zusammenhang verringerte sich die mengenbezogene Vertragswechselquote in 2021 von 4,8 auf 3,1 Prozent. Der Grund dafür könnten die Gaspreissteigerungen ab dem dritten Quartal 2021 sein. Möglicherweise blieben die Haushaltskunden aufgrund der allgemeinen Preisentwicklung und fehlender Alternativen bei ihren bestehenden Verträgen.

¹⁶⁶ Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2021 Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge (273,1 TWh) in Prozent	2021 Vertragswechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (13,3 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	8,5	3,1	0,54 Mio.	4,1

Tabelle 140: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2021 gemäß Abfrage Gaslieferanten

2.2.3 Lieferantenwechsel

Der Lieferantenwechselwert von Haushaltskunden setzt sich zusammen aus der Anzahl der Wechsel zu einem anderen Lieferanten und der Anzahl von Wechseln im Rahmen von Umzügen, bei denen nicht der Grundversorger als Lieferant gewählt wurde. Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden sank im Jahr 2021 um gut ein halbes Prozent auf rund 1,64 Millionen. Dabei wechselten rund 1,3 Mio. Haushaltskunden, indem sie ihren bestehenden Liefervertrag gekündigt haben (freiwilliger Wechsel). Hierbei ist zu beachten, dass im Jahr 2021 für die Bestimmung dieser Zahl die "unfreiwilligen" Wechsel aufgrund von u.a. insolvenzbedingten Kündigungen durch die Lieferanten, die aufgrund der gestiegenen Preise nicht weiter beliefern konnten von der Gesamtsumme der Lieferantenwechsel abgezogen wurden. Diese Anzahl der "unfreiwilligen" Lieferantenwechsel belief sich auf rund 345.200 Kunden. Mögliche Ursachen für den Rückgang der Lieferantenwechsel sind u.a. bei den Gaspreissteigerungen ab dem dritten Quartal 2021 zu suchen. Möglicherweise scheuten Neuwechsler aufgrund mangelnder preislicher Alternativen den Schritt zu einem neuen Gasanbieter.

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Anzahl

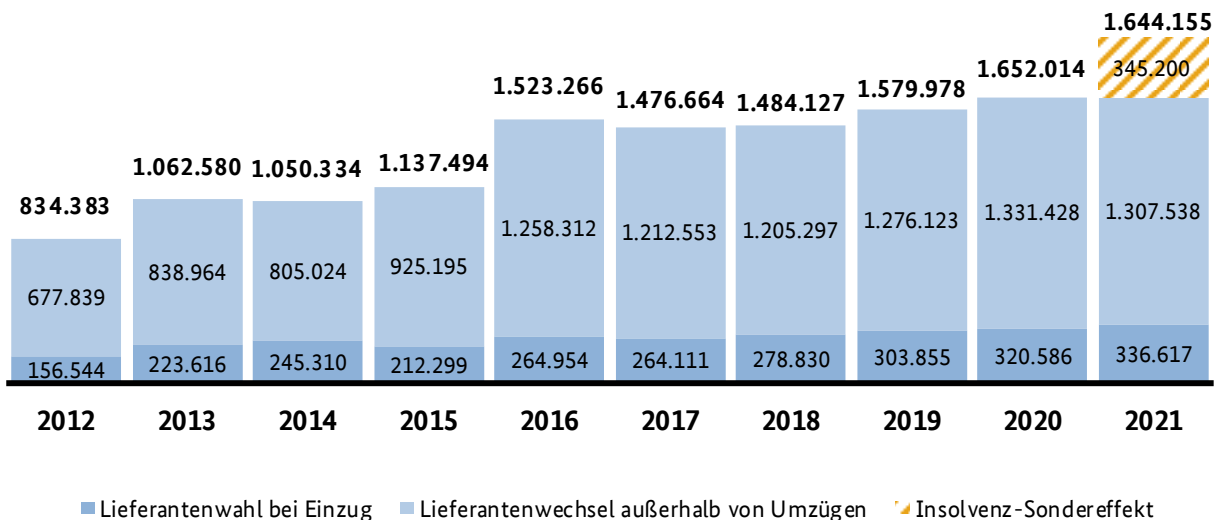


Abbildung 215: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Unter Beachtung der von den Verteilernetzbetreibern (VNB) Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,8 Mio. und nach der Bereinigung um die insolvenzbedingten "unfreiwilligen" Lieferantenwechsel ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 12,8 Prozent (2020: 12,9 Prozent). In der folgenden Abbildung ist der Verlauf der anzahlbezogenen Lieferantenwechselquote seit 2009 dargestellt.

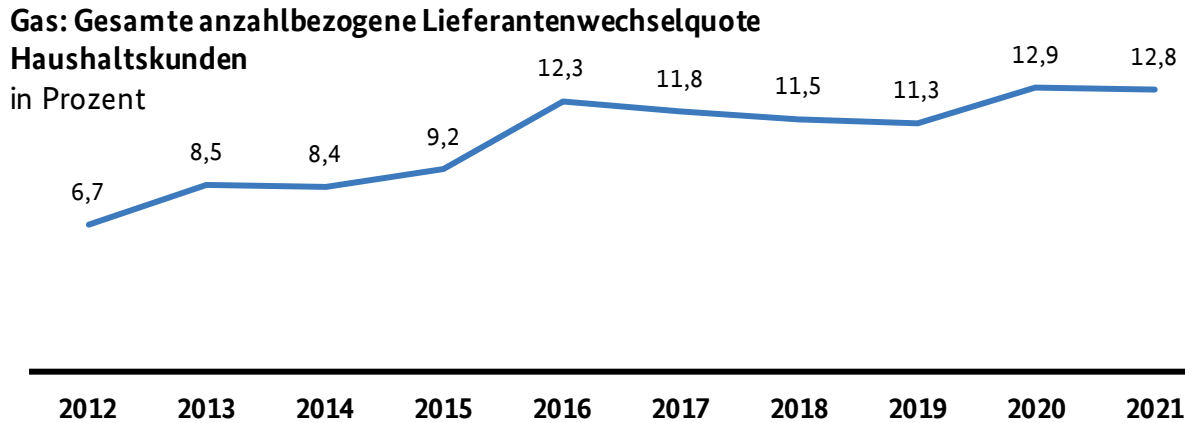


Abbildung 216: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung



Von Gassperrungen waren im Jahr 2021 rund 27.000 Gaskunden betroffen.

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine sogenannte Sperrandrohung erfolgen. Mit der Sperrandrohung ist der Kunde über Möglichkeiten der Vermeidung der Sperrung zu informieren.

Eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. In der Grundversorgung ist dem Kunden das konkrete Datum der Sperrung acht Werktage im Voraus anzukündigen und spätestens mit dieser Ankündigung ist dem Kunden der Abschluss einer Abwendungsvereinbarung anzubieten, die eine Ratenzahlungsvereinbarung und eine Weiterversorgung auf Vorauszahlungsbasis beinhaltet.

Im Gasbereich wurde nunmehr entsprechend der Regelung im Stromsektor eine Untergrenze der ausstehenden Forderung, ab der eine Sperrung ausgesprochen werden darf, eingeführt. In der Grundversorgung darf eine Sperrung erst bei einem Zahlungsverzug von zwei Monatsabschlägen und mindestens 100 Euro durchgeführt werden. Wenn kein Monatsabschlag vereinbart ist, muss der Zahlungsverzug mindestens ein Sechstel des voraussichtlichen Jahresbetrags ausmachen. Eine Sperrung ist nicht zulässig, wenn sie unverhältnismäßig ist. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn dadurch eine konkrete Gefahr für Leib oder Leben der dadurch Betroffenen besteht.

Dem Kunden können sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung die Kosten vom Lieferanten in Rechnung gestellt werden. Die Höhe der Kosten ist je nach Lieferant und Netzbetreiber sehr unterschiedlich. In der Grundversorgung haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Bei absehbaren Änderungen des Verbrauchs können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht zudem die Möglichkeit, Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

Im Dezember 2021 wurden die Voraussetzungen für eine Sperrung in der Grundversorgung verschärft. Die dargestellten Voraussetzungen bilden die neue Rechtslage ab.

3.1 Gassperrungen und Kündigungen

Für das Jahr 2021 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Gaslieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Erstmals wurden Sperrungen quartalsweise abgefragt.

Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2021 bei 26.905 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 12 Prozent gestiegen (2020: 23.991). Der Anstieg der Sperrungen, insbesondere im Gasbereich, im Jahr 2021 ist teilweise auf nachgeholte Sperrungen aus dem Jahr 2020 zurückzuführen. Aufgrund des während der Corona-Pandemie zeitweise geltenden Leistungsverweigerungsrechts nach Art. 240 § 1 EGBGB gingen die Sperrungen in 2020 deutlich zurück. Ein Großteil der Lieferanten verzichtete zudem freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden. Auch im Jahr 2021 hat rund die Hälfte der von der Bundesnetzagentur befragten Gaslieferanten auf eine Sperrung freiwillig verzichtet. Häufig wurden gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen.

Gas: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber Anzahl

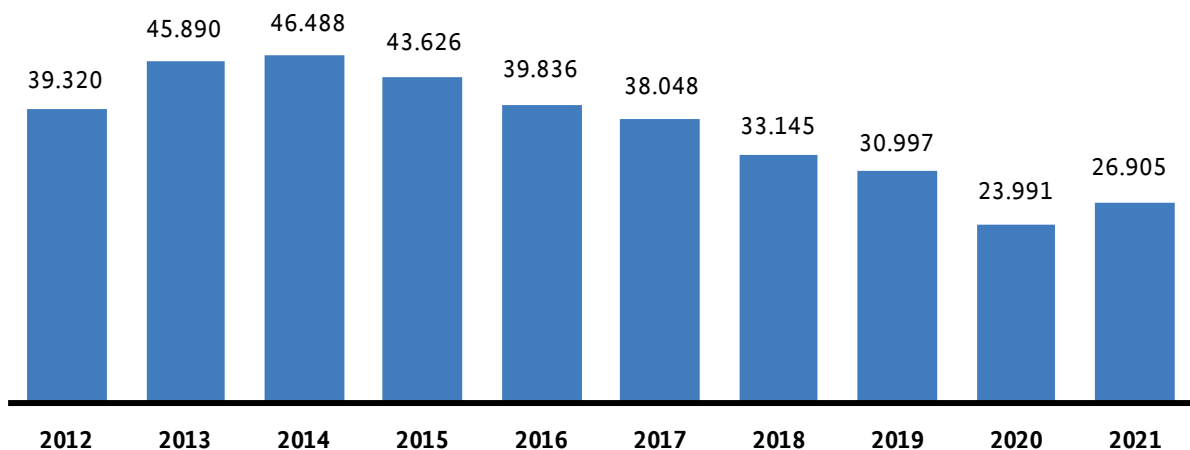


Abbildung 217: Gassperrungen nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2013 bis 2021

Die nachfolgende Darstellung zeigt, wie häufig Gaslieferanten im Jahr 2021 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben. Bei den Sperrbeauftragungen durch Gaslieferanten ist ein Anstieg um rund 7,6 Prozent zu beobachten. Auch bei diesen Zahlen ist davon auszugehen, dass es sich hier teilweise um nachgeholte Sperrbeauftragungen aus dem Jahr 2020 handelt.

Gas: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl im Jahr 2017 bis 2021

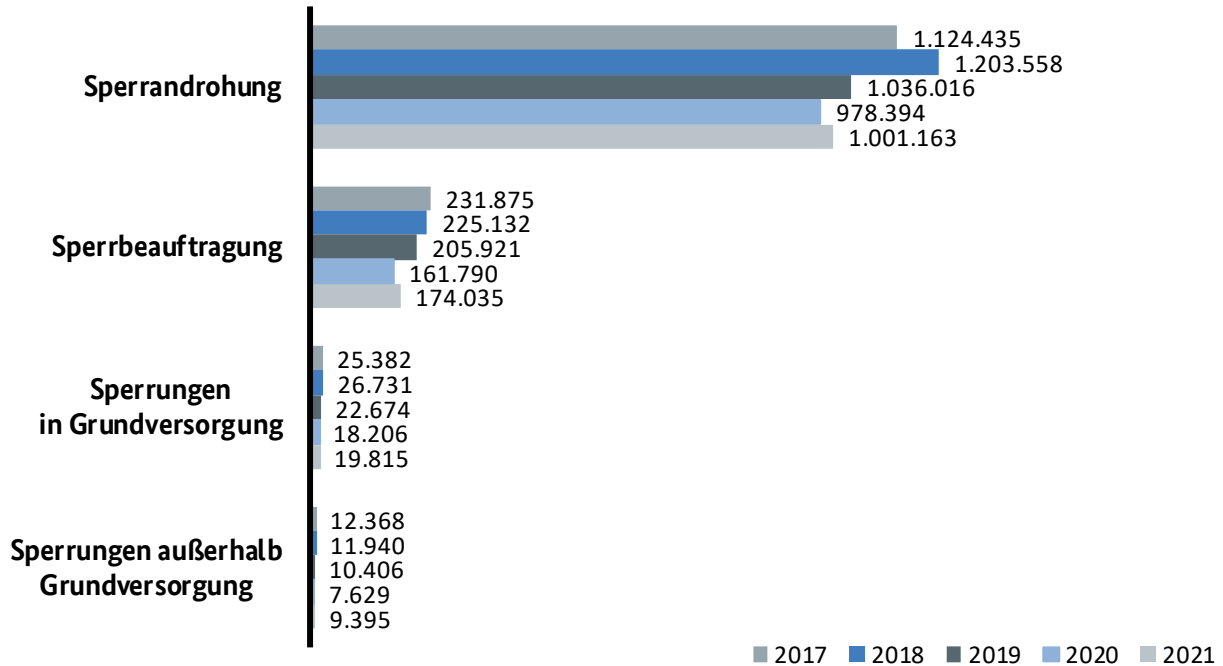


Abbildung 218: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Im Dezember 2021 wurde für die Grundversorgung geregelt, dass eine Sperrung erst bei einem Zahlungsverzug in Höhe von zwei Monatsabschlägen und mindestens 100 Euro durchgeführt werden darf. Wenn kein Monatsabschlag vereinbart ist, muss der Zahlungsverzug mindestens ein Sechstel des voraussichtlichen Jahresbetrags ausmachen. Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Während einige Gaslieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, hat ein Teil der Gaslieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche, eigene Kosten in Rechnung gestellt. Die Lieferanten wurden gefragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 GasGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung haben die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt rund 47 Euro (inkl. USt.) zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 3,50 Euro und 210 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt rund 50 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne ebenfalls zwischen 3,50 Euro und 210 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 56 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 1,40 Euro bis 222 Euro reichte, und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 60 Euro (inkl. USt.) betrug mit einer Spanne von ca. 4 bis 210 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Gaslieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 3,50 Euro.

Für das Jahr 2021 wurde zum ersten Mal erhoben, wie sich die Sperrungen zwischen den Quartalen verteilen, was einen Überblick über die Saisonalität bietet. Dabei ist zu beachten, dass eine Sperrung zum Erreichen der Mindesthöhe des Zahlungsverzugs, den Fristen zur Androhung und Ankündigung immer einer gewissen Vorlaufzeit unterliegt. Es zeigt sich, dass der Großteil der Sperrungen im dritten Quartal durchgeführt werden.

Gründe hierfür wurden nicht erhoben. Generell treffen Sperrungen im dunkleren Winterhalbjahr die Verbraucher deutlich härter, als solche im Sommer. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Verteilung der Sperrungen.¹⁶⁷

Gas: Sperrungen nach Quartalen 2021

Anzahl

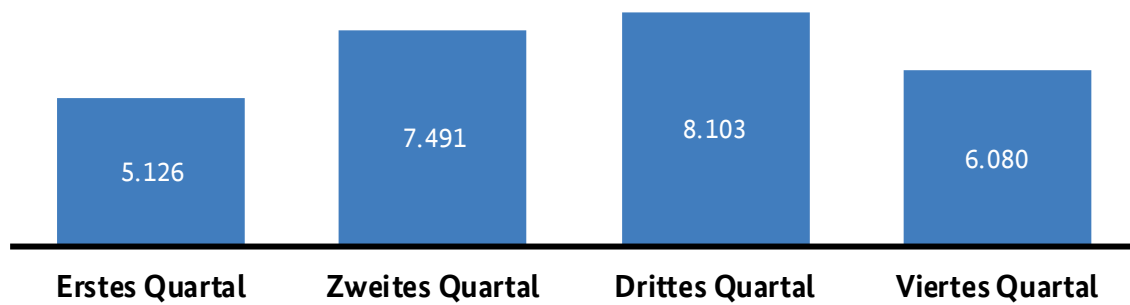


Abbildung 219: Gassperrungen nach Quartalen 2021

Aufgeschlüsselt auf die Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der durch die Verteilernetzbetreiber durchgeführten Sperrungen:

¹⁶⁷ Die Summe der Sperrungen aus der Abfrage nach Quartalen (26.800 Sperrungen) weicht aufgrund statistischer Differenzen geringfügig von der durch die VNB gemeldeten Gesamtzahl der Sperrungen in Höhe von 26.905 ab.

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2021 - nach Angaben der VNB

	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	12.613	0,34
Berlin	1.470	0,25
Hessen	2.108	0,21
Baden-Württemberg	2.682	0,19
Rheinland-Pfalz	1.364	0,16
Sachsen-Anhalt	628	0,15
Thüringen	437	0,13
Niedersachsen	2.847	0,13
Bayern	1.578	0,11
Sachsen	530	0,09
Brandenburg	460	0,09
Mecklenburg-Vorpommern	244	0,09
Schleswig-Holstein	473	0,08
Saarland	145	0,08
Hamburg	144	0,06
Bremen	16	0,01
Gesamt Deutschland	27.739	0,19

Tabelle 141: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2021 gemäß Angaben der VNB Gas¹⁶⁸

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten durchschnittlich rund 58 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12,50 Euro und 216 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Anschlusses berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten zwischen 15 und 260 Euro, durchschnittlich also rund 68 Euro (exkl. USt.).

Durchschnittlich lag die Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 36 Tagen (zur besseren Abgrenzung werden nur Werte berücksichtigt, bei denen Sperrung und Entsperrung in 2021 durchgeführt wurden). Rund 2.700 Sperrungen haben länger als 90 Tage andauert. Worauf diese längeren Sperrungen beruhen, wird nicht erhoben. Es kann sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit handeln, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden können.

¹⁶⁸ Die Summe der Sperrungen aus der Abfrage nach Bundesländern (27.739 Sperrungen) weicht aufgrund statistischer Differenzen geringfügig von der durch die VNB gemeldeten Gesamtzahl der Sperrungen in Höhe von 26.905 ab.

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Gaslieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2021 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 41.363 Gaskunden (2020: 45.462) eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung ausgesprochen. Häufige Gründe für eine Kündigung waren das Erreichen der letzten Mahnstufe und das Ausbleiben von zwei oder drei Abschlägen ohne die Aussicht auf Erfüllung der Forderung. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand, mit dem ein Haushaltskunde im Regelfall mit seiner Zahlungsverpflichtung in Verzug und der Auslöser für eine Kündigung war, lag in 2021 bei rund 185 Euro, wobei die Spanne zwischen fünf und 5.000 Euro lag.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Die Messstellenbetreiber Gas und Gaslieferanten beantworteten Fragen zu Vorkassensystemen nach §14 Gas-GVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler. Nach Angaben von 39 Gaslieferanten wurden im Jahr 2021 in der Grundversorgung insgesamt 931 Haushaltskunden (2020: 1.008) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt. Es wurden 96 Vorkassensysteme in 2021 neu eingebaut und 144 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die ermittelten Zahlen bewegen sich also weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 28 Euro bzw. 6 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 130 Euro, wobei die Spanne zwischen 7,50 Euro und 238 Euro lag. Der durchschnittliche Arbeitspreis für das über einen Vorkassenzähler abgerechnete Gas lag bei 10,14 ct/kWh und bewegte sich in einer Spanne von rund 5 ct/kWh bis 29 ct/kWh.

3.3 Abweichende Abrechnung

Nach § 40 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz n.F. (EnWG) (vorher § 40 Abs. 3 EnWG a.F.), mussten Gaslieferanten Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anbieten. Die Abfrage ergab, dass die Nachfrage nach diesen – von der üblichen jährlichen Abrechnung abweichenden – Abrechnungszyklen weiterhin gering ist.

Gas: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2021

	Anzahl Anfragen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	6.455	15,40 Euro (2 Euro - 210 Euro)	19,50 Euro (1,50 Euro - 210 Euro)
davon monatlich	3.905		
davon vierteljährlich	547		
davon halbjährlich	1.997		

Tabelle 142: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2021 gemäß Abfrage Gaslieferanten

4. Preisniveau



Die Gaspreise für Haushaltskunden sind zum 1. April 2022, unabhängig von der jeweiligen Belieferungsart, im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegen. Im Durchschnitt lagen sie bei 9,88 ct/kWh. Die allgemeine Preisentwicklung ab dem dritten Quartal 2021 und der Krieg in der Ukraine trugen maßgeblich zu den Preissteigerungen bei.

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, wurden zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2022 für verschiedene Abnahmefälle befragt. Der Abnahmefall des Haushaltskunden fällt in das Eurostat Band II (D3) mit einem Verbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh). Darüber hinaus wurden – ebenso wie in den Vorjahren – die Abnahmefälle 116 MWh (= 417,6 GJ „Gewerbekunde“) und 116 GWh (= 417.600 GJ „Industriekunde“) betrachtet.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile, die vom Lieferanten nicht beeinflusst

werden können – wie insbesondere Netzentgelte¹⁶⁹, Konzessionsabgabe und Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb – aufgeschlüsselt werden. Nach Abzug dieser Bestandteile vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst. Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die Abnahmefälle angeben. Die beiden indirekten Umlage wie die Biogasumlage und die Marktraumumstellungsumlage werden nicht in der Gasrechnung ausgewiesen und sind in den Netzentgelten enthalten. Die aktuelle Gasbilanzierungsumlage der THE liegt im Zeitraum 01.10.2021 - 30.09.2022 bei 0,0 EUR/MWh. Daher wurde bei dieser Umlage auf eine Darstellung verzichtet.

Ab dem 1. November 2022 wird die Gasspeicherumlage in Höhe von 0,059 ct/kWh (netto) Bestandteil des Gaspreises sein. Die Höhe dieser Umlage wird regelmäßig überprüft und kann angepasst werden. Ebenso wird die Mehrwertsteuer auf Erdgas und Fernwärme ab dem 1.10.2022 von 19 Prozent auf 7 Prozent gesenkt. Die Senkung soll bis März 2024 gelten.

Für den Abnahmefall der Haushaltskunden (Band II) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung sind im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, wurden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2022 bzw. 1. April 2021 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb der mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlertoleranz liegen.

Für die Erhebung wurden alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt, allerdings mussten die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr nur diejenigen Lieferanten beantworten, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben (dies traf auf 87 bzw. 757 Lieferanten zu).

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von rund 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zugrunde, sondern unter-

¹⁶⁹ Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

breiten ihren Kunden individuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Für die größten Verbraucher sind die Übergänge zwischen Gaseinzelhandel und Gasgroßhandel naturgemäß fließend, da die Lieferpreise oftmals mit den Großhandelspreisen indiziert werden. Daneben existieren Vertragsmodelle, bei denen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber vom Kunden selbst erbracht wird. Solche Vertragsmodelle können so weit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreis- bzw. Nominierungsmanagements anbietet. Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh wurde mit einer Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert. Die Abfrage richtete sich nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 50 GWh und 200 GWh bedienen. Aufgrund dieser Kundenmerkmale handelt es sich grundsätzlich um eine kleine Untergruppe von Lieferanten. Für die folgenden Preisbewertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 87 Lieferanten herangezogen (im Vorjahr: 94 Lieferanten).

Gas: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,16 - 1,18	0,44	6,5%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,012	0,004	0,1%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,00	0,00	0,0%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	0,5461	8,1%
Gassteuer	0,55	0,55	8,1%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,38 - 11,28	5,21	77,1%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	2,62 - 12,76	6,76	

[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 143: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Preisbestandteile sowie des Gesamtpreises berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Spannen ermittelt. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sogenannte 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte in die genannte Spanne fallen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) beläuft sich für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) auf 6,76 ct/kWh und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt (2021: 2,95 ct/kWh). Als Grund für die Preissteigerung sind die Auswirkungen des Ukrainekrieges und die Rohstoffverknappung durch Russland zu nennen. Der Gesamtpreis besteht im Mittel zu sieben Prozent aus den von den Lieferanten nicht beeinflussbaren Komponenten Netzentgelt, Messung, Messstellenbetrieb und Konzessionsabgabe. Eine weitere von den Lieferanten nicht beeinflussbare Komponente stellt die Gassteuer und die im Jahr 2021 erstmals eingeführte CO₂-Abgabe in Höhe von 0,5461 € dar. Am durchschnittlichen Gesamtpreis (ohne USt.) hat sie gemeinsam mit der Gassteuer einen Anteil von rund 16,2 Prozent. Rund 77 Prozent (2021: 52,1 Prozent) entfallen auf vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge). Der Anteil der nicht von den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist wesentlich höher als im Bereich der Haushaltskunden bzw. verbrauchsschwächeren Nicht-Haushaltskunden (s. u.).

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr jeweils zum 1. April in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

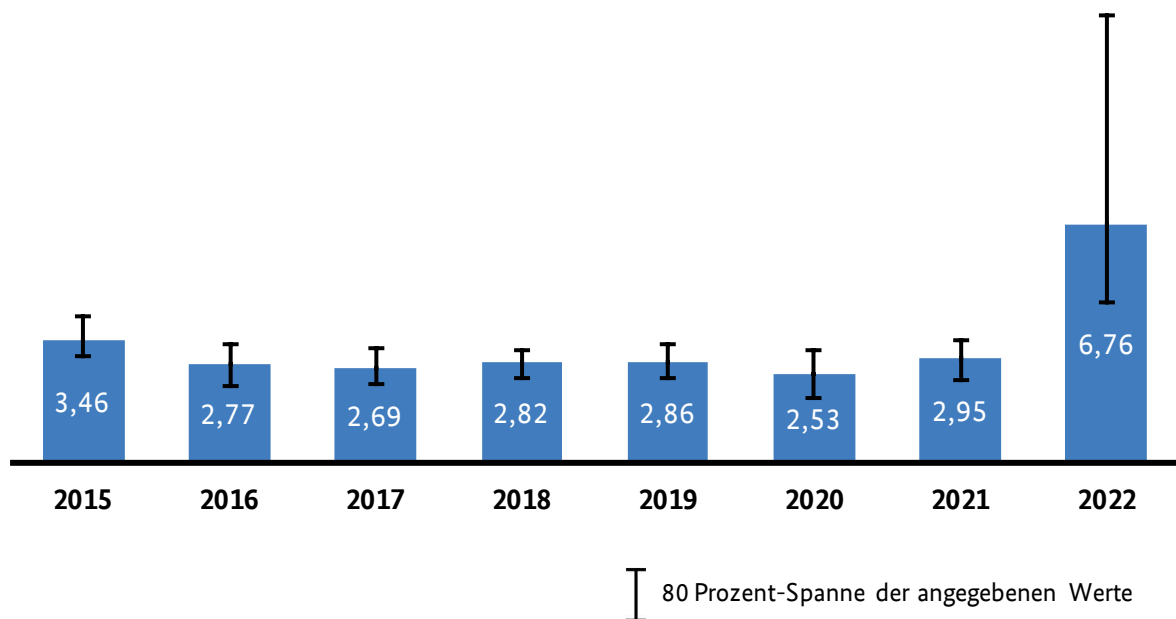


Abbildung 220: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall eines Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh entspricht z. B. einem Gewerbekunden im niedrigeren Verbrauchsspektrum. Der Abnahmefall wurde ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer definiert. Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund 116 GWh) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden

(rund 23 MWh). Da es sich hierbei um einen moderaten Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich geringere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchsprognose über ein Standardlastprofil erfolgt. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2022 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d. h. mit einem Jahresbedarf zwischen 50 MWh und 200 MWh. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 757 Lieferanten (im Vorjahr 777) herangezogen.

Gas: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,92 - 1,65	1,25	17,4%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,09	0,05	0,7%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,03 - 0,03	0,05	0,7%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	0,5461	7,6%
Gassteuer	0,55	0,55	7,7%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,07 - 9,74	4,69	65,1%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	4,55 - 12,28	7,19	

[1] 62 der 757 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabewert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 144: Preisniveau: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Anhand dieser Angaben wurden, analog zu den „Industriekunden“, jeweils die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Preisbestandteile sowie des Gesamtpreises berechnet sowie die Streuung der Angaben für jeden

Preisbestandteil in Spannen ermittelt. Wie beim Abnahmefall „Industriekunde“ bezieht sich die Untergrenze der Spannenangabe auf das sogenannte 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil, so dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte in die genannte Spanne fallen.

Beim Abnahmefall „Gewerbekunde“ (116 MWh) entfallen im Durchschnitt rund 35 Prozent (2021: 49 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe und die CO₂-Abgabe). Rund 65 Prozent (2021: 51 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 7,19 ct/kWh liegt um 2,45 ct/kWh über dem Vorjahreswert. Der durchschnittliche Nettobetrag der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,11 ct/kWh auf 2,44 ct/kWh, hauptsächlich bedingt durch die Erhöhung der CO₂-Abgabe um rund 0,10 ct/kWh, gestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist um 2,28 ct/kWh (von 2,41 ct/kWh zum 1. April 2021 auf 4,69 ct/kWh zum 1. April 2022), also um rund 94,1 Prozent, gestiegen. Auch für den Abnahmefall 116/MWh sind die gestiegenen Kosten auf die Auswirkungen des Ukrainekrieges und die Rohstoffverknappung durch Russland zurückzuführen.

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr jeweils zum 1. April in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

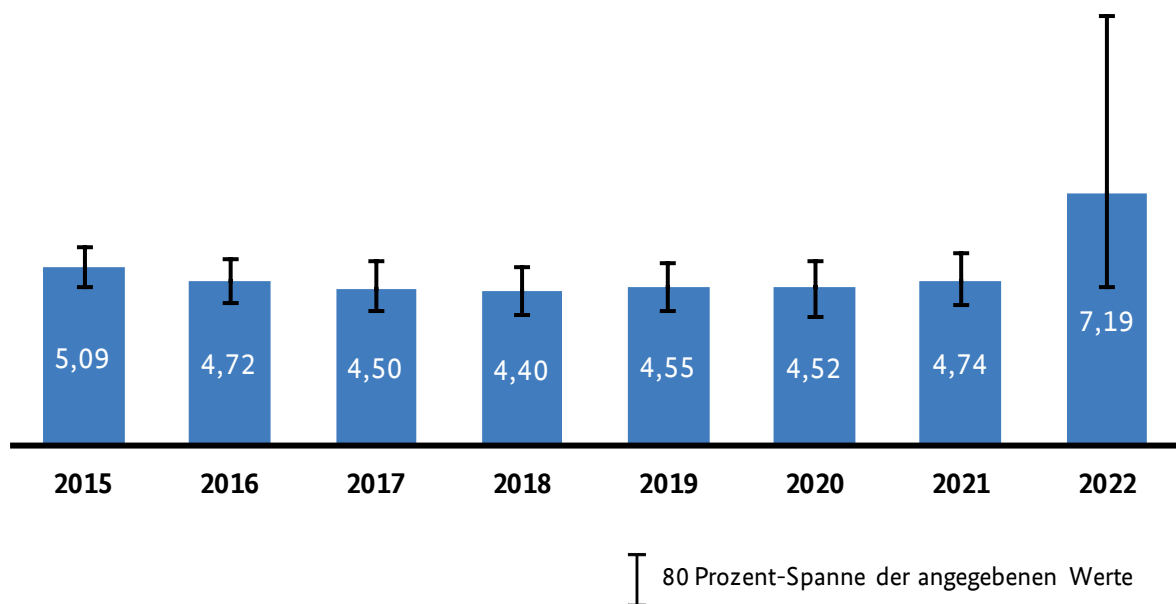


Abbildung 221: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

4.2 Haushaltskunden

Für die Abfrage der Haushaltskundenpreise wird im Rahmen des Eurostat Band II (D2) mit einem jährlichen Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) durchgeführt. Zur Gewichtung des Gaspreises wurden die Gasabgabemengen des jeweiligen Gaslieferanten zum Stichtag 31. Dezember 2021 verwendet. Dabei wurden die Preise des jeweiligen Verbrauchsbandes mit der jeweils für dieses Band gültigen Gasabgabemenge des antwortenden Gaslieferanten gewichtet. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der

ausgewiesene Durchschnittswert innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Die CO₂-Abgabe stieg zum 1. Januar 2022 auf 0,5461 ct/kWh.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden

Die große Vielfalt der preisbildenden Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife. Daher wird auf Basis der vorliegenden Daten für die drei Belieferungsarten Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i. d. R. nach dem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i. d. R. nach dem Lieferantenwechsel), ein gesonderter synthetischer Durchschnittspreis als Kennzahl errechnet, der alle Belieferungsarten mit den richtigen Verhältnissen berücksichtigt. Dazu werden die Einzelpreise der drei Belieferungsarten mit der jeweiligen Gasabgabemenge gewichtet. Für die Darstellung des synthetischen Gesamtpreises über alle Vertragskategorien zum Stichtag 1. April 2022 wurde die mittlere Verbrauchskategorie¹⁷⁰ gewählt, da es den typischen deutschen Durchschnittsverbrauch der Haushaltskunden von 20.000 kWh am besten abbildet.

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien

Preisstand 1. April 2022, in Prozent

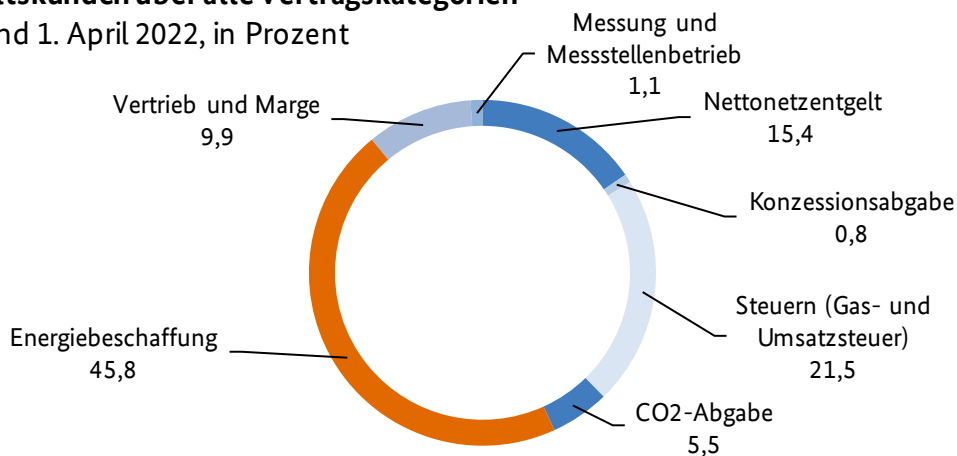


Abbildung 222: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – gemäß Abfrage Gaslieferanten

¹⁷⁰ Kundenkategorie nach Eurostat: Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Preisstand 1. April 2022 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,52	15,4%
Entgelt für Messung	0,03	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,08	0,8%
Konzessionsabgabe	0,07	0,7%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	5,5%
Derzeitige Gassteuer	0,55	5,6%
Umsatzsteuer	1,58	16,0%
Energiebeschaffung	4,53	45,9%
Vertrieb und Marge	0,97	9,8%
Gesamt	9,88	100,0%

Tabelle 145: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten.

Gas: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises jeweils zum 1. April für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien
in ct/kWh

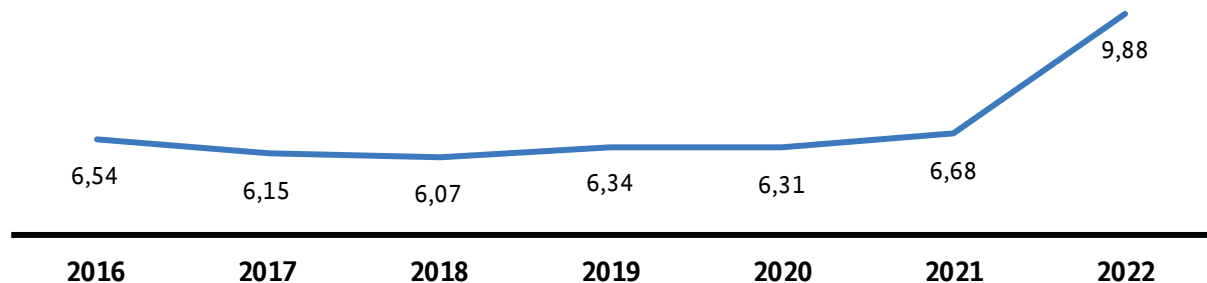


Abbildung 223: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 48 Prozent von 6,68 ct/kWh auf 9,88 ct/kWh gestiegen. Die bisherige Abfragesystematik unterscheidet nicht zwischen Alt- und Neukundentarifen. Insbesondere ab dem 3. Quartal 2021 stiegen die Gaspreise für Neukunden deutlich an, während Altkunden noch von ihren günstigeren Gastarifen profitieren konnten. Die bisherige Abfragesystematik und das bisher auseinanderdriften von Alt- und Neukundentarifen, führen bei der Mittelwertberechnung zu einem tendenziell zu niedrigen Preisniveau.

4.2.2 Haushaltskundenpreise differenziert nach Vertragskategorien

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie - Preisstand 1. April 2022 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,54	1,52	1,50
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,05
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,09	0,07	0,08
Konzessionsabgabe	0,26	0,03	0,03
CO ₂ -Abgabe	0,5461	0,5461	0,5461
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,52	1,45	1,76
Energiebeschaffung	3,71	3,80	5,63
Vertrieb und Marge	1,27	1,03	0,80
Gesamt	9,51	9,02	10,95

Tabelle 146: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung über einen Grundversorgungsvertrag

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung bei 9,51 ct/kWh (2021: 7,45 ct/kWh).

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag - jeweils zum 1. April
in ct/kWh

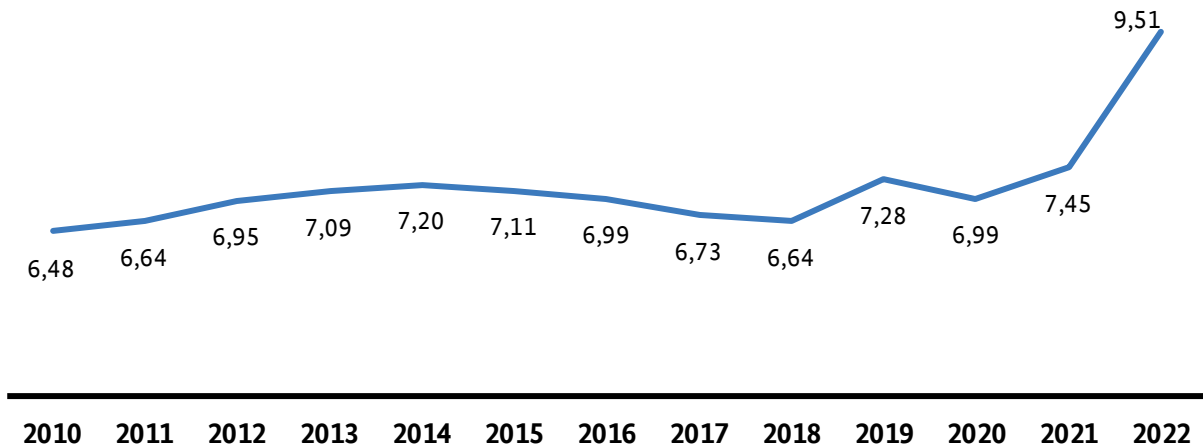


Abbildung 224: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung durch den Grundversorger über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 9,02 ct/kWh (2021: 6,58 ct/kWh).

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung - jeweils zum 1. April
in ct/kWh

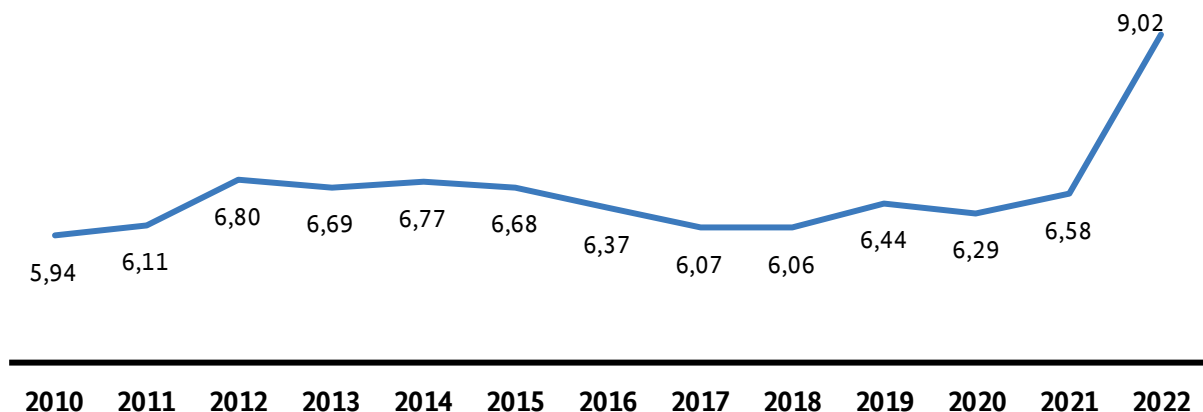


Abbildung 225: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist

Zum Stichtag 1. April 2022 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bei 10,95 ct/kWh (2021: 6,41 ct/kWh).

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - jeweils zum 1. April
in ct/kWh

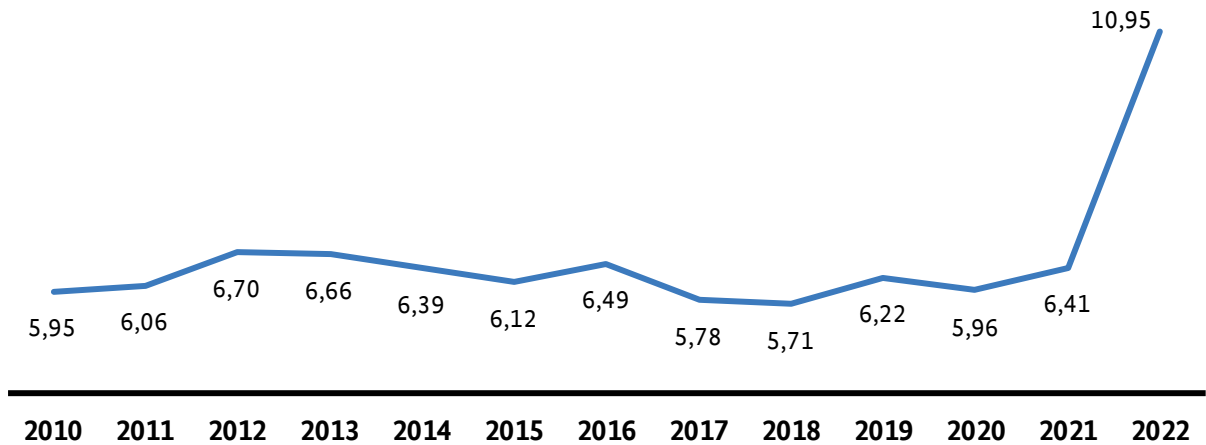


Abbildung 226: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden jeweils zum 1. April
in ct/kWh

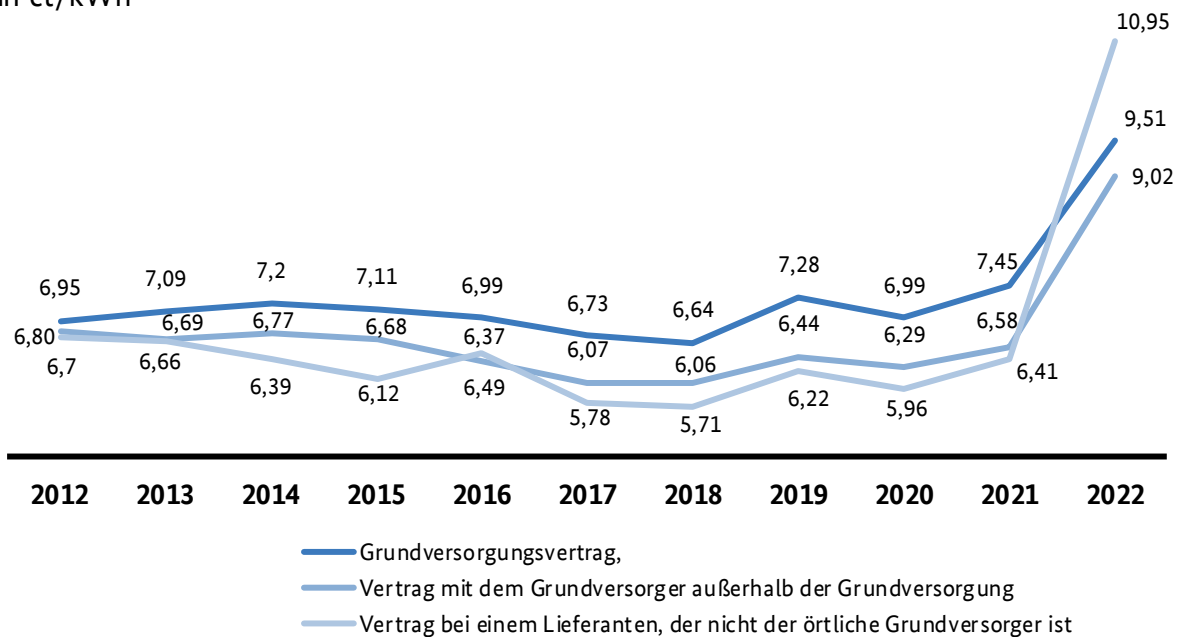


Abbildung 227: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die Analyse der Energiebeschaffungskosten spiegelt die Entwicklung zum Stichtag 1. April 2022. Um die Zeitreihe fortführen zu können, wurden die Energiebeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge für diese Darstellung zusammengefasst. Aufgrund der enormen Preisdynamik auf den Beschaffungsmärkten ist diese Auswertung als eine Momentaufnahme zu verstehen. Ebenso ist zu beachten, dass abfragebedingt Bestands- und Neukundenverträge bei der Mittelwertbildung berücksichtigt werden, so dass sich die aktuellen steigenden Beschaffungspreise noch höher liegen dürften. Die höchsten Steigerungen bei den Gasbeschaffungskosten sind bei den Wettbewerbstarifen zu beobachten. Dies wird hauptsächlich an der zu Grunde liegenden kurz- und mittelfristigen Beschaffungsstrategie liegen. Bei den Grundversorgern, die häufiger längerfristig beschaffen, sind die Kostensteigerungen geringer ausgefallen.

Gas: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden - jeweils zum 1. April
in ct/kWh

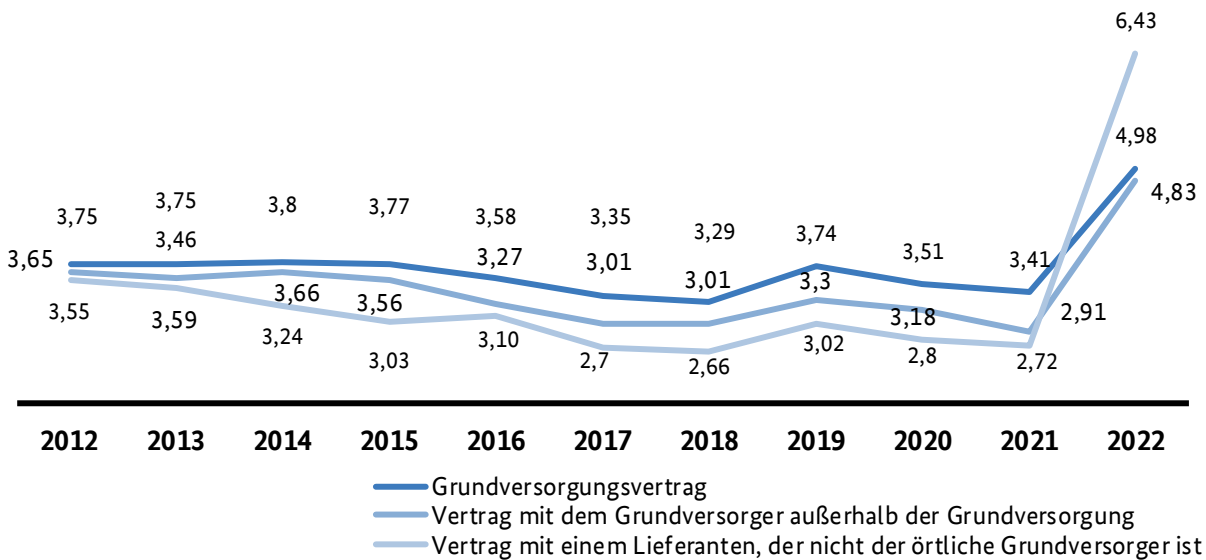


Abbildung 228: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – gemäß Abfragen Gaslieferanten

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Die hier vorliegende Analyse beruht auf den Daten zum Stichtag 1. April 2022. Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, können neben dem Gesamtpreis weitere Unterschiede aufweisen, mithilfe derer Gaslieferanten in Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Vertragsinhalte handeln, die dem Gaskunden (z. B. Preisstabilitäts Garantien) oder aber dem Gaslieferanten (z. B. Vorkasse, Mindestvertragslaufzeit) eine gewisse Sicherheit bieten. Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung hinsichtlich ihrer Vertrags- und Angebotsgestaltung befragt.

Die nachfolgende Übersicht beinhaltet unterschiedliche Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden, die von den Gaslieferanten angeboten werden. Bereits jetzt ist zu beobachten, dass einige Unternehmen bereits aufgrund der Preisentwicklung zum 1. April 2022 auf Sonderbonifikationen verzichten.

Gas: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2022	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnittlicher Umfang/Höhe	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnittlicher Umfang/Höhe
Mindestvertragslaufzeit	339	12 Monate	191	12 Monate
Preisstabilität	245	14 Monate	261	11 Monate
Vorauskasse	50	10 Monate	31	9 Monate
einmalige Bonuszahlung	96	50 Euro	114	70 Euro
Freikontingent an kWh	4	600 kWh	4	1200 kWh
Kautions	4	-	4	-
andere Sonderbonifikationen	52	-	42	-
andere Sonderregelungen	30	-	28	-

Tabelle 147: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr die durchschnittlichen Gasletztverbraucherpreise, die in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern und Abgaben, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben (insbesondere ohne Umsatzsteuer), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern und Abgaben. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Daten von nationalen Stellen, für Deutschland auf die des Statistischen Bundesamtes, zurück.¹⁷¹ Diese sind aufgrund einer abweichenden Methodik nicht mit den Daten des Monitorings vergleichbar. Die Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, eine Europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1952, Artikel 3, den einzelnen Mitgliedstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

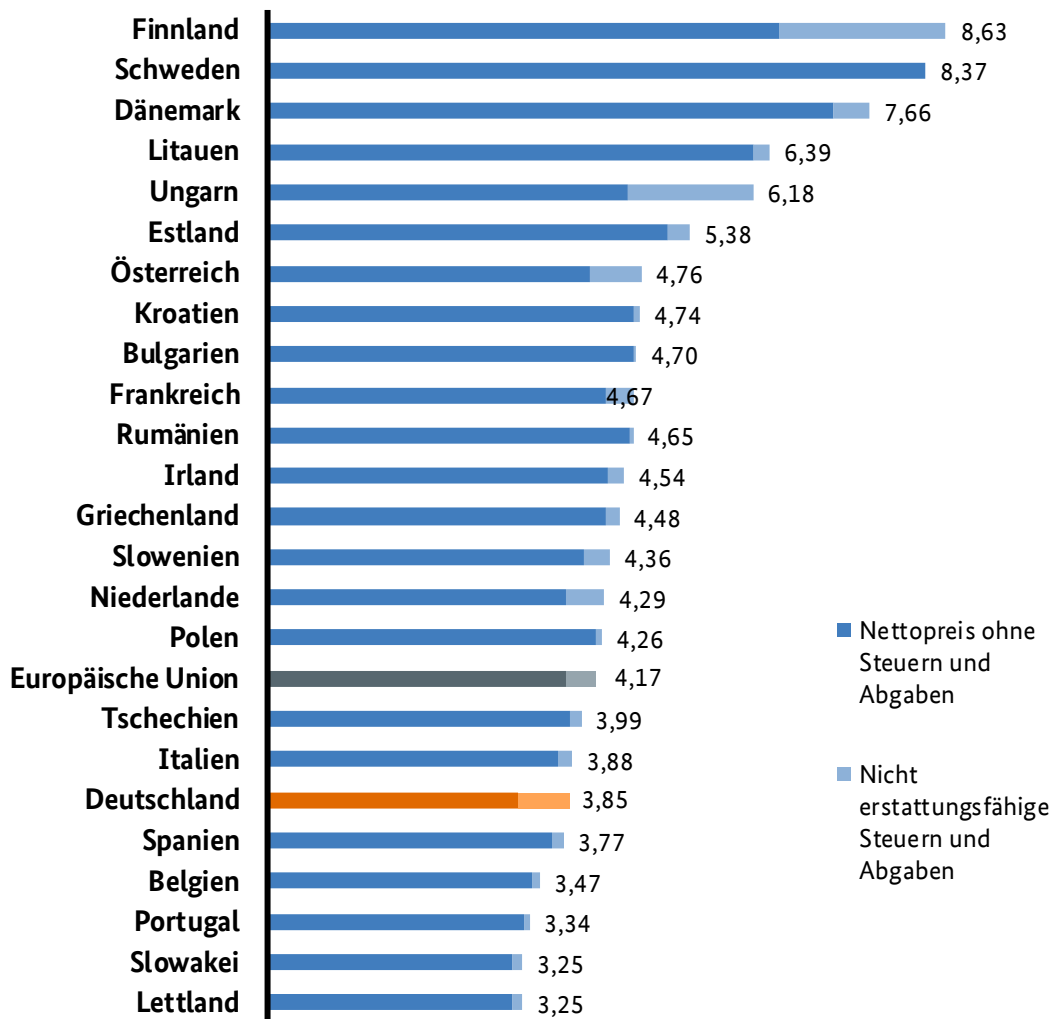
¹⁷¹ Seit dem 2. Halbjahr 2019 werden die Durchschnittspreise für Strom und Erdgas für Deutschland durch das Statistische Bundesamt ermittelt. Zuvor wurden die Preisdaten durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erhoben. Dieser Wechsel bedingt natürlich auch Änderungen der Erhebungsmethodik, z. B. Größe und Zusammensetzung der Stichprobe, oder dass jetzt Verwaltungs- und Steuerdaten genutzt werden können, um die Höhe der effektiv gezahlten Steuern, Abgaben und Umlagen zu ermitteln.

5.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sechs verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie mit einem Jahresverbrauch „zwischen 27,8 GWh und 278 GWh“ (entspricht 100.000 GJ bis 1.000.000 GJ) dargestellt. Der Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt in diesem Verbrauchsbereich.

EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh

in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben



Quelle: Eurostat

Abbildung 229: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh¹⁷²

¹⁷² Die Werte für Luxemburg, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

Bei den Kunden in diesem Verbrauchsbereich handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den Europäischen Vergleich auf den Preis ohne Umsatzsteuer abgestellt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern und Abgaben, die für diese Kundengruppe typischerweise erstattungsfähig sind. Diese werden daher nach der Eurostat-Systematik ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen.¹⁷³ Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland 2021: CO₂-Abgabe, Gassteuer und Konzessionsabgabe).

Die europaweiten Preisunterschiede fielen für Nicht-Haushaltskunden wesentlich geringer aus als für Haushaltskunden. Den mengengewichteten¹⁷⁴ EU-Durchschnitt im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2021 gibt Eurostat mit 4,17 ct/kWh an. In Deutschland betrug der Netto-Gaspreis in diesem Verbrauchsbereich für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2021 3,85 ct/kWh, was einer Steigerung von rund 39 Prozent im Vergleich zum 2. Halbjahr 2020 (2,34 ct/kWh) entspricht. Diese Steigerung ist unter anderem mit der Einführung der CO₂-Abgabe begründet, die Deutschland erstmalig im Jahr 2021 eingeführt hat. Dennoch lag der deutsche Netto-Gaspreis im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden im unteren Drittel des Preisvergleiches in Europa. Steuern und Abgaben, welche die Mitgliedsstaaten für den Verbrauch von Erdgas erheben, fallen im europäischen Vergleich zum Teil sehr unterschiedlich aus. Im Schnitt wurde der Nettopreis mit rund sieben Prozent (0,36 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland wies in dieser Hinsicht auch aufgrund der Einführung der CO₂-Abgabe im Jahre 2021 mit ca. 17 Prozent (0,65 ct/kWh) wieder einen überdurchschnittlichen Wert auf.

5.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden drei verschiedene Verbrauchsbänder. Im Detail handelt es sich um Jahresverbräuche von (i) unter 5.555 kWh, (ii) zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh, sowie (iii) über 55.555 kWh. Der Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt im mittleren Eurostat-Verbrauchsband. Dementsprechend wird im Folgenden der EU-weite Vergleich für das mittlere Band dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Steuern und Abgaben erstatten lassen, sodass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

Im Vergleich zu den Gaspreisen für Industriekunden bestehen EU-weit sehr große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. So zahlten beispielsweise die Haushalte in Schweden für Erdgas rund 267 Prozent mehr als Haushalte in Deutschland, im Vergleich zu den drei Ländern mit den niedrigsten Gaspreisen Litauen, Kroatien und Ungarn zahlten sie sogar fast das Fünf- oder Sechsfache. Den mengengewichteten EU-Durchschnitt¹⁷⁵ für Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2021 gibt Eurostat mit 7,82 ct/kWh an. Für Deutschland belief sich das Gaspreisniveau für Haushaltskunden auf 6,92 ct/kWh. Somit lag der Wert für deutsche Erdgas-Konsumenten pro Kilowattstunde trotz Einführung der CO₂-Abgabe 11,5 Prozent unter dem EU-Durchschnitt. Im Bereich Haushaltskunden fiel auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis

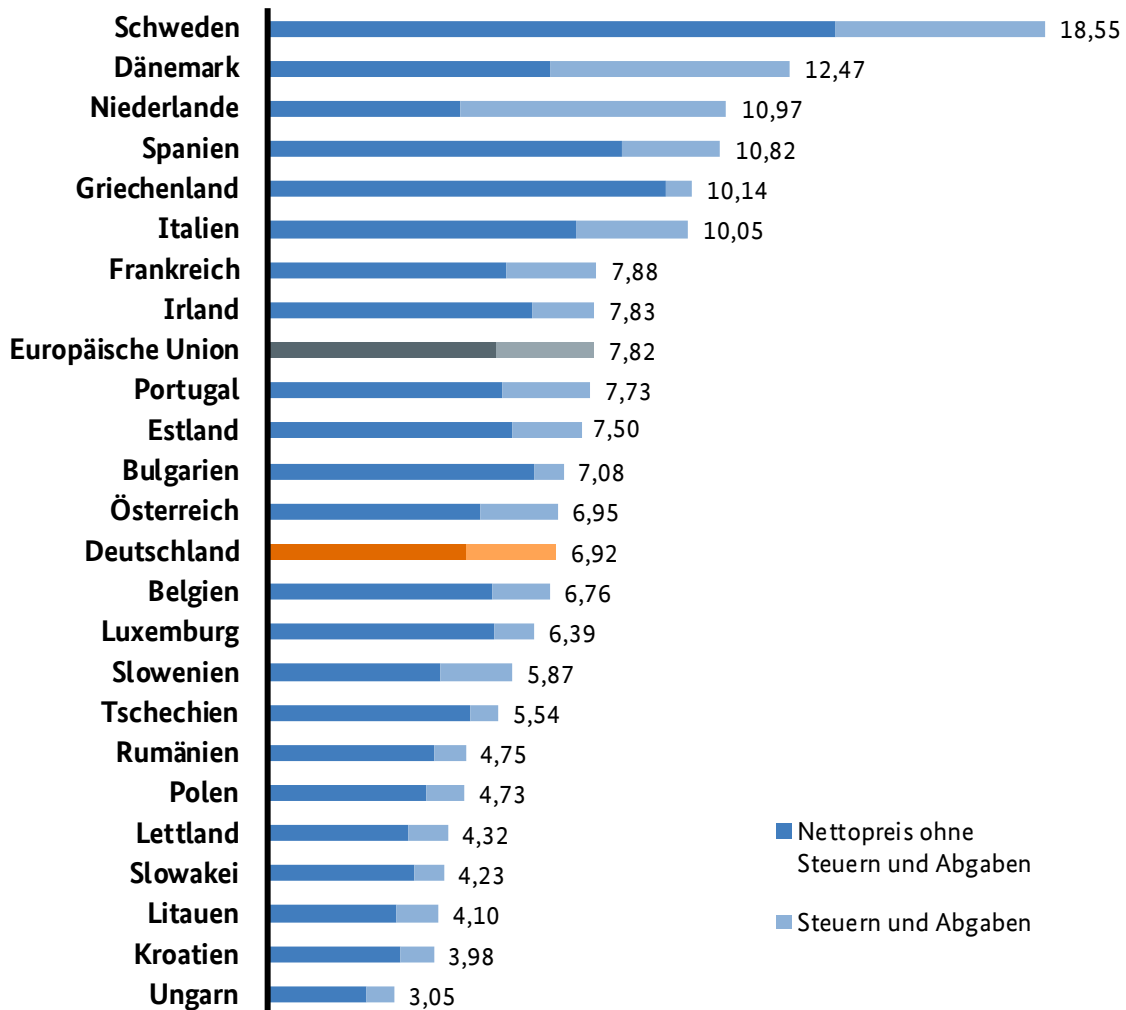
¹⁷³ Zu den einzelnen länderspezifischen Abzügen vgl. Eurostat, Gas Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Gas-prices-Price-systems-2014.pdf/30ac83ad-8daa-438c-b5cf-b52273794f78> (abgerufen am 18. Juli 2022).

¹⁷⁴ Details zur Berechnungsmethodik der EU-Aggregate in Absatz 18.1: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_pc_202_esms.htm#stat_process1554804191624 (abgerufen am 18. Juli 2022)

¹⁷⁵ s. o.

EU-weit stark unterschiedlich aus. Während ihr Anteil in Griechenland lediglich rund 6,5 Prozent betrug, waren es in den Niederlanden etwa 70 Prozent. Deutschland lag mit einem Anteil von rund 37,5 Prozent auch in dieser Hinsicht im EU-Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfielen ca. 2,18 ct/kWh auf Steuern und Abgaben; der mengengewichtete EU-Durchschnitt betrug 2,36 ct/kWh (rund 35 Prozent).

EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2021 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer



Quelle: Eurostat

Abbildung 230: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2021 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh¹⁷⁶.

¹⁷⁶ Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

G Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Antworten von 669 Unternehmen. Für die Markttrollenverteilung ergibt sich für das Jahr 2021 das folgende Bild.

Gas: Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2021
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	659
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet)	7
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	13
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	8

Tabelle 148: Markttrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2021

Die Gesamtzahl der gemeldeten Messlokationen aufgeteilt nach Bundesländern ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Gas: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2021

Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.449.267
Bayern	1.386.425
Berlin	620.399
Brandenburg	552.619
Bremen	185.699
Hamburg	259.979
Hessen	1.018.608
Mecklenburg-Vorpommern	306.235
Niedersachsen	2.175.795
Nordrhein-Westfalen	3.714.443
Rheinland-Pfalz	859.433
Saarland	233.599
Sachsen	600.970
Sachsen-Anhalt	464.871
Schleswig-Holstein	586.443
Thüringen	393.306

Tabelle 149: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2021

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Im Bereich der SLP-Kunden können mit Stichtag 31. Dezember 2021 rund 7,4 Mio. Zähler so umgerüstet werden, dass sie mit einem Smart-Meter-Gateway i. S. d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können.

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2021

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	4.851.090	164.615	19.002
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	8.009.047	254.934	25.688
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-ENCODER)	886.112	29.020	5.236
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	2.986	159	173
Ultraschall Gaszähler	4.479	1	133
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	131	221	3.182
andere mechanische Gaszähler	8.286	2.628	28.725
andere elektronische Gaszähler	1.475	11	356
Summe der Zähler, die so umgerüstet werden können, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	7.093.944	224.616	34.689
Summe der Zähler, die tatsächlich so umgerüstet sind, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	367.594	18.590	4.174

Tabelle 150: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2021

Bei der verwendeten Technologie am Zählwerk kommt nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsgeber zum Einsatz.

Gas: Technologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2021
Anzahl und Verteilung

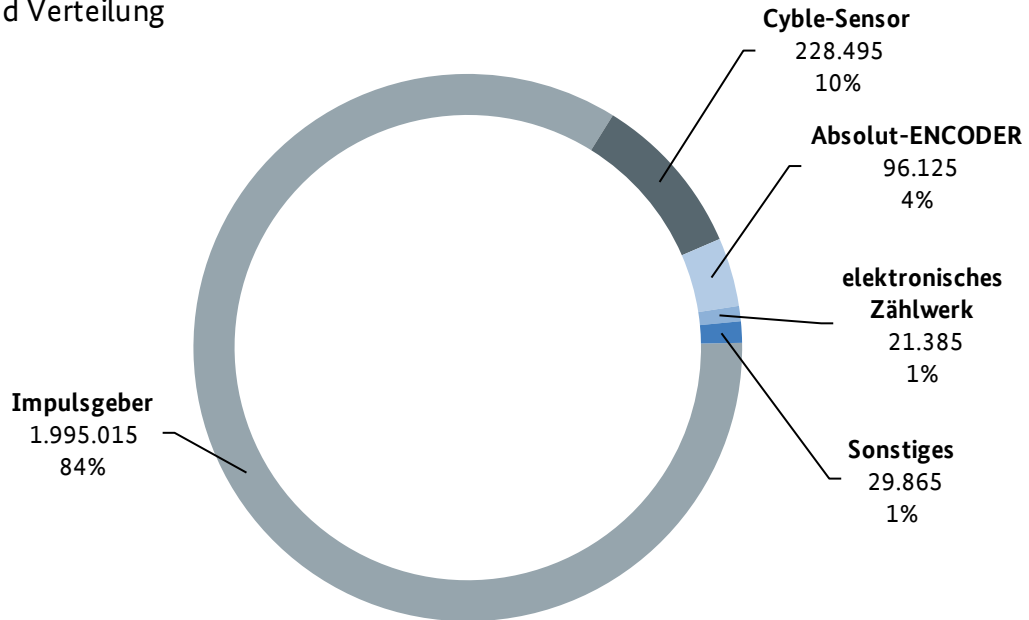


Abbildung 231: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2021

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden stellt sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik im Jahr 2020 wie folgt dar.

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2021

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.110
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengennumwerter	10.231
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengennumwerter	277
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengennumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	16.155
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengennumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	842
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	1
Sonstige	117

Tabelle 151: Anzahl Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2021

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2021

Anzahl und Verteilung

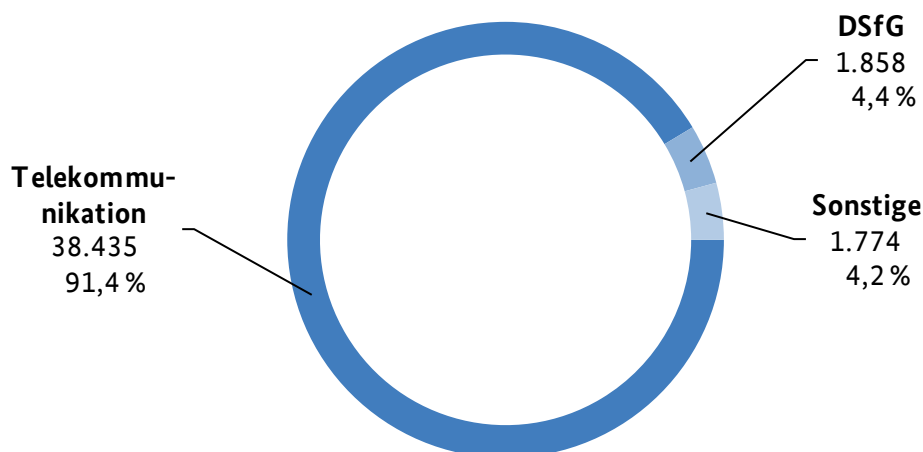


Abbildung 232: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2021

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme (91,4 Prozent). In den Bereich Telekommunikation fallen Mobilfunk bis 2,5 G (GSM, GPRS, EDGE), Mobilfunk ab 3 G (UMTS, HSDPA, LTE), Telefonleitungen, DSL bzw. Breitband sowie Stromleitungen. Alternativ ist die digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG) zu nennen. Diese wird ebenfalls zur Übertragung der Messdaten genutzt und kommt auf einen Anteil von 4,4 Prozent.

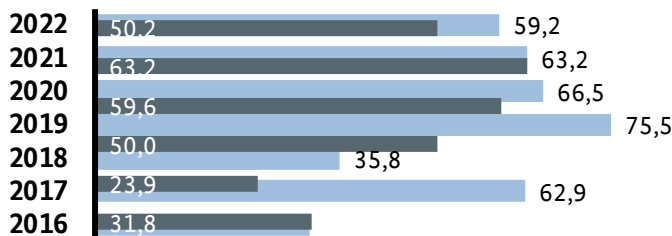
4. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Für das Monitoring wurden die Messstellenbetreiber im Bereich Gas nach ihrem Investitionsverhalten befragt. Die Auswertung basiert auf Angaben von rund 669 Messstellenbetreibern Gas.

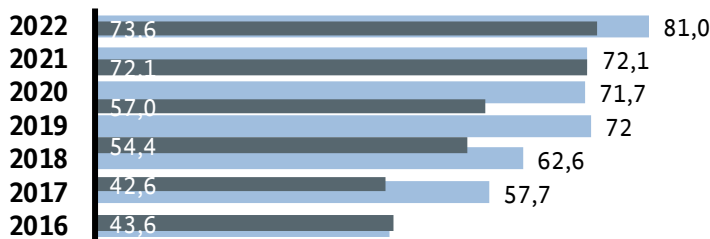
Gas: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen

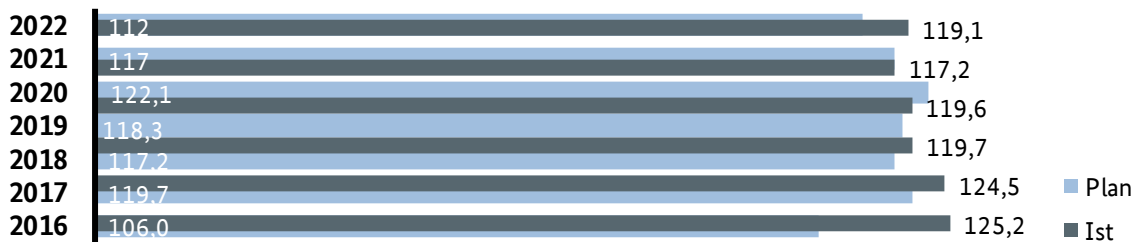


Abbildung 233: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas¹⁷⁷

Zur Sicherstellung einer wettbewerbskonformen Bildung der Großhandelspreise überwachen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gemeinsam in der Markttransparenzstelle den Großhandel mit Strom und Gas. Grundlage der gemeinsamen Marktüberwachung sind die Handels- und Fundamentaldaten, die von den Marktteilnehmern gemeldet werden.

Registrierte Marktteilnehmer

Nach der Registrierungswelle zu Beginn der Registrierungspflicht im Jahr 2015 wächst die Anzahl der Gesamtregistrierungen stetig um im Durchschnitt 200 Marktteilnehmer pro Jahr.

Entwicklung der Neuregistrierungen und Terminierungen Anzahl

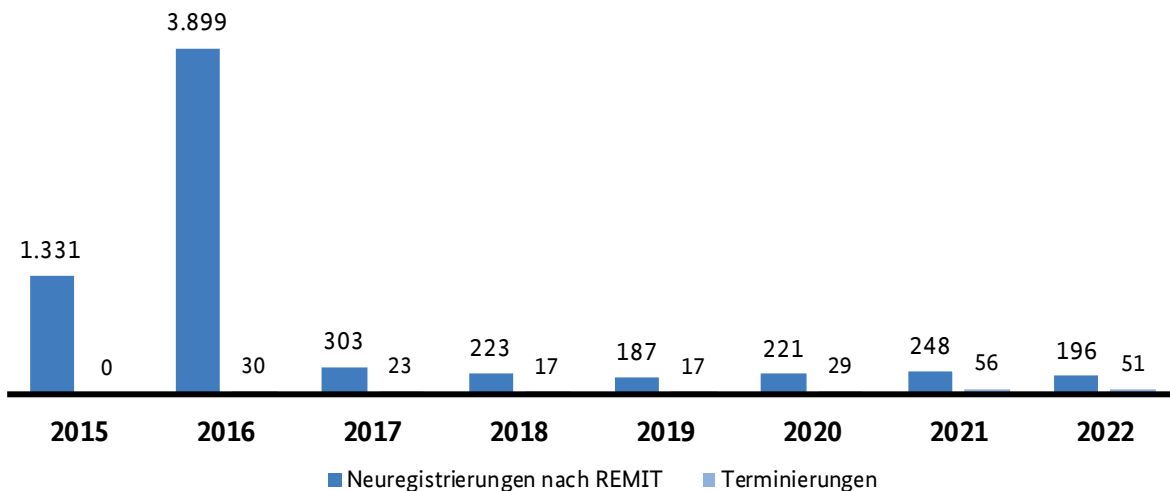


Abbildung 234: Jährliche Neuregistrierungen und Terminierungen in Deutschland

Im Jahr 2021 wurden die registrierten Marktteilnehmer dazu aufgefordert die Angaben bzgl. des Veröffentlichungsortes ihrer potenziellen Insider-Informationen an die gestiegenen Anforderungen seitens ACER anzupassen. Dies führte zu einem Anstieg der Terminierungen ab dem Jahr 2021.

Derzeit sind in Deutschland 5.028 Marktteilnehmer registriert. Europaweit sind zum aktuellen Zeitpunkt 15.788 Marktteilnehmer im CEREMP registriert.

¹⁷⁷ Zugleich auch Bericht über die Tätigkeit der Markttransparenzstelle nach § 47h Abs. 2 GWB.

ACER erhält von allen registrierten Marktteilnehmern Daten über ihre Handelsaktivitäten am Strom- und Gasgroßhandelsmarkt. Diese betreffen sowohl Geschäfte mit den Energieträgern Strom und Gas als auch Geschäfte zu Einspeise-, Ausspeise- und Übertragungskapazitäten. Darüber hinaus erhebt ACER Fundamentaldaten von den Übertragungsnetzbetreibern, die Informationen zu den Bereichen Netz und Erzeugung beinhalten.

Die Markttransparenzstelle erhält von ACER die für die Überwachung des deutschen Markts relevanten Handelsdaten. Weiterhin erhält sie die Fundamentaldaten aller europäischen Länder. Der Hauptanteil der an die Markttransparenzstelle gemeldeten Daten bezieht sich auf den Handel von Strom und Gas. Die Handelsdaten teilen sich in Kauf- und Verkaufsaufträge (sog. „Orders“) sowie abgeschlossene Geschäfte (sog. „Trades“). Eine Order („Handelsauftrag“) ist ein Angebot zum Kauf oder Verkauf von Strom oder Gas, welches durch einen anderen Marktteilnehmer angenommen werden kann. Sofern eine Order durch einen anderen Marktteilnehmer angenommen wird, kommt ein Handelsgeschäft zwischen diesen beiden Marktteilnehmern zustande. In dem genannten Zeitraum wurde folgender Datenumfang übermittelt:

**Anzahl der Datenmeldungen pro Monat
in Mio. Zeilen**

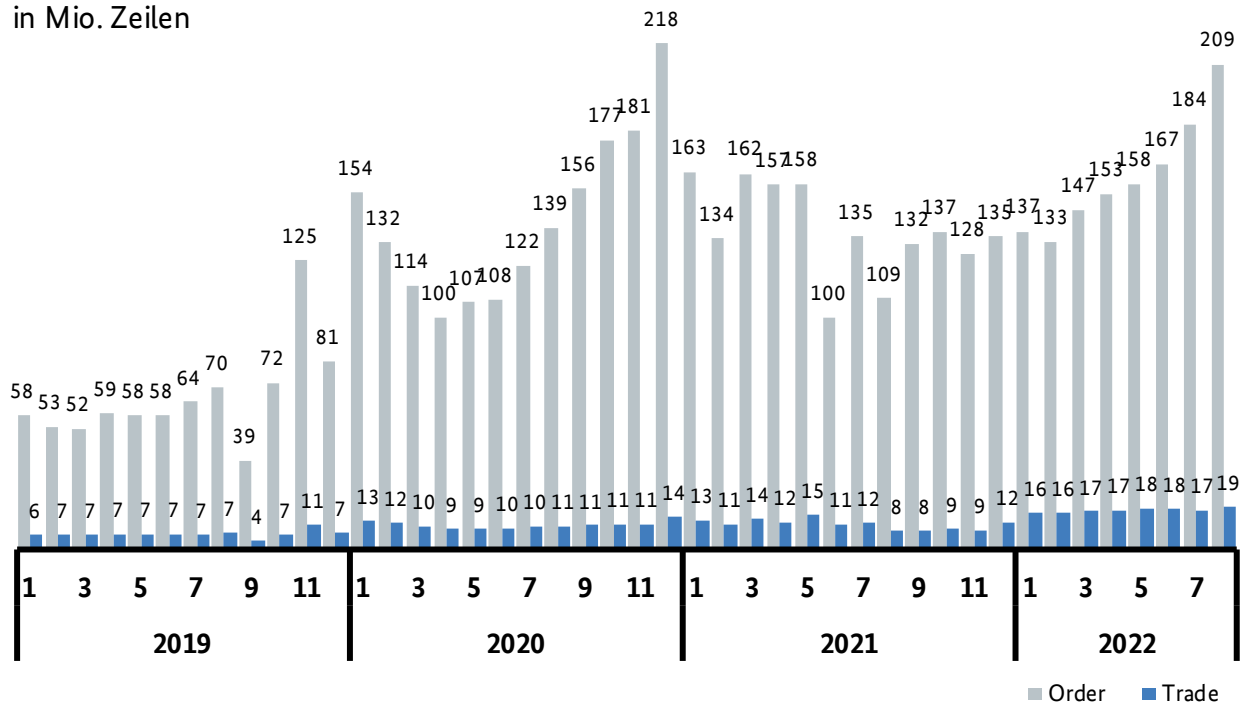


Abbildung 235: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat¹⁷⁸

Bezüglich der Anzahl der Meldungen ist zu beachten, dass sie keinen direkten Rückschluss auf die Anzahl der erteilten Orders oder abgeschlossenen Geschäfte zulassen. Dies liegt daran, dass die hier aufgeführten Meldungen auch Korrekturen und Löschungen enthalten, so dass hinter einer Order oder einem abgeschlossenen

¹⁷⁸ Durch technische Verzögerungen bei der Datenübermittlung können fortlaufend Meldungen zu vergangenen Berichtszeiträumen empfangen werden. Daher können die angegebenen Werte zu einem späteren Zeitpunkt auch gegenüber den Angaben in vorherigen Monitoringberichten abweichen.

Geschäft mehrere technische Meldungen stehen können. Ebenso ist zu beachten, dass sich die Zahlen durch Nachmeldungen noch nach oben verändern können. Dies betrifft insbesondere die Monate, die zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht sehr weit in der Vergangenheit liegen. Es zeigt sich, dass seit Beginn der Datensammlung der Markttransparenzstelle sowohl die Anzahl der Meldungen als auch die Anzahl der dahinterliegenden Orders und Trades deutlich zugenommen hat. Gründe dafür sind eine gestiegene Handelsaktivität, die Zunahme des automatisierten Handelns (sog. „Algo-Trading“) und auch die verbesserten Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Handeln.

Die Anzahl der Meldungen zu Orders übersteigt die Anzahl der Meldungen zu abgeschlossenen Geschäften deutlich. Grund hierfür ist vor allem, dass jeder Marktteilnehmer bestrebt ist, ein Geschäft zu für ihn möglichst vorteilhaften Bedingungen abzuschließen. Dazu passt er seine Order möglicherweise mehrfach an oder storniert diese, z.B. als Reaktion auf die Orders anderer Marktteilnehmer oder sich ändernde Marktbedingungen. Aus der Abbildung geht ebenfalls hervor, dass die Anzahl der Meldungen zu Orders seit 2018 weiter ansteigt (2022: durchschnittlich 144 Mio. pro Monat; 2021: 138 Mio. pro Monat; 2020: 142 Mio. pro Monat; 2019: 66 Mio. pro Monat). Die Zahl der Meldungen zu abgeschlossenen Handelsgeschäften steigt ebenfalls kontinuierlich (2022: durchschnittlich 15 Mio. pro Monat; 2021: 11 Mio. pro Monat; 2020: 11 Mio. pro Monat; 2019: 7 Mio. pro Monat). Die tatsächliche Anzahl der Orders und Trades, die hinter den technischen Meldungen stehen, lässt sich nur annäherungsweise abschätzen. Dazu wird nachfolgend eine Methodik angewandt, die auf die von den Marktteilnehmern gemeldeten eindeutigen Identifikationsnummern (IDs) referenziert. Hierzu wird jede ID nur einmal gezählt, unabhängig davon wie viele Meldungen zu dieser eingegangen sind. Ebenso werden fehlerhafte Meldungen nicht betrachtet. Die IDs werden von den Marktplätzen und Marktteilnehmern vergeben. Es kann daher vorkommen, dass sich IDs doppeln oder ein Trade oder eine Order unter verschiedenen IDs geführt werden.

Anzahl der gemeldeten eindeutigen Trade- und Order-Identifikatoren (IDs) pro Monat
in Mio.

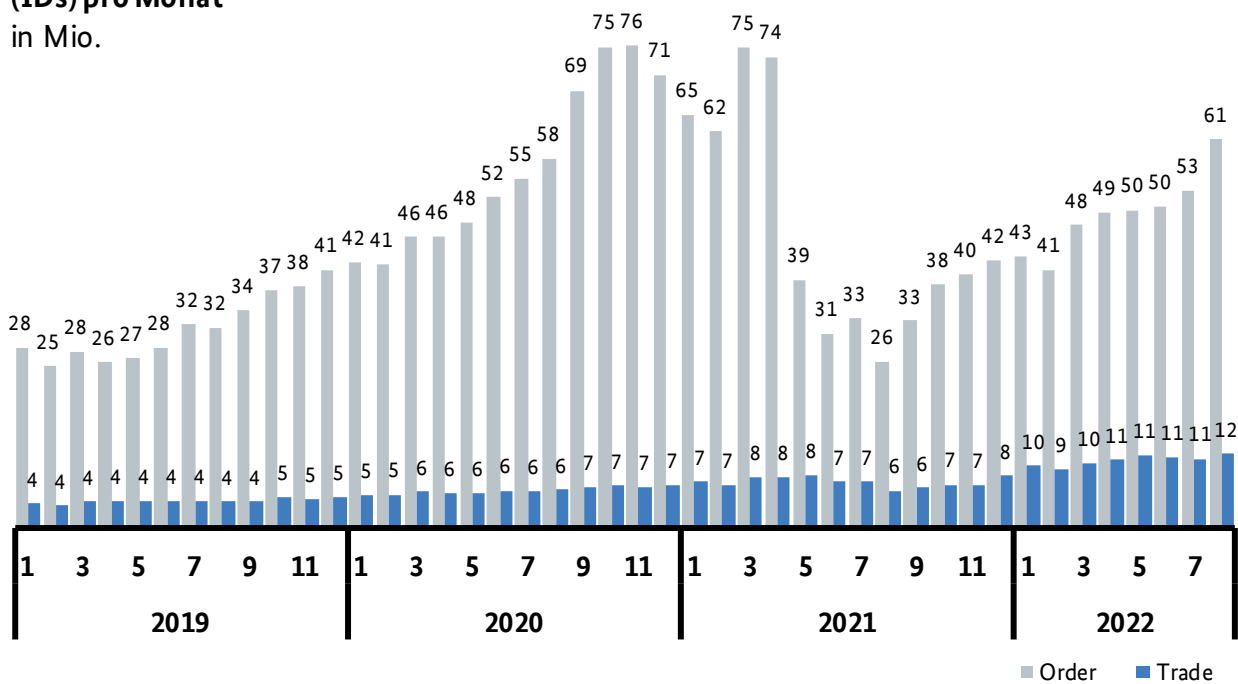


Abbildung 236: Anzahl der von den Marktteilnehmern gemeldeten eindeutigen Trade- und Order-Identifikationsnummern (IDs) pro Monat

Die folgende Grafik zeigt die Aufteilung der Datenmeldungen im Zeitraum Dezember 2017 bis August 2022 kategorisiert nach Börsen, Brokerplattformen und bilateralen Geschäften.

Verteilung der Transaktionsmeldungen nach Orders und Trades im Zeitraum Dezember 2017 bis August 2022 in Prozent

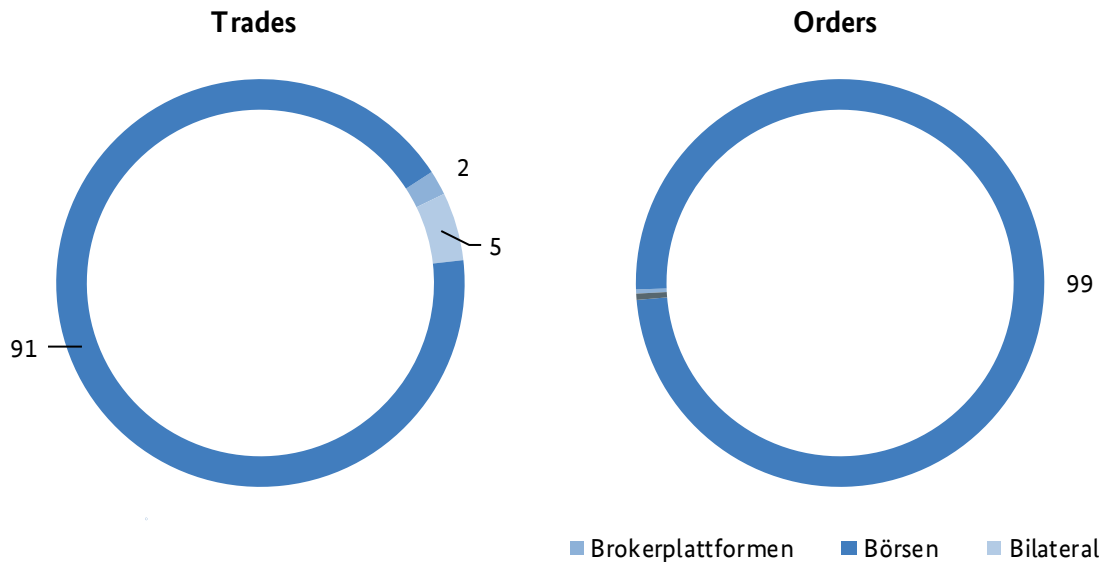


Abbildung 237: Meldungen zu Trades („Handelsgeschäfte“) und Orders („Handelsaufträge“) nach Art des Marktplatzes in Prozent¹⁷⁹

Es fällt auf, dass von Energiebörsen sowohl bei den abgeschlossenen Geschäften als auch bei den Orders mit Abstand die meisten Datenmeldungen übermittelt werden. Dies liegt daran, dass an den Strom- und Gasbörsen eine hohe Zahl von Geschäften mit geringen Volumina und kurzer Laufzeit abgeschlossen werden. Genau gegensätzlich verhält es sich an Brokerplattformen und bei bilateralen Geschäften, bei denen eine geringere Anzahl an Geschäften abgeschlossen wird, jedoch mit hohen Volumina und einer meist längeren Laufzeit. Eine Auswertung der an den einzelnen Energiebörsen und Brokern gehandelten Volumina findet sich in den Kapiteln zum Strom- und Gasgroßhandel.

¹⁷⁹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen und nicht eindeutig zuordnungsbaaren Meldungen kann die Summe der Anteile von 100% abweichen.

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

1. Aufgaben nach REMIT

Die Bundesnetzagentur überwacht den Energiegroßhandelsmarkt nach den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT). Kernstück der REMIT sind die Verbote von Insiderhandel (Artikel 3) und Marktmanipulation (Artikel 5). Verdächtiges Handelsverhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer wird von Energiebörsen, Brokerplattformen, Marktteilnehmern, ACER¹⁸⁰ oder auch anonym angezeigt. Verdachtsanzeigen, die die Bundesnetzagentur erhält, werden nachfolgend als Verdachtsfälle bezeichnet. Es sind damit Fälle, bei denen Anhaltspunkte für den Verdacht eines REMIT-Verstoßes vorliegen.

Bei den Insiderhandelsfällen geht es zum Beispiel um Handelsgeschäfte, die vor der Veröffentlichung von Kraftwerksausfällen getätigt wurden. Unter Marktmanipulation können beispielsweise Handelsgebote ohne Ausführungsabsicht oder sogenannte Wash Trades fallen, bei welchen die gleiche Person sowohl auf der Kauf- als auch der Verkaufsseite der Transaktion steht.

Verdachtsfälle

Anzahl

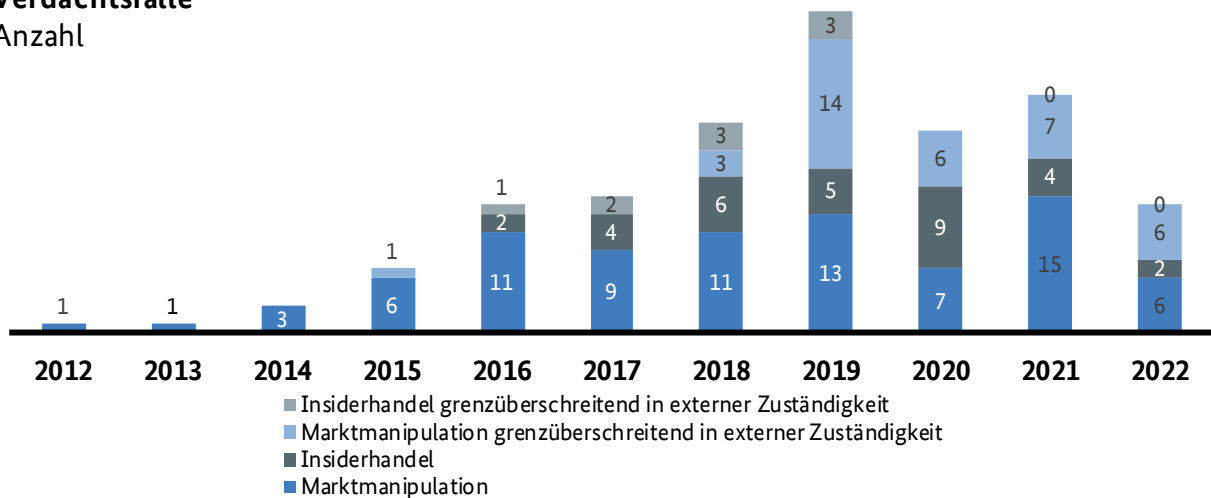


Abbildung 238: Verdachtsfälle 2012 bis 2022

Die zunächst steigende Anzahl der Verdachtsfälle bedeutete nicht unbedingt, dass die Anzahl der tatsächlichen Verstöße zugenommen hätte. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass das zunächst neue Regelwerk REMIT sich bei Marktteilnehmern sowie bei Energiebörsen und anderen Handelsplätzen im Zeitablauf

¹⁸⁰ Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

immer mehr etabliert und hinreichende Berücksichtigung gefunden hat. Die Marktüberwachungsstellen haben ihre Prozesse verbessert und die Regulierungsbehörden erste Entscheidungen veröffentlicht, weshalb sie zunehmend mehr Auffälligkeiten identifizieren können.

Grenzüberschreitende Fälle

Weist der Verdachtsfall grenzüberschreitende Aspekte auf, wenn z. B. das Handelsverhalten ein Produkt eines anderen Mitgliedstaates betrifft als der Marktteilnehmer aufgrund seines Sitzes registriert ist, sind auch die Energieregulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten betroffen bzw. wird er durch diese federführend bearbeitet.

Interne Bearbeitung

Die bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Verdachtsfälle werden zunächst durch eine Erstanalyse bewertet. Hierbei verwendet die Bundesnetzagentur von ACER übermittelte Handelsdaten und führt ggfs. weitere Datenabfragen und -analysen durch. Können die Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT hiernach nicht bestätigt werden, wird der Fall eingestellt. Soweit es um eine Ordnungswidrigkeit geht, können weitere Gründe, wie Geringfügigkeit oder fehlende Wiederholungsgefahr, zu einer Einstellung führen. Lassen sich die Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT durch die Erstanalyse bestätigen, führt die Bundesnetzagentur weitere Ermittlungen durch. Bei hinreichendem Tatverdacht kann die Bundesnetzagentur ein Ordnungswidrigkeitenverfahren einleiten. Soweit es sich um einen strafrechtlich relevanten Verstoß handelt, gibt die Bundesnetzagentur den Fall an die Staatsanwaltschaft ab. Bisher hat die Bundesnetzagentur sechs Bußgeldverfahren geführt. Fünf davon wurden mit Bußgeldbescheid abgeschlossen, ein Verfahren wurde eingestellt.

Eingestellte Verdachtsfälle Anzahl

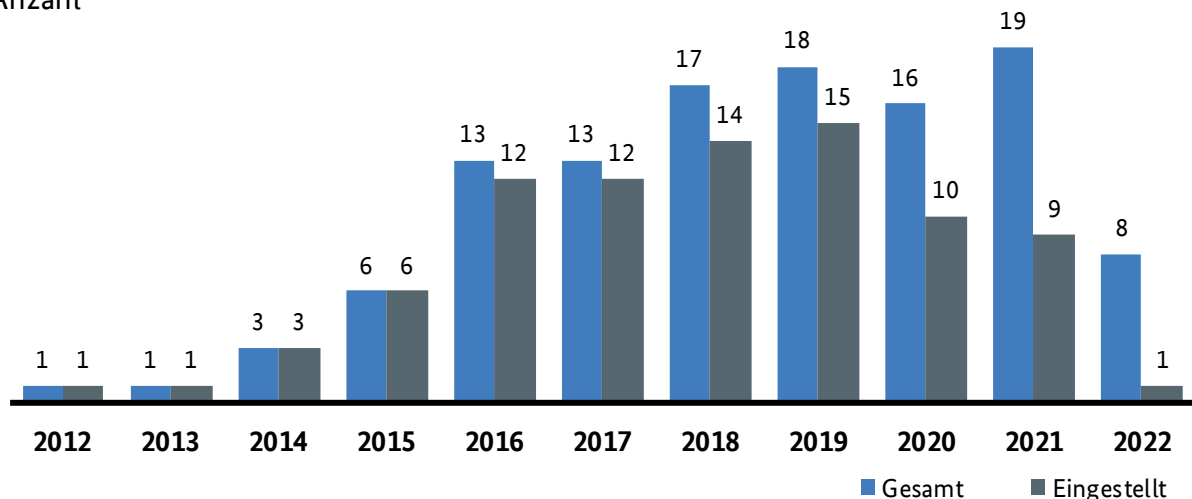


Abbildung 239: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 – 2022¹⁸¹

¹⁸¹ Die Anzahl Gesamt bezieht sich auf Verdachtsfälle in interner Bearbeitung.

Identifizierte Verdachtsfälle von ACER

Im Rahmen ihrer Marktüberwachungsaufgaben nach der REMIT wertet ACER seit Anfang 2018 alle Handelsdaten mithilfe eines speziell zugeschnittenen Marktüberwachungssystems und durch Marktüberwachungsspezialisten nach bestimmten Maßstäben EU-weit auf Auffälligkeiten aus. Die Besonderheit ist dabei, dass ACER einen sowohl grenzüberschreitenden als auch handelsplatzübergreifenden Blick auf den Strom- und Gashandel hat. Dadurch wird die Überwachungstätigkeit der Handelsplätze und nationalen Regulierungsbehörden komplettiert. Die Ergebnisse dieser Analysen – sog. Alerts – sendet ACER regelmäßig an die relevanten nationalen Regulierungsbehörden. Solche Alerts sind zunächst einmal Auffälligkeiten, die aus den bei ACER vorliegenden Daten ermittelt werden, also bspw. Ausreißer aus bestimmten definierten Bandbreiten. Aus den Alerts können sich Verdachtsfälle ergeben. Hierfür erarbeitet ACER ein sog. PIA (Preliminary Initial Assessment), eine tiefergehende Analyse der Daten und eigene Bewertung zum Vorliegen eines Verdachtsfalles. Das PIA wird dann an die zuständige(n) Energieregulierungsbehörde(n) zur weiteren Bearbeitung übermittelt. Von den angezeigten Verdachtsfällen wurden 16 Fälle als PIAs von ACER angezeigt, von denen 9 in Federführung bearbeitet werden bzw. wurden.

2. Marktstammdatenregister



Das Marktstammdatenregister (MaStR) wurde zum 31.1.2019 von der Bundesnetzagentur in Betrieb genommen. Seit diesem Zeitpunkt sind Betreiber von Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsanlagen und von Gaserzeugungs- und Gasverbrauchsanlagen gemäß § 3 und 5 MaStRV verpflichtet, sich selbst und ihre Anlagen im MaStR zu registrieren. Dies ist unter www.marktstammdatenregister.de möglich. Auf der zugehörigen Hilfe-Seite sind alle dafür erforderlichen Informationen zu finden.

Die Registrierungspflicht gilt für Stromerzeugungsanlagen auch dann, wenn für den Strom keine Förderung in Anspruch genommen wird und wenn die Anlage so geschaltet ist, dass sie keinen Strom ins Netz einspeist.

Wie die folgende Abbildung zeigt, ist die überwiegende Anzahl der Registrierungen im Jahr 2020 auf Einheiten von Bestandsanlagen zurückzuführen. Die hohen Registrierungszahlen im Dezember 2020 und im Januar 2021 sind mit dem damals geltenden Fristablauf zum 31.01.2021 zu Registrierung aller Bestandsanlagen zu erklären.

Monatliche Registrierungen von Einheiten

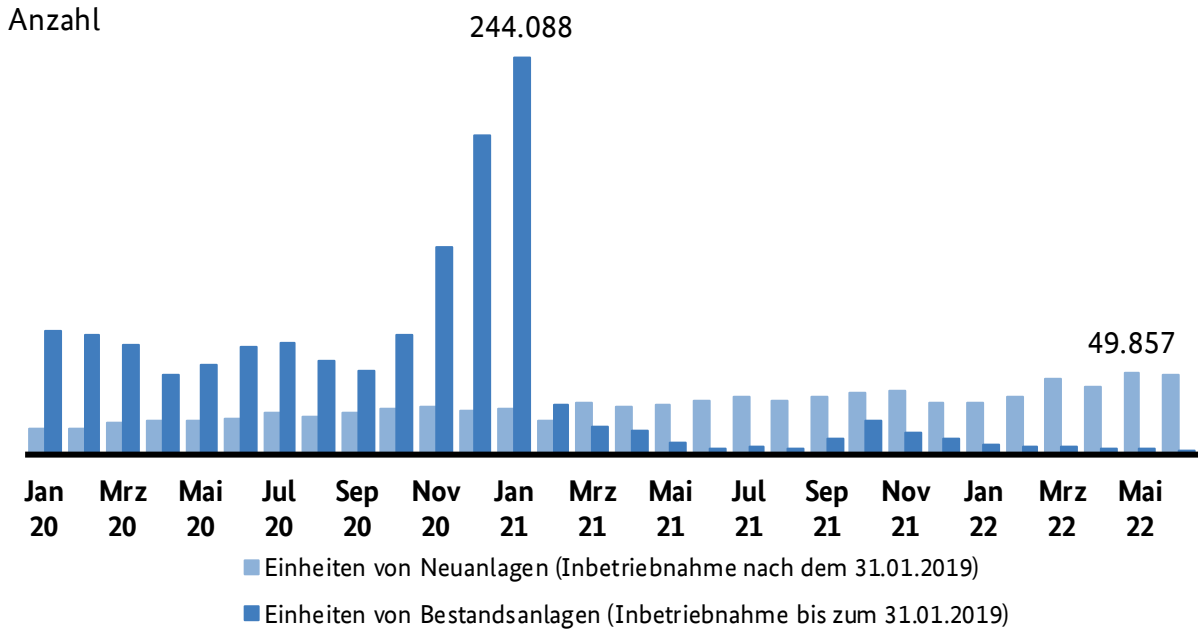


Abbildung 240: Monatlich Registrierungen von Einheiten

Seit März 2021 dominieren die Registrierungen von Einheiten, die zu Neuanlagen gehören. Die Anzahl der Registrierungen von Einheiten von Neuanlagen nimmt stetig zu. Während im Jahr 2020 im Mittel 22.000 Einheiten pro Monat registriert wurden, waren es im Jahr 2021 32.000 Einheiten pro Monat und im ersten Halbjahr bereits 42.000 Einheiten pro Monat. Darin spiegelt sich vor allem der insgesamt ansteigende Pfad des Solarzubaues.

In der folgenden Tabelle ist zu erkennen, dass die überwiegende Anzahl an Registrierungen im Bereich Solare Strahlungsenergie vorgenommen wird. Dies sind sowohl Freiflächenanlagen, als auch PV-Aufdach-Anlagen oder sogenannte Balkonanlagen. Die Tabelle zeigt die zum 10.07.2022 im MaStR registrierten Einheiten unterschieden nach Einheitentypen und Betriebsstatus der jeweiligen Einheit. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Bereich Strom- und Gaserzeugung alle Einheiten zu registrieren sind, die unmittelbar oder mittelbar an ein Strom- bzw. Gasnetz angeschlossen sind oder werden sollen. Eine Mindestgröße ist nicht vorgesehen. Dies gilt auch für Anlagen, die keine Förderung erhalten. Verbrauchseinheiten sind nur zu registrieren, wenn sie an ein Hoch- oder Höchstspannungsnetz oder an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

Anzahl registrierter Einheiten im MaStR

Stand: 10. Juli 2022

Einheitentyp	Gesamt	In Betrieb	In Planung	Endgültig stillgelegt	Vorübergehend stillgelegt
Stromerzeugungseinheit	30.002.929	2.967.778	26.045	8.056	1.050
Solare Strahlungsenergie	2.430.820	2.411.762	15.110	3.367	581
Speicher	428.383	419.232	8.097	968	86
Verbrennung ohne Biomasse ^[1]	79.443	76.119	612	2.501	211
Wind	33.290	30.657	1.935	669	29
Biomasse	21.453	20.630	240	468	115
Wasser	8.565	8.470	31	39	25
Sonstige ^[2]	546	512	8	23	3
Andere EE ^[3]	423	393	12	18	0
Kernenergie	6	3	0	3	0
Stromverbrauchseinheit	362	292	68	2	0
Gaserzeugungseinheit	309	299	8	0	2
Gasspeicher	55	54	0	0	1
Biomethan	223	215	8	0	0
Förderung fossilen Erdgases	21	20	0	0	1
Andere Erzeugung	10	10	0	0	0
Gasverbrauchseinheit	770	739	20	10	1

[1] Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, nicht biogener Abfall, andere Gase

[2] Druck aus Gasleitungen, Druck aus Wasserleitungen, Wärme

[3] Geothermie, Solarthermie, Grubengas, Klärschlamm

Tabelle 152: Anzahl registrierter Einheiten im MaStR

Die Daten des MaStR sind fast vollständig öffentlich verfügbar. Vertraulich sind bei Einheiten mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kW nur die Straße, die Hausnummer und die Daten zu Anlagenbetreibern, die als natürliche Personen registriert sind. Auf die Daten des MaStR kann zum einen manuell über das Webportal und zum anderen automatisiert über einen Webdienst zugegriffen werden. Die Nutzung des Webdienstes bietet sich für Nutzer an, die regelmäßig größere Datenmengen auswerten möchten. Die Anzahl dieser Webdienstanwender steigt kontinuierlich, waren es im März 2020 noch ca. 200 Unternehmen, stieg diese Zahl bis Juni 2021 auf 420 Unternehmen an. Mittlerweile gibt es 750 Webdienstanwender, die die Daten automatisiert abrufen.

Die folgende Abbildung zeigt die Zugriffszahlen pro Monat unterteilt nach manuellen Zugriffen über das Webportal und automatisierten Zugriffen über den Webdienst auf das MaStR für einen ausgewählten Zeitraum. Hier ist zu erkennen, dass die Zugriffszahlen nach sehr hohen Zahlen im Januar 2021 wieder zurückgegangen sind. Die anfänglich hohen Zugriffszahlen resultierten aus den anfänglichen Lernprozessen bei den Nutzern des Webdienstes. Ähnlich hohe Zugriffszahlen sollte es in Zukunft nicht mehr geben. Weiterhin sind jedoch 50 Mio. Zugriffe pro Monat auf das System zu verzeichnen, was eine anhaltend hohe Anforderung an das Register darstellt.

Zugriffszahlen pro Monat in Mio.

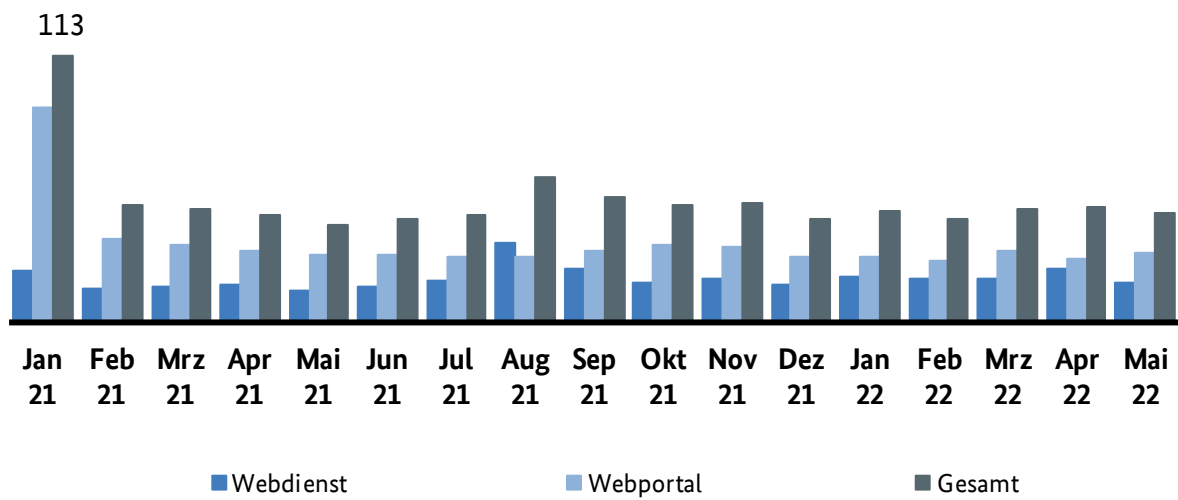


Abbildung 241: Zugriffszahlen pro Monat

2.1 Qualitätssicherung

In den nachfolgenden Unterkapiteln sind die Aufgaben, die mit der Führung des MaStR verbunden sind, auf die Monate aufgeschlüsselt dargestellt. Die auffälligen Schwankungen in den Grafiken, die in fast allen Bereichen ein Maximum in der Zeit von Ende des Jahres 2020 und Anfang des Jahres 2021 aufgetreten sind, sind auch hier auf den Fristablauf zum 31.01.2021 zur Registrierung der Bestandsanlagen zurückzuführen.

2.1.1 Netzbetreiberprüfungen

Ein wichtiger Bestandteil der Qualitätssicherung ist die Prüfung bestimmter Daten durch den zuständigen Anschlussnetzbetreiber. Gemäß § 13 MaStRV sind die Netzbetreiber verpflichtet, bestimmte Daten der Einheiten, der Anlagen und deren Betreiber zu prüfen. Der genaue Umfang welche Daten zu prüfen sind, ist im Anhang der Verordnung geregelt. Stellt der Netzbetreiber einen Korrekturbedarf fest, kann er diesen Korrekturbedarf über das Portal an den Anlagenbetreiber übermitteln.

Wie die folgende Abbildung zeigt, wurden zum 1.7.2022 76,7 Prozent der Netzbetreiberprüfungen abgeschlossen (1.7.2021: 68,7 Prozent), bei 8,5 Prozent hat der Netzbetreiber noch nicht mit der Prüfung begonnen, 12,0 Prozent liegen aktuell wieder beim Anlagenbetreiber (ABR) und müssen von diesem nun weiterbearbeitet werden und bei 2,5 Prozent liegt die Prüfung nach der Bearbeitung durch den Anlagenbetreiber wieder beim Netzbetreiber (NB).

Aufteilung der Netzbetreiberprüfungen in die verschiedenen Status in Prozent

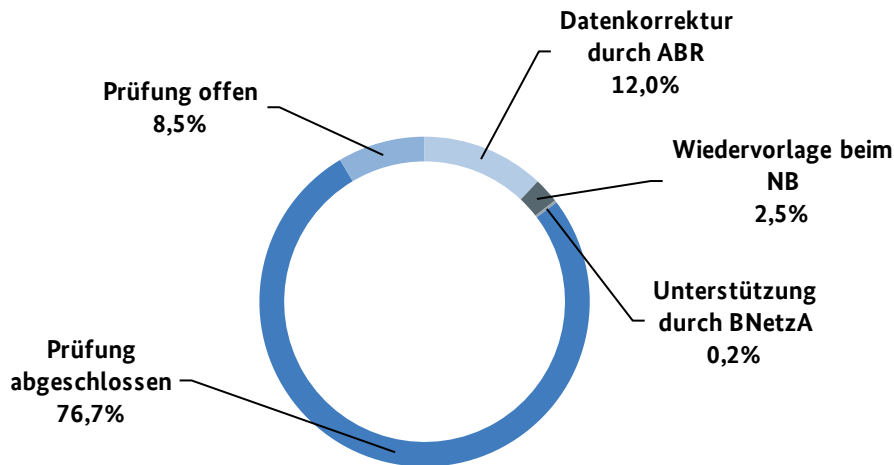


Abbildung 242: Aufteilung der Netzbetreiberprüfungen nach Status

2.1.2 Löschanträge und Duplikatenmeldungen

Ein weiterer Schritt der Qualitätssicherung besteht in der Sicherzustellen, dass Einheiten und Anlagen, die einmal im MaStR registriert wurden, nicht einfach wieder gelöscht werden. Damit auch historische Auswertungen durchgeführt werden können, sollen die Daten zu allen Einheiten/Anlagen dauerhaft auch über den Stilllegungstermin hinaus erhalten bleiben. Eine Löschung der Daten erfolgt nicht – allerdings werden die Verknüpfungen zum Anlagenbetreiber mit der Stilllegung aufgehoben.

Löschungen von Daten zu Einheiten und Anlagen werden daher nur bei Fehlern durchgeführt. Fehler bei der Registrierung können aus verschiedenen Gründen auftreten und es kann daher notwendig sein, eine eingetragene Einheit/Anlage wieder zu löschen, weil es sie schlicht nie gegeben hat. Hierzu wird bei der Bundesnetzagentur ein Löschantrag durch den Anlagenbetreiber gestellt, den die Bundesnetzagentur prüft. Zudem können Netzbetreiber über eine weitere Funktion mögliche Fehlregistrierungen der Bundesnetzagentur melden, die ebenfalls durch die Bundesnetzagentur geprüft werden.

Wie die folgende Abbildung zeigt, gehen im Mittel pro Monat ca. 1.500 Löschanträge und ca. 650 Fehlermeldungen durch Netzbetreiber bei der Bundesnetzagentur ein.

Löschanträge und Fehlermeldungen

Anzahl

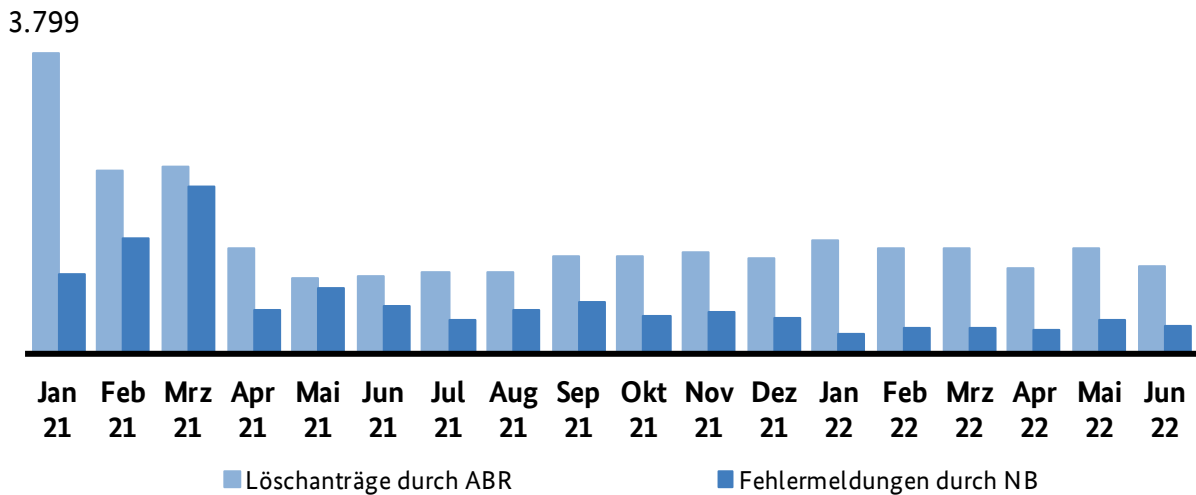


Abbildung 243: Anzahl der Löschanträge und Fehlermeldungen

2.1.3 Datenkorrekturen durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur plausibilisiert mit eigenen Auswertungen die registrierten Daten unabhängig davon, ob diese bereits vom Netzbetreiber geprüft wurden oder nicht. Dabei lag der Fokus im Jahr 2021 und im ersten Halbjahr 2022 auf den folgenden Themen:

- Dimensionierungsfehler bei den Leistungswerten
- Standortdaten und Geokoordinaten bei Windeinheiten
- Alle Daten der Einheiten, die in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur geführt werden (Einheiten mit einer Nettonennleistung größer 10 MW)

Im Fall von offensichtlichen Fehlern in diesen Bereichen werden die Daten von der Bundesnetzagentur korrigiert und der Anlagenbetreiber wird über diese Änderung informiert und kann ggf. Widerspruch einlegen. Im Mittel behebt die Bundesnetzagentur ca. 600 offensichtliche Fehler pro Monat.

Ein anderer Schwerpunkt liegt auf den Fehlregistrierungen durch die Auswahl des falschen Einheitentyps; so werden z.B. immer wieder Solaranlagen irrtümlich als Stromverbrauchsanlagen registriert. In diesen Fällen werden die Anlagenbetreiber kontaktiert und beraten, wie sie die Einheit richtig registrieren, damit eine fristgerechte Registrierung gewährleistet ist. Im Mittel wird dies ca. 130-mal pro Monat durchgeführt.

Datenkorrekturen durch Bundesnetzagentur

Anzahl

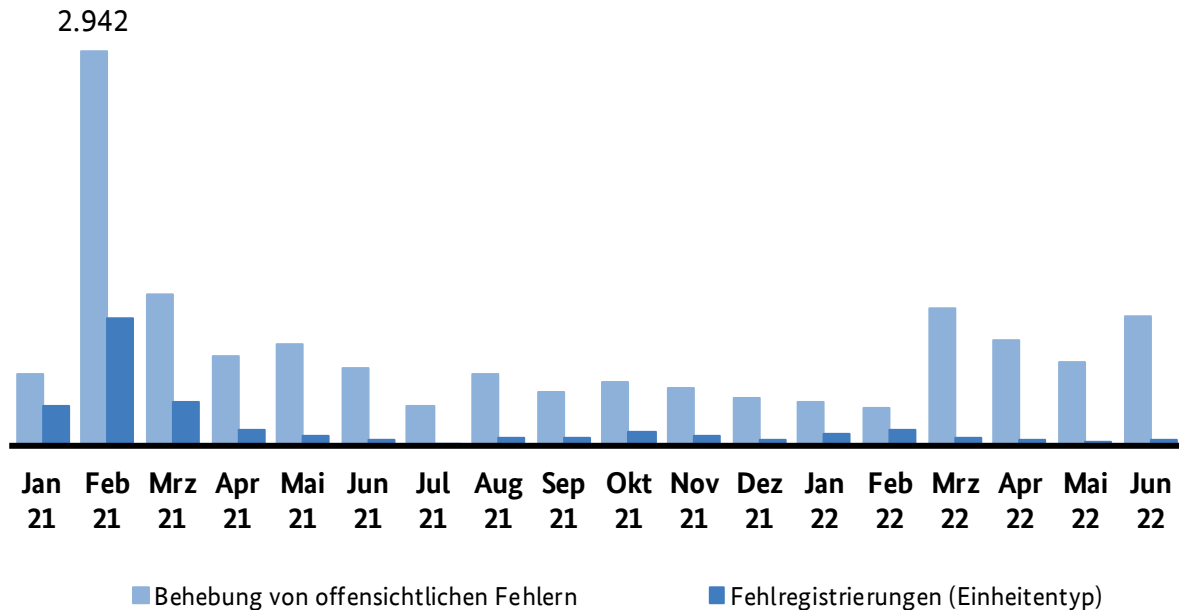


Abbildung 244: Anzahl der Datenkorrekturen durch die Bundesnetzagentur

2.2 Betreiberwechsel

Auch der Wechsel des Betreibers einer Anlage muss im Marktstammdatenregister registriert werden. Wenn beispielsweise ein Haus mit einer Solaranlage verkauft wird, muss dieser Betreiberwechsel registriert werden. Grundsätzlich stellt das MaStR alle erforderlichen Informationen und Masken bereit, damit dieser Wechsel ohne die Einbindung der Bundesnetzagentur im Zusammenwirken des neuen und des bisherigen Anlagenbetreibers registriert werden kann. In verschiedenen Fällen muss die Bundesnetzagentur jedoch auch hier unterstützen: Immer wenn einer der beiden Parteien nicht verfügbar oder unwillig ist, z.B. in Sterbefällen oder bei Insolvenzen oder laufenden Gerichtsverfahren.

Insgesamt wurden im Jahr 2021 25.868 Betreiberwechsel angestoßen (2020: 14.337); im Mittel waren es 2.150 pro Monat. Im ersten Halbjahr 2022 waren es im Mittel bereits 2.500 angestoßenen Betreiberwechsel. Es ist damit zu rechnen, dass die Anzahl in Zukunft weiter ansteigen wird, sobald allen Beteiligten bewusst wird, dass auch dieser Prozess im MaStR registriert werden muss. Außerdem führt eine erhöhte Gesamtanzahl an Anlagen langfristig zu einer erhöhten Gesamtzahl an Betreiberwechseln. Bei den Anlagen, die eine Förderung erhalten, dürfte sich im Zeitablauf bemerkbar machen, dass die Netzbetreiber die Abwicklung der Zahlungen zunehmend auf MaStR-Daten stützen. Dadurch wird es künftig voraussichtlich regelmäßiger der Fall sein, dass ein Betreiberwechsel auch im MaStR ordnungsgemäß registriert wird.

Die folgende Abbildung zeigt, dass insbesondere im Monat Januar eine hohe Anzahl von Registrierungen zu verzeichnen ist. Es ist gegenwärtig nicht erkennbar, welchen Hintergrund dieser auffällige Peak hat.

Angestoßene Registrierungen von Betreiberwechseln

Anzahl

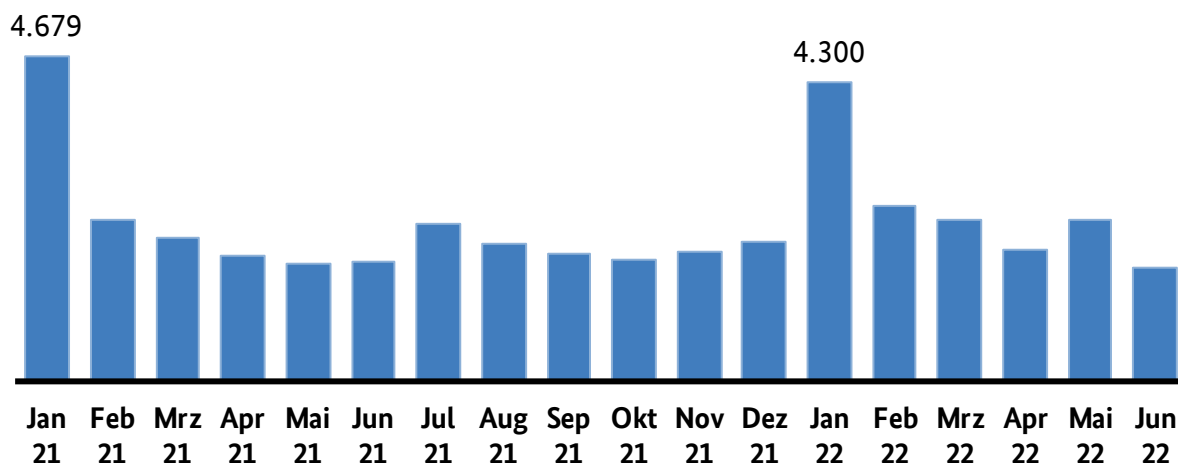


Abbildung 245: Anzahl angestoßener Registrierungen von Betreiberwechseln

3. Einsatz digitaler Technologien in der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft ist durch die Digitalisierung und die Energiewende einem starken Wandel unterworfen. Der Einsatz digitaler Technologien ist dabei Fundament und Erfolgsbedingung für die Energiewirtschaft und einer tragfähigen, langfristig gedachten Energiewende.

In den vergangenen Jahren sind insbesondere in den Bereichen Künstlichen Intelligenz (KI) und Blockchain (BC) große technologische Fortschritte erzielt worden. Während KI bereits jetzt als eine der Schlüsseltechnologien und als ein wesentlicher Treiber der Digitalisierung und der Entwicklung (teil-)autonomer Systeme angesehen wird, bietet die Blockchain-Technologie wesentlich mehr Potenziale als die Schaffung und Verwaltung von Kryptowährungen, da grundsätzlich jeder Prozess, der digital darstellbar ist, mithilfe einer Blockchain abgebildet werden kann.

Um einen Überblick über die aktuelle Bedeutung von Künstlicher Intelligenz und der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft zu erhalten, wurden die an dem Monitoring beteiligten Unternehmen zusätzlich hinsichtlich des Einsatzes dieser beiden Technologien befragt.

Die beiden Technologien werden wie folgt definiert:

Künstliche Intelligenz (KI) bezeichnet Software-Systeme mit einem „intelligenten“ Verhalten, die ihre Umgebung analysieren und mit einem gewissen Grad an Autonomie handeln, um bestimmte Ziele zu erreichen (Europäische Kommission, 2021).

Eine Blockchain ist ein Register, in dem digitale Transaktionen in chronologischer Reihenfolge für alle Teilnehmer nachvollziehbar in Datenblöcken gespeichert („Block“) und unveränderbar miteinander verkettet („Chain“) werden (Bundesnetzagentur, 2021).

3.1 Künstliche Intelligenz (KI)

An der zusätzlichen Monitoring-Abfrage zu KI haben sich insgesamt 3.447 Unternehmen beteiligt, die in der nachfolgenden Tabelle auf die jeweiligen Markttrollen verteilt werden:

Markttrollen der befragten Unternehmen

Anzahl

Markttrolle	Größe der Stichprobe
ÜNB	7
VNB	544
Stromlieferant	970
MSB Strom	561
Erzeuger	236
Gasspeicher	21
FNB	15
Gaslieferanten	630
VNB Gas	463

Tabelle 153: Markttrollen der befragten Unternehmen beim Einsatz von KI

Ca. 16% der befragten Unternehmen haben dabei angegeben, dass sie KI bereits einsetzen. Im Durchschnitt setzen diese Unternehmen KI seit 2019 ein. 3% der befragten Unternehmen haben angegeben, den KI-Einsatz zu planen. Von diesen Unternehmen wird der Einsatz durchschnittlich für 2023 geplant. Die restlichen 81% der befragten Unternehmen haben angegeben, dass sie KI nicht einsetzen und deren Einsatz nicht planen.

Wenn man die Unternehmen differenziert nach der jeweiligen Markttrolle betrachtet, ist es auffallend, dass die Übertragungsnetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber KI-Technologien bereits einsetzen. Die häufigsten Anwendungsfälle bei ÜNB sind KI-basierte Erstellung von Prognosen, vorausschauende Wartung und Instandhaltung sowie Betriebs- und Ablaufoptimierung. Bei FNB werden vermehrt KI-basierte Sicherheitsmaßnahmen eingesetzt, während der Einsatz von KI zur vorausschauenden Wartung und Instandhaltung noch in Planung ist.

Somit wird ein durch die Abfrage beobachtetes Phänomen, dass größere Unternehmen eher KI einsetzen oder deren Einsatz planen als kleinere, teilweise bestätigt.¹⁸²

¹⁸² Quelle: BMWK: Den digitalen Wandel gestalten. Mittelstand digitalisieren: www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/digitalisierung.html, Abruf am 05.08.2022.

Einsatz von KI in Prozent

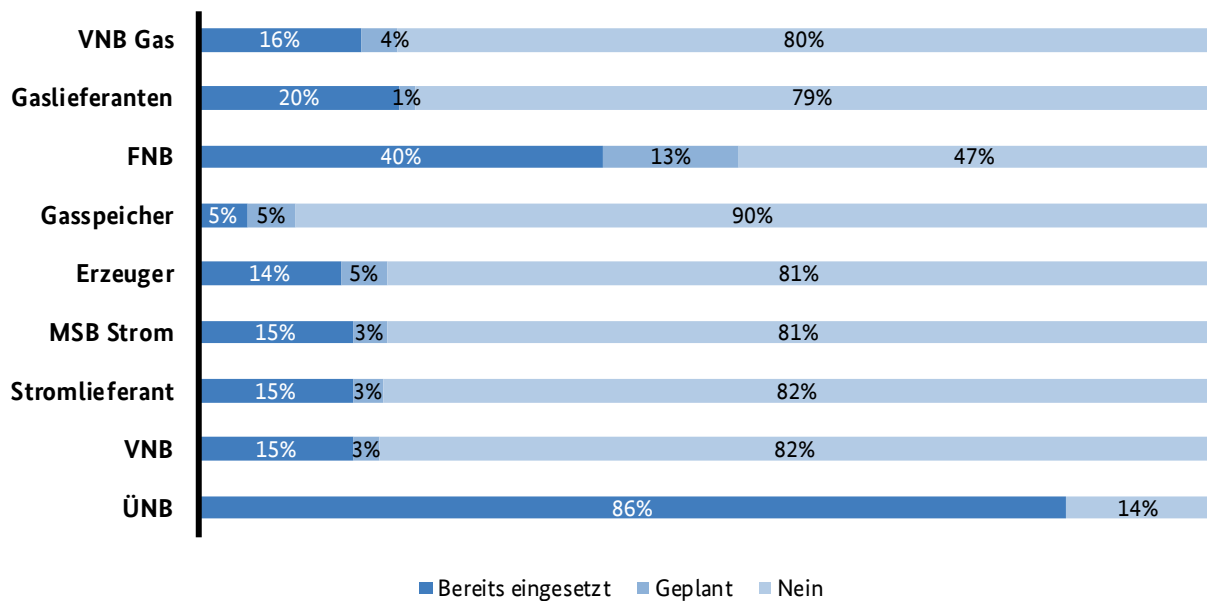


Abbildung 246: Einsatz von KI differenziert nach Marktrolle

Bei der Betrachtung der Angaben hinsichtlich der Mehrwerte und Herausforderungen für den Einsatz von KI werden aufgrund der Datenqualität nur die Angaben der 663 Unternehmen ausgewertet, die KI bereits einsetzen oder deren Einsatz planen. Da die Bewertung aggregiert über alle Marktrolle erfolgt, kann das Ergebnis für die einzelnen Marktrolle stark von dem Gesamtergebnis abweichen.

Die Bewertung der Mehrwerte erfolgt auf Basis der folgenden Kategorien jeweils auf einer Skala von 1 („keine“) bis 4 („erheblich“):

- Effizienzsteigerungen
- Automatisierungen
- Beherrschung von Komplexität
- ökologische Nachhaltigkeit
- Kostenreduktionen

Hierbei konnte jedes Unternehmen für jeden Mehrwert jeweils eine, von den anderen Mehrwerten, unabhängige Bewertung abgeben.

Mehrwerte beim Einsatz von KI in Prozent

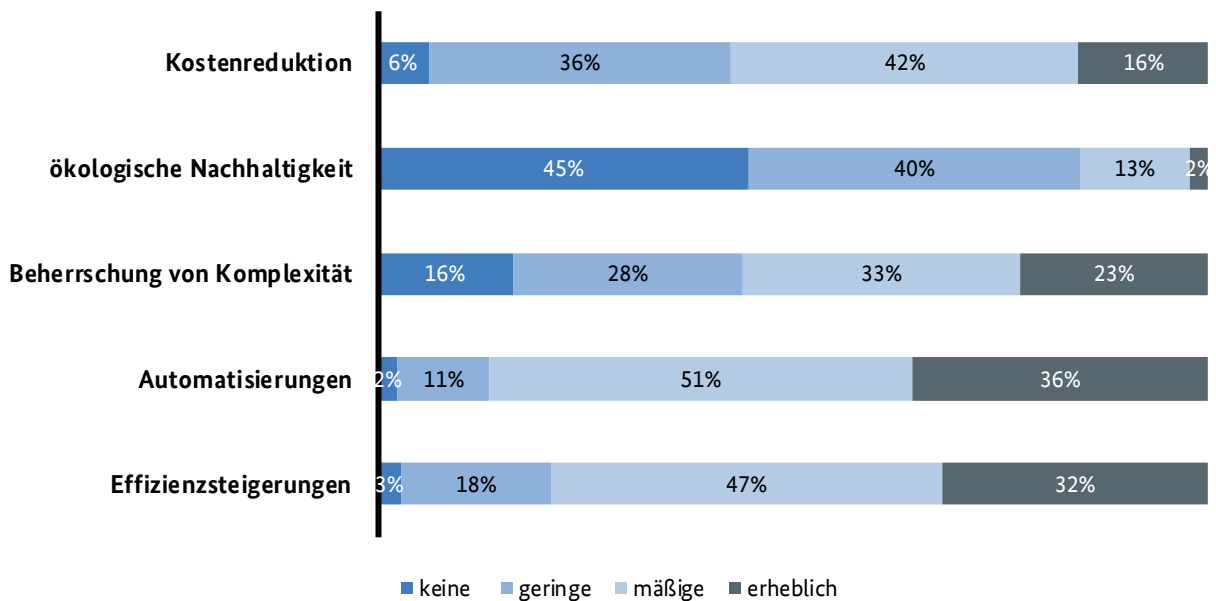


Abbildung 247: Mehrwert beim Einsatz von KI

Die in der Abbildung 168 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass Automatisierungen und Effizienzsteigerungen als die wesentlichen Mehrwerte für den Einsatz von KI angesehen werden. Bezüglich der ökologischen Nachhaltigkeit bietet KI nach Angaben der befragten Unternehmen die geringsten Mehrwerte.

Bei der Frage nach Herausforderungen beim Einsatz von KI wurden folgende Kategorien vorgegeben:

ökonomische (z.B. Fachkräftemangel, Entwicklungskosten)

technische (z.B. Hardware, Software, Datenverfügbarkeit)

- ökonomische (z.B. Fachkräftemangel, Entwicklungskosten)
- technische (z.B. Hardware, Software, Datenverfügbarkeit)
- rechtlich-regulatorische (z.B. Datenschutzregelungen, Energierecht)

Die befragten Unternehmen konnten diese analog zu Mehrwerten anhand der Skala von 1 („keine“) bis 4 („erheblich“) bewerten. Hierbei konnte jedes Unternehmen für jede Herausforderung jeweils eine, von den anderen Herausforderungen, unabhängige Bewertung abgeben. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 169 dargestellt:

Herausforderungen beim Einsatz von KI in Prozent

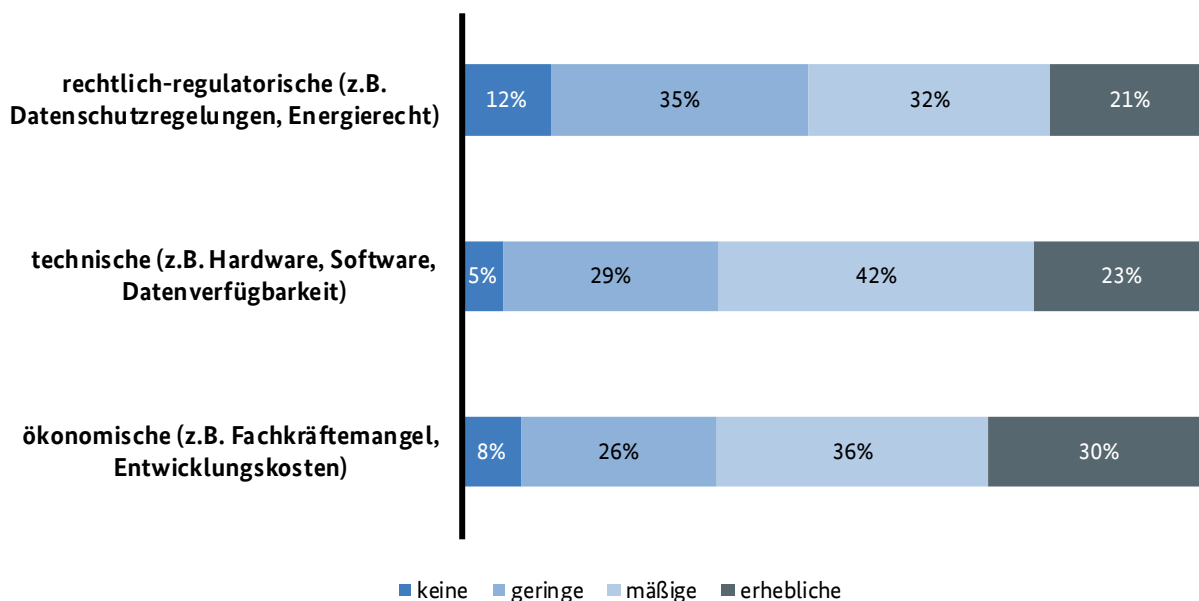


Abbildung 248: Herausforderungen beim Einsatz von KI

Die Ergebnisse zeigen, dass keine der vorgegebenen Herausforderungen für den KI-Einsatz von den befragten Unternehmen hervorgehoben wird. Eine leichte Mehrheit der Unternehmen bewertet jedoch die ökonomischen Herausforderungen gefolgt von technischen Herausforderungen als erheblich.

3.2 Blockchain

An der Zusatzabfrage zum Thema Blockchain haben sich 3.212 Unternehmen beteiligt. Aufteilung dieser Unternehmen auf die jeweiligen Marktrollen erfolgt in der nachfolgenden Tabelle:

Marktrollen der befragten Unternehmen Anzahl

Marktrolle	Größe der Stichprobe
ÜNB	7
VNB	507
Stromlieferant	909
MSB Strom	528
Erzeuger	203
Gasspeicher	19
FNB	14
VNB Gas	429
Gaslieferant	596

Tabelle 154: Marktrollen der befragten Unternehmen zum Einsatz von Blockchain

Von den 3.212 gaben 2% an, dass diese den Einsatz von Blockchain planen oder diese Technologie bereits einsetzen. Abbildung 170 zeigt den Einsatz, den geplanten Einsatz sowie die Unternehmen, die Blockchain nicht einsetzen oder dessen Einsatz nicht planen, differenziert nach der Marktrolle der jeweiligen Unternehmen:

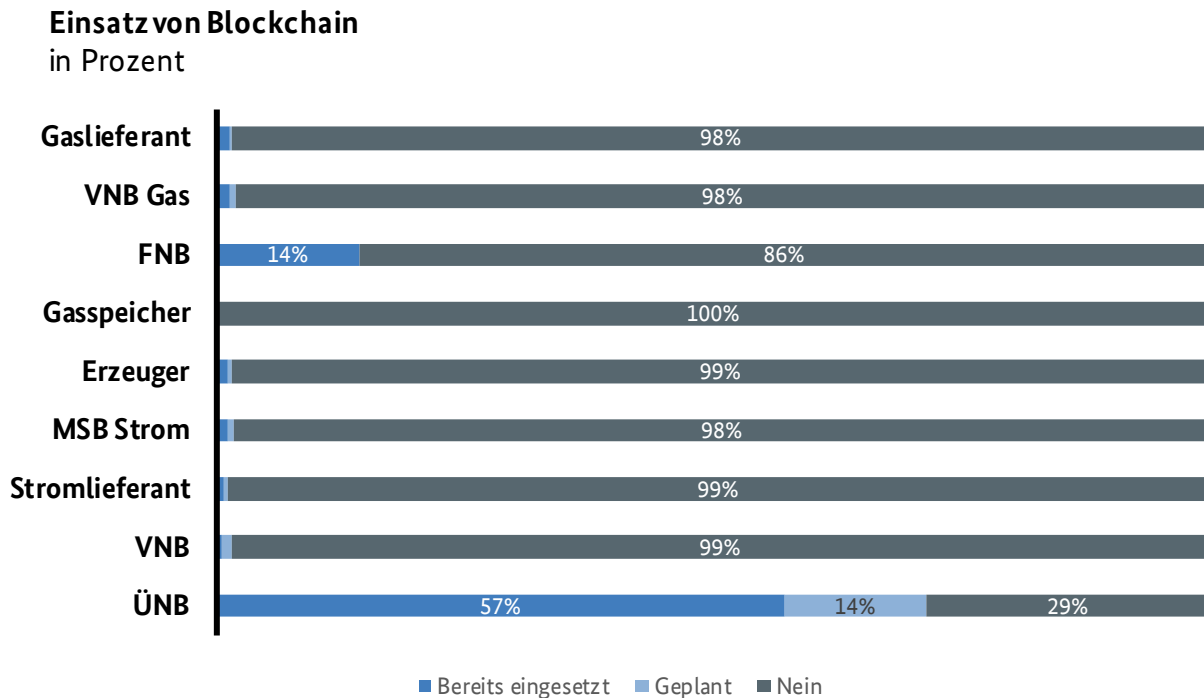


Abbildung 249: Einsatz von Blockchain differenziert nach Markttrollen

Bei der Betrachtung der Angaben hinsichtlich der Mehrwerte und Herausforderungen für den Einsatz von Blockchain werden aufgrund der Datenqualität nur die Angaben der 52 Unternehmen ausgewertet, die Blockchain bereits einsetzen oder deren Einsatz planen. Durch die Rückmeldungen der Zusatzabfrage für den Einsatz von Blockchain ergibt sich derzeit keine erhöhte Marktdurchdringung von Blockchain bezogen auf die betrachteten Markttrollen. Somit bleibt Blockchain in der Masse eine Nischentechnologie. Lediglich die ÜNB weisen eine erhöhte Marktdurchdringung bei dem Einsatz von Blockchain auf. Hierbei gaben die ÜNB im Schnitt an, dass ein Einsatz von Blockchain bereits seit dem Jahr 2018 stattfindet. Insbesondere wird der Einsatz von Blockchain zur Vernetzung, Steuerung und Abruf dezentraler Einheiten für Netzengpassmanagement bereits erprobt. Nutzung von Blockchain zur Abrechnung von Entgelten und Umlagen befindet sich in Planung. Bei der Abfrage gaben, bezogen auf die weite Verbreitung durch die ÜNB und FNB, in der Tendenz lediglich einige große Unternehmen an, Blockchain bereits zu nutzen oder dessen Einsatz zu planen.

Abbildung 171 beschreibt die aus Sicht der Unternehmen größten Mehrwerte durch den Einsatz von Blockchain. Bei der Abfrage wurden auf Basis der Eigenschaften und damit einhergehend mögliche Vorteile der Technologie folgende Mehrwerte für die Unternehmen zur Bewertung vorgegeben:

- Ausfallsicherheit
- Rückverfolgbarkeit

- Kostenreduktion
- Automatisierung von Arbeitsprozessen
- Datensicherheit
- Transparenz

Die Bewertung erfolgte anhand einer Skala, die die möglichen Mehrwerte aufsteigend nach ihrer Wichtigkeit einordnet: 1 „keine“, 2 „geringe“, 3 „mäßige“, 4 „erhebliche“. Hierbei konnte jedes Unternehmen für jeden Mehrwert jeweils eine, von den anderen Mehrwerten, unabhängige Bewertung abgeben.

Mehrwerte beim Einsatz von Blockchain in Prozent

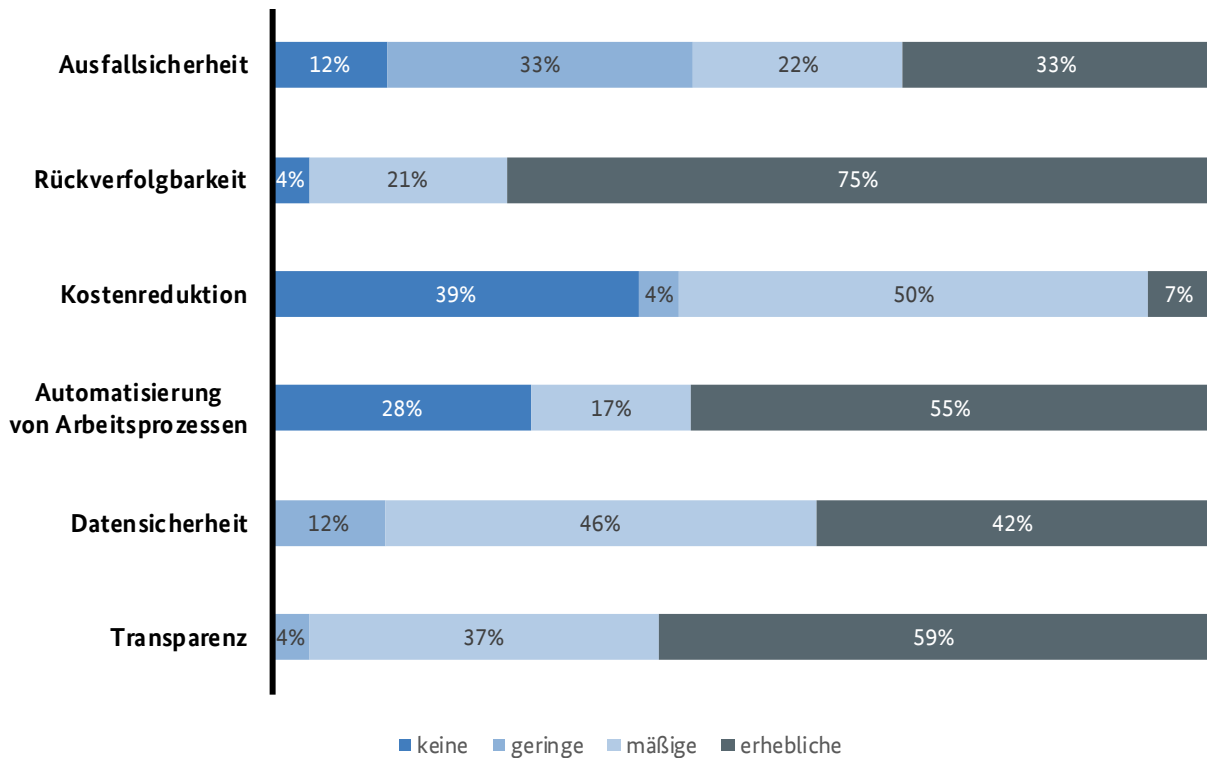


Abbildung 250: Mehrwerte beim Einsatz von Blockchain

In der aggregierten Betrachtung über alle Marktrollen gaben die Unternehmen die Rückverfolgbarkeit sowie die dazu komplementären Ziele Transparenz und Datensicherheit als größte Mehrwerte dieser Technologie an. Die Kostenreduktion wird als der geringste Mehrwert von Blockchain angesehen. Die Ausfallsicherheit ist ebenfalls aus Sicht der Unternehmen ein geringerer Mehrwert. Hier ist zu vermuten, dass die Systeme im Energiesektor ohnehin bereits einen hohen Grad an Ausfallsicherheit bieten und dieses Ziel somit durch diese Technologie als nachrangig betrachtet wird.

Bei den Mehrwerten ist zu beachten, dass die Ergebnisse durch den erhöhten Einsatz von Blockchain durch die Marktrollen FNB und ÜNB, wie in Abbildung 4 dargestellt, beeinflusst werden und möglicherweise kein allgemeingültiges Ergebnis darstellen.

Die Abbildung 172 beschreibt die aus Unternehmenssicht größten Herausforderungen für den Einsatz von Blockchain. Bei der Abfrage wurden mögliche Herausforderungen für die Unternehmen zur Bewertung vorgegeben:

- ökonomische (z.B. Fachkräftemangel, Entwicklungskosten)
- technische (z.B. Hardware, Software, Datenverfügbarkeit)
- rechtlich-regulatorische (z.B. Datenschutzregelungen, Energierecht)

Die Bewertung erfolgte anhand einer Skala, die die Herausforderungen aufsteigend nach ihrer Wichtigkeit einordnet: 1 „keine“, 2 „geringe“, 3 „mäßige“, 4 „erhebliche“. Hierbei konnte jedes Unternehmen für jede Herausforderung jeweils eine, von den anderen Herausforderungen unabhängige Bewertung abgeben.

Herausforderungen beim Einsatz von Blockchain in Prozent

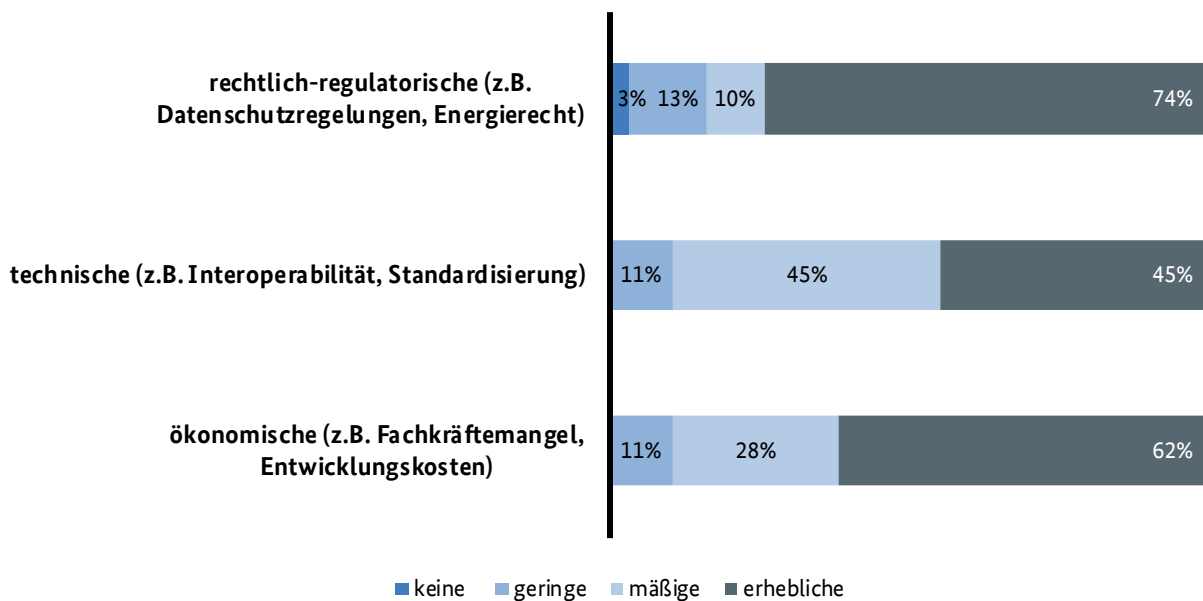


Abbildung 251: Herausforderungen beim Einsatz von Blockchain

Die Herausforderungen für die Planung und den Einsatz von Blockchain lassen eine Tendenz hinsichtlich der erhöhten Herausforderungen durch rechtlich-regulatorische sowie ökonomische Herausforderungen erkennen. Wie bereits anhand der vorangegangenen Abbildung beschrieben, ist zu beachten, dass die dargestellten Ergebnisse aufgrund der überwiegend teilnehmenden ÜNB und FNB ein möglicherweise nicht für alle Marktrollen repräsentatives Ergebnis darstellen.

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

1. Kurzdarstellung Fusionskontrollverfahren B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie/rhenag

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum ein Zusammenschlussvorhaben zwischen dem E.ON-Konzernunternehmen Westenergie AG, Essen, und der RheinEnergie AG, Köln vertieft geprüft. Das Vorhaben soll eine strategische Verbindung zwischen den beiden Unternehmen begründen und besteht im Wesentlichen aus drei Teilen:

- Erstens stellen RheinEnergie und Westenergie ihre Stadtwerksbeteiligungen im Umland von Köln unter gemeinsame Kontrolle im Gemeinschaftsunternehmen rhenag. Im Einzelnen bringt RheinEnergie ihre Beteiligungen AggerEnergie, GVG Rhein-Erft, Stromnetz Bornheim, Stadtwerke Lohmar, Stadtwerke Sankt Augustin, evd Dormagen, Stadtwerke Pulheim und Stadtwerke Troisdorf in rhenag ein und erwirbt Mitkontrolle an rhenag. Westenergie behält Mitkontrolle an rhenag, die weiterhin Beteiligungen insbesondere an Rhein-Sieg Netzgesellschaft, der Westerwald-Netz, Energieversorgung Niederkassel, Gemeindewerke Windeck, Stadtwerke Siegburg, Hennef (Sieg) Netz und e-regio Euskirchen hält. Zudem bringt Westenergie weitere Anteile an e-regio Euskirchen sowie Anteil an EWR Remscheid, Stadtwerke Haan, Stadtwerke Ratingen, Stadtwerke Langenfeld und BEW Netze Wipperfürth in rhenag ein.
- Zweitens erhöht Westenergie und damit E.ON seine Beteiligung an RheinEnergie auf nahezu 25 Prozent und erwirbt im Zuge dessen auch erstmals wettbewerblich erheblichen Einfluss auf RheinEnergie.
- Der dritte Teil des Transaktionsvorhabens, der Erwerb der bisher von Westenergie gehaltenen 20 Prozent-Beteiligung an den Stadtwerken Duisburg durch RheinEnergie wurde bereits separat geprüft und freigegeben

Das Vorhaben betrifft nahezu alle Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft, insbesondere die Bereiche Heizstrom, E-Mobilität, Verteilnetzkonzessionen und -betrieb, Messdienstleistungen, Energiecontracting sowie weitere Endkundenmärkte für die Belieferung mit Strom und Gas. Räumlicher Schwerpunkt des Vorhabens liegt im Großraum in und um Köln.

Heizstrom

Nach den Ermittlungen des Amtes ergaben sich wettbewerbliche Probleme schwerpunktmäßig im Bereich Heizstrom. Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger, aktuell überprüfter und bestätigter Entscheidungspraxis

in sachlicher Hinsicht einen separaten Markt für die Endkundenbelieferung mit Heizstrom ab. Hierbei ist ein gemeinsamer Markt für die Belieferung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen anzunehmen; räumlich werden die Heizstrommärkte in ständiger, aktuell überprüfter und bestätigter Entscheidungspraxis lokal nach der räumlichen Ausdehnung der Grundversorgung- bzw. Netzgebiete abgegrenzt. Trotz der nunmehr weit zurückliegenden Liberalisierung der Energiemärkte hatten die Ermittlungen des Bundeskartellamtes ergeben, dass die Grundversorger in den betroffenen räumlichen Märkten über eine herausragende und strukturell abgesicherte Position verfügen. In zehn lokalen Märkten im Großraum Köln hätte das Vorhaben durch den Wegfall des Wettbewerbs des E.ON Konzern zu einer Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung der RheinEnergie bzw. weiteren Unternehmen des RheinEnergie-Konzerns geführt. Gleichzeitig führt das Vorhaben in zwei Märkten zu einer Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung des E.ON Konzerns durch den Wegfall des Wettbewerbs durch Einbringungen der RheinEnergie in die rhenag.

E-Mobilität

Auch beim Betrieb von Ladepunkten für E-Fahrzeuge wurden wettbewerbliche Probleme identifiziert. Hier hat das Bundeskartellamt erstmalig für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur eine Unterscheidung in getrennte sachlich relevante Märkte nach Ladeleistung zwischen Normalladepunkten (bis einschließlich 22 kW Ladeleistung) und Schnellladepunkten (über 22 kW Ladeleistung) sowie für letztere nach Standort „auf der Autobahn“ und „abseits der Autobahn“ vorgenommen. Räumlich sind die sachlich relevanten Märkte für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladesäuleninfrastruktur jeweils lokal bzw. regional abzugrenzen. Auf Basis dieser Marktabgrenzungen identifizierte das Bundeskartellamt für den Bereich des Betriebs von öffentlich zugänglichen Normalladepunkten insgesamt sieben Markträume innerhalb von Bergheim, Köln und Sankt Augustin als Untersagungsmärkte, auf denen es durch den Zusammenschluss zu wettbewerblichen Bedenken käme. Hierbei handelt es sich aber um wenige lokal sehr eng umgrenzte Bereiche mit derzeit noch marginalen Umsätzen. Zudem wird sich dieser Markt auf Sicht sehr dynamisch entwickeln. Des Weiteren hat das Bundeskartellamt sachlich getrennte Märkte für das Angebot von Lademöglichkeiten mittels Ladekarte („EMP-Markt“) und den Absatz von Ladestrom an Verbraucher („Ladestrom-Markt“) erwogen; ebenso für White-Label Dienstleistungen im Bereich der Ladeinfrastruktur und für den Einzelhandel mit Ladeinfrastruktur. Letztlich konnten die jeweiligen genauen sachlichen und räumlichen Abgrenzungen dieser Märkte mangels Entscheidungserheblichkeit offengelassen werden.

Übrige betroffene Märkte

Alle anderen betroffenen Märkte sind nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes fusionskontrollrechtlich unbedenklich. Vertiefte Prüfungen wurden in den Bereichen Verteilnetzkonzessionen und -betrieb sowie Messstellenbetrieb durchgeführt.

Eine Einschränkung des Bieterwettbewerbs um Konzessionen im Großraum Köln ist zwar insoweit zu erwarten, als künftig wohl nur noch eine der Beteiligten (statt bislang zwei oder mehr) in den Bieterkreis eintritt. Die Ermittlungen des Bundeskartellamtes haben allerdings ergeben, dass der wettbewerbliche Verhaltensspielraum

der Beteiligten hier auch weiterhin durch die Regulierung der Konzessionsvergabe und des Netzbetriebs hinreichend kontrolliert werden dürfte. Ferner geht auch eine gegengewichtige Marktmacht von den die Konzessionen ausschreibenden Kommunen aus, die zudem im Lichte einer zunehmenden Rekommunalisierung mit ihren eigenen Energieversorgern und Netzbetreibern eine immer wichtigere Rolle bei der Konzessionsvergabe spielen. Schließlich konnte angesichts der zum Teil weit in der Zukunft liegenden nächsten Konzessionsvergabeverfahren mit den zur Verfügung stehenden fusionskontrollrechtlichen Kriterien nicht mit hinreichender Sicherheit festgestellt werden, dass es hier durch die strategische Verbindung tatsächlich zu negativen wettbewerblichen Auswirkungen kommen wird, die die Untersagungsvoraussetzungen des § 36 Abs. 1 GWB erfüllen.

Im Bereich Messdienstleistungen hat das Bundeskartellamt weitere Märkte abgegrenzt, nachdem es bislang lediglich zwischen Metering- und Submetering-Leistungen differenziert hatte. Im Metering-Bereich wird nunmehr sachlich zwischen den Angeboten grundzuständiger und denen wettbewerblicher Messstellenbetreiber unterschieden, wobei eine weitere Unterteilung dieser Märkte nach Lastprofil der Messstelle oder nach verwendeter Messeinrichtung offenbleiben konnte. Räumlich ist der grundzuständige Messstellenbetrieb lokal, also netzgebietsbezogen, und der wettbewerbliche Messstellenbetrieb voraussichtlich national, mindestens aber überregional abzugrenzen. Des Weiteren hat das Bundeskartellamt mehrere sachliche Märkte für White-Label Dienstleistungen im Metering-Bereich erwogen. Räumlich wären solche White-Label-Dienstleistungen für das Metering voraussichtlich deutschlandweit abzugrenzen. Eine abschließende Marktabgrenzung konnte hier offengelassen werden. Eine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs war unabhängig von der jeweiligen konkreten Marktabgrenzung in allen Bereichen nicht zu erwarten.

Freigabe mit Nebenbestimmungen

Das Zusammenschlussvorhaben konnte nach Änderungen am geplanten Zusammenschluss im Hauptprüfverfahren freigegeben werden. Da ansonsten die marktbeherrschende Stellung der RheinEnergie im Bereich Heizstrom in und um Köln verstärkt worden wäre, erfolgt die Freigabe des Bundeskartellamtes unter der aufschiebenden Bedingung, dass RheinEnergie einen wesentlichen Teil seines Heizstromgeschäfts an einen einzigen Erwerber veräußert. Die Zusage der Parteien sieht die Veräußerung von 20 % der Heizstromsonderverträge der RheinEnergie in deren Kern-Tätigkeitsgebiet in Köln und Bornheim, sowie die vollständige Abgabe aller Heizstromsonderverträge in den weiteren Grundversorgungsgebieten der RheinEnergie (u.a. Frechen, Hürth, Pulheim, Langenfeld, Wachtberg und Rösrath) vor, insgesamt über 6.000 Verträge. Insgesamt sollen – nach Berücksichtigung möglicher Kundenwidersprüche – mindestens 5.000 Heizstromverträge veräußert werden. Die Zusage führt in den Grundversorgungsgebieten der RheinEnergie durch die Schaffung einer starken Wettbewerbskraft als Gegengewicht zum marktbeherrschenden Grundversorger zu einer eindeutigen Verbesserung der Wettbewerbssituation.

Die weiteren lokalen Untersagungsmärkte im Bereich Heizstrom in den Versorgungsgebieten der Stadtwerksbeteiligungen bzw. Tochterunternehmen der RheinEnergie und Westenergie werden durch die Zusage nicht adressiert, da in diesen Gebieten keine Kundenverträge veräußert werden. Die Zusage adressiert zudem nicht die Untersagungsmärkte im Bereich Ladeinfrastruktur. Für den Bereich Heizstrom überwiegen die wettbewerb-

lichen Verbesserungen durch die deutlich überschießende Kompensation der negativen Zusammenschlusswirkungen und die damit verbundene Schaffung eines starken Gegenwichts zur Marktmacht des Grundversorger in den adressierten Heizstrommärkten sowohl quantitativ als auch qualitativ den Wegfall des E.ON-Konzerns als Wettbewerber in den verbleibenden Untersagungsmärkten. Insgesamt gibt RheinEnergie deutlich mehr Heizstromkunden ab, als sie durch die Verengung der Zusammenarbeit mit E.ON gewinnt. Zugleich überwiegen die Verbesserungen auch mit die wettbewerblichen Verschlechterungen in den Untersagungsmärkten für Normal-Ladepunkte; dies auf Grund der geringen Umsätze in diesen engen lokalen Markträumen. Insgesamt war das Vorhaben daher nach der Abwägungsklausel des § 36 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 GWB freizugeben.

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.F.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (III.A)

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

- 3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen
- 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- 6. Ökostromsegment
- H Mess- und Zählwesen
- II Gasmarkt
- A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
- 2. Netzübersicht
- B Aufkommen von Gas
- C Netze
- D Regelernergie und Bilanzierung
- F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
- 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl
- 2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden
- 3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung
- 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- G Mess- und Zählwesen
- III Übergreifende Themen
- A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas
- B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

- I Elektrizitätsmarkt
- A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)
- 3. Marktkonzentration
- F Großhandel

- G Einzelhandel
 - 2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden
 - 4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden
 - 5. Heizstrom
 - 7. Europäischer Strompreisvergleich
- II Gasmarkt
 - A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
 - 3 Marktkonzentration
- E Großhandel
- F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
 - 2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden
 - 4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden
 - 5. Europäischer Gaspreisvergleich
- III Übergreifende Themen
- C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz 2021.....	40
Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB	44
Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB.....	44
Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom	45
Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Strom	45
Abbildung 6: Anteile der fünf größten Unternehmen im Stromer Absatzmarkt im deutschen Marktgebiet	51
Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2021	56
Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen 2018-2022.....	57
Abbildung 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2015	60
Abbildung 10: Anteile der Energieträger an der Nettostromerzeugung im Jahr 2021	62
Abbildung 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2015	64
Abbildung 12: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung zum 02. November 2022.....	66
Abbildung 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	70
Abbildung 14: Verbleibende Leistung im bivalenten Betrieb.....	72
Abbildung 15: Möglichkeit auf bivalenten Betrieb umzurüsten.....	74
Abbildung 16: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	79
Abbildung 17: Im Probetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2022 - 2025	80
Abbildung 18: Bezuschlagte und angeordnete Anlagen der ersten bis sechsten Ausschreibungsrunde	84
Abbildung 19: Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Krafwerksblöcken bis 2025	87
Abbildung 20: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW je Standort.....	89
Abbildung 21: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW.....	90
Abbildung 22: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2021.....	96
Abbildung 23: Ausbauziele Wind an Land	100
Abbildung 24: Ausbauziele solare Strahlungsenergie	101
Abbildung 25: Ausbauziele Biomasse.....	102
Abbildung 26: Ausbauziele Wind auf See.....	103

Abbildung 27: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG	104
Abbildung 28: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands	105
Abbildung 29: Maximale Einspeisung.....	106
Abbildung 30: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2021.....	107
Abbildung 31: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit.....	108
Abbildung 32: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern	110
Abbildung 33: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG.....	111
Abbildung 34: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger	111
Abbildung 35: Entwicklung der EEG-Umlage.....	112
Abbildung 36: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarfreiflächenausschreibungen 2021/2022.....	119
Abbildung 37: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG und EnLAG).....	134
Abbildung 38: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (EnLAG).....	135
Abbildung 39: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)	136
Abbildung 40: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG)	137
Abbildung 41: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).....	138
Abbildung 42: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 380kV-Ebene in Prozent).....	143
Abbildung 43: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 220kV-Ebene in Prozent).....	144
Abbildung 44: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung	146
Abbildung 45: Elektrizität: bereinigter Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Netzkapazität in Mrd. Euro	149
Abbildung 46: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen)	152
Abbildung 47: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB	153
Abbildung 48: Anzahl der Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendingssummen.....	154
Abbildung 49: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen.....	156
Abbildung 50: Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer).....	157
Abbildung 51: Entwicklung der EKII-Verzinsung.....	158
Abbildung 52: Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen)	159

Abbildung 53: Entwicklung des SAIDIEnWG von 2011 bis 2021	160
Abbildung 54: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2021	164
Abbildung 55: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2021	168
Abbildung 56: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2021 ..	170
Abbildung 57: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2021	172
Abbildung 58: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen	174
Abbildung 59: Verursachung von EinsMan-Maßnahmen	177
Abbildung 60: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2021	178
Abbildung 61: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen	180
Abbildung 62: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen	180
Abbildung 63: Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte	187
Abbildung 64: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2013 bis 2022	190
Abbildung 65: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh	191
Abbildung 66: Grundpreise der Netzbetreiber für SLP-Kunden pro Jahr	192
Abbildung 67: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022	195
Abbildung 68: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022	197
Abbildung 69: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022	199
Abbildung 70: Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit)	201
Abbildung 71: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge	203
Abbildung 72: Höhe der Netzübergänge	203
Abbildung 73: Entwicklung der Ladepunkte in Deutschland	211
Abbildung 74: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland	212
Abbildung 75: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland	213
Abbildung 76: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland	214
Abbildung 77: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduzierten Netzentgelten	215
Abbildung 78: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen	216

Abbildung 79: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2021.....	219
Abbildung 80: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden	220
Abbildung 81: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf.....	224
Abbildung 82: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.	226
Abbildung 83: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	227
Abbildung 84: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	229
Abbildung 85: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV in MW.....	230
Abbildung 86: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung	231
Abbildung 87: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV in MW.....	232
Abbildung 88: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL) in MW	233
Abbildung 89: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise.....	235
Abbildung 90: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (FR).....	236
Abbildung 91: Im Zeitraum von Januar 2021 bis Dezember 2021 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung [MW] getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.	238
Abbildung 92: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel in 2022.....	241
Abbildung 93: Export- und Importleistung	246
Abbildung 94: Verbundaustauschfahrpläne und physikalische Lastflüsse	247
Abbildung 95: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	249
Abbildung 96: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe.....	250
Abbildung 97: Ungeplante Flüsse	252
Abbildung 98: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB.....	253
Abbildung 99: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen.....	260
Abbildung 100: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA.....	264
Abbildung 101: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion.....	265
Abbildung 102: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2021	265
Abbildung 103: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT sowie Phelix-DE-Futures an der EEX.....	267
Abbildung 104: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr	268

Abbildung 105: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2021	269
Abbildung 106: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX.....	270
Abbildung 107: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT.....	272
Abbildung 108: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten.....	275
Abbildung 109: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr	276
Abbildung 110: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktlokationen.....	277
Abbildung 111: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete.....	278
Abbildung 112: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist	279
Abbildung 113: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2021	283
Abbildung 114: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden.....	284
Abbildung 115: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2021	285
Abbildung 116: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität	287
Abbildung 117: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden Elektrizität	287
Abbildung 118: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten	290
Abbildung 119: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber	291
Abbildung 120: Sperrungen nach Quartalen 2021	292
Abbildung 121: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.....	304
Abbildung 122: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2022 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert).....	305
Abbildung 123: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb	306
Abbildung 124: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis	307
Abbildung 125: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden.....	307
Abbildung 126: Entwicklung der Preisbestandteile 2021/2022	308
Abbildung 127: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC).....	311
Abbildung 128: Haushaltskundenpreise Strom sowie Anteile der jeweiligen Vertragsarten	312
Abbildung 129: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden.....	313

Abbildung 130: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und abschaltbare Lasten Umlage	315
Abbildung 131: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden	319
Abbildung 132: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden	320
Abbildung 133: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden	323
Abbildung 134: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2022 für Ökostrom	325
Abbildung 135: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh	328
Abbildung 136: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2021 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh	329
Abbildung 137: Art der Ausführung der Funktion Messstellenbetreiber	336
Abbildung 138: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway	337
Abbildung 139: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme	338
Abbildung 140: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb	338
Abbildung 141: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer	339
Abbildung 142: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP- Kundenbereich	341
Abbildung 143: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM- Kundenbereich	342
Abbildung 144: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	343
Abbildung 145: Regulatorische Kosten für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme	344
Abbildung 146: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2021	348
Abbildung 147: Erdgasverbrauch in Deutschland im Jahr 2021 aufgeschlüsselt nach Sektoren	351
Abbildung 148: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2021	358
Abbildung 149: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2021	360
Abbildung 150: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand 31. Dezember 2021	360
Abbildung 151: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2021	361
Abbildung 152: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten	363

Abbildung 153: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2021	364
Abbildung 154: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2012.....	365
Abbildung 155: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2021 – Aufteilung nach Übergabeländern.....	366
Abbildung 156: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2021 – Aufteilung nach Quellenländern	367
Abbildung 157: Nach Deutschland importierte Gasmengen im Zeitraum Januar - Oktober 2022 – Aufteilung nach Quellenländern	367
Abbildung 158: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2021 – Aufteilung nach Übernahmeländern.....	368
Abbildung 159: Aus Deutschland exportierte Gasmengen im Zeitraum Januar - Oktober 2022 – Aufteilung nach Übernahmeländern.....	368
Abbildung 160: Gasflüsse von und nach Deutschland im Zeitraum von Januar bis Oktober 2022	373
Abbildung 161: Umzustellende RLM Kunden.....	375
Abbildung 162: Umzustellende SLP Kunden	375
Abbildung 163: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2021.....	378
Abbildung 164: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 20. November 2022	379
Abbildung 165: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden	381
Abbildung 166: Umsetzungsstand der Wasserstoff-Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030	384
Abbildung 167: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber .	385
Abbildung 168: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas im Zeitverlauf.....	386
Abbildung 169: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2021.....	387
Abbildung 170: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2021	387
Abbildung 171: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen.....	389
Abbildung 172: Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer)	390
Abbildung 173: Entwicklung der EKII-Verzinsung.....	391
Abbildung 174: Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen).....	392
Abbildung 175: Angebot von Einspeisekapazitäten.....	394
Abbildung 176: Angebot von Ausspeisekapazitäten.....	394
Abbildung 177: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet.....	395
Abbildung 178: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet.....	396
Abbildung 179: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2020/2021	397
Abbildung 180: Kapazitätsankündigungen je Netzkopplungspunkt	398

Abbildung 181: Kapazitätskündigungen nach Produktart	399
Abbildung 182: Unterbrechungsmengen nach Regionen.....	400
Abbildung 183: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten.....	402
Abbildung 184: Entwicklung des SAIDI Gas von 2011 bis 2021.....	404
Abbildung 185: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas	407
Abbildung 186: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2022	409
Abbildung 187: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022	411
Abbildung 188: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022	413
Abbildung 189: Regelernergieeinsatz ab 1. Oktober 2021 bei Trading Hub Europe (THE), Stand Juli 2022.....	416
Abbildung 190: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2021 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2022.....	417
Abbildung 191: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2021 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2022.....	418
Abbildung 192: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2021 für MOL 4 im Trading Hub Europe, Stand Juli 2022	418
Abbildung 193: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2021, Stand Juli 2022	419
Abbildung 194: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juli 2021.....	420
Abbildung 195: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand Juli 2021	420
Abbildung 196: Wahl der Wetterprognose	422
Abbildung 197: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	425
Abbildung 198: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2021 nach Erfüllungszeitraum.....	426
Abbildung 199: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiet.....	427
Abbildung 200: Entwicklung der Norminierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten	428
Abbildung 201: Entwicklung der Nominierungsvolumina im Vorjahresvergleich in TWh.....	429
Abbildung 202: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2021.....	430
Abbildung 203: EEX-EGSI im Jahr 2021 (bis September 2021)	431
Abbildung 204: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich	432

Abbildung 205: Verteilung der Differenzen zwischen dem EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2021.....	433
Abbildung 206: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum Januar 2020 bis Januar 2022	434
Abbildung 207: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2021	435
Abbildung 208: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas – Stand 31. Dezember 2021	436
Abbildung 209: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2021	437
Abbildung 210: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2021	441
Abbildung 211: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden.....	443
Abbildung 212: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2021	444
Abbildung 213: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2021.....	444
Abbildung 214: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2021	446
Abbildung 215: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas	448
Abbildung 216: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas.....	449
Abbildung 217: Gassperrungen nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2013 bis 2021.....	451
Abbildung 218: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten	452
Abbildung 219: Gassperrungen nach Quartalen 2021	453
Abbildung 220: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr	459
Abbildung 221: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ...	461
Abbildung 222: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	462
Abbildung 223: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten	464
Abbildung 224: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	466
Abbildung 225: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – gemäß Abfrage Gaslieferanten	466

Abbildung 226: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – gemäß Abfrage Gaslieferanten	467
Abbildung 227: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – gemäß Abfrage Gaslieferanten	467
Abbildung 228: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – gemäß Abfragen Gaslieferanten.....	468
Abbildung 229: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2021 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh.....	470
Abbildung 230: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2021 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh.....	472
Abbildung 231: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2021	476
Abbildung 232: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2021	477
Abbildung 233: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	478
Abbildung 234: Jährliche Neuregistrierungen und Terminierungen in Deutschland.....	480
Abbildung 235: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat.....	481
Abbildung 236: Anzahl der von den Marktteilnehmern gemeldeten eindeutigen Trade- und Order-Identifikationsnummern (IDs) pro Monat	482
Abbildung 237: Meldungen zu Trades („Handelsgeschäfte“) und Orders („Handelsaufträge“) nach Art des Marktplatzes in Prozent.....	483
Abbildung 238: Verdachtsfälle 2012 bis 2022.....	484
Abbildung 239: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 – 2022	485
Abbildung 240: Monatlich Registrierungen von Einheiten.....	487
Abbildung 241: Zugriffszahlen pro Monat.....	489
Abbildung 242: Aufteilung der Netzbetreiberprüfungen nach Status.....	490
Abbildung 243: Anzahl der Löschanträge und Fehlermeldungen.....	491
Abbildung 244: Anzahl der Datenkorrekturen durch die Bundesnetzagentur	492
Abbildung 245: Anzahl angestoßener Registrierungen von Betreiberwechseln.....	493
Abbildung 246: Einsatz von KI differenziert nach Marktrollen	495
Abbildung 247: Mehrwert beim Einsatz von KI.....	496
Abbildung 248: Herausforderungen beim Einsatz von KI	497
Abbildung 249: Einsatz von Blockchain differenziert nach Marktrollen	498

Abbildung 250: Mehrwerte beim Einsatz von Blockchain.....	499
Abbildung 251: Herausforderungen beim Einsatz von Blockchain.....	500

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2021 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber	39
Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom.....	41
Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	41
Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2016 bis 2022	42
Tabelle 5: Netzstrukturdaten 2021 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	43
Tabelle 6: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch).....	50
Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger.....	52
Tabelle 8: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung BKartA.....	54
Tabelle 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2015	61
Tabelle 10: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung	63
Tabelle 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2015.....	65
Tabelle 12: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2016	67
Tabelle 13: Entwicklung der außerhalb des Marktes vorgehaltenen Kraftwerksleistung seit 2016	68
Tabelle 14: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	71
Tabelle 15: Verbleibende Leistung aufgeteilt auf die Ersatzbrennstoffe.....	73
Tabelle 16: Braunkohlekraftwerke in der Versorgungsreserve gemäß § 50d EnWG	77
Tabelle 17: Übersicht zu den bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. Oktober 2021.....	81
Tabelle 18: Übersicht zu den bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. März 2022	82
Tabelle 19: Übersicht zu den bezuschlagten Anlagen zum Gebotstermin 01. August 2022	83
Tabelle 20: Ausschreibungen	83
Tabelle 21: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2022 bis 2025	86
Tabelle 22: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW.....	89
Tabelle 23: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW.....	90
Tabelle 24: Inbetriebnahmen Stromerzeugungseinheiten von KWK-Anlagen.....	92
Tabelle 25: Inbetriebnahmen nach Energieträger	92
Tabelle 26: Inbetriebnahmen nach Größenklassen	93
Tabelle 27: Inbetriebnahmen nach Bundesländern.....	93

Tabelle 28: KWK Ausschreibungen	94
Tabelle 29: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember).....	97
Tabelle 30: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG	97
Tabelle 31: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember).....	98
Tabelle 32: Übersicht Ausbaupfade	99
Tabelle 33: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)	105
Tabelle 34: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger	108
Tabelle 35: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)	109
Tabelle 36: Durchgeführte Ausschreibungen in 2021 und 2022 für die Energieträger Solar und Windenergie an Land mit gleitender Marktprämie.....	114
Tabelle 37: Durchgeführte Ausschreibungen 2021 und 2022 für Biomasse und Biomethan mit gleitender Marktprämie	114
Tabelle 38: Durchgeführte Ausschreibungen 2021 und 2022 für KWK-Anlagen, Innovative KWK Systeme und Anlagenkombinationen mit fixer Marktprämie	115
Tabelle 39: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2021.....	116
Tabelle 40: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2022.....	117
Tabelle 41: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen des ersten Segments	118
Tabelle 42: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021.....	120
Tabelle 43: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2022.....	121
Tabelle 44: Realisierungsraten bei Windausschreibungen	122
Tabelle 45: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer	123
Tabelle 46: Ausschreibungsverfahren für Windenergie auf See.....	124
Tabelle 47: Ausschreibungen Biomasse 2021.....	125
Tabelle 48: Ausschreibungen Biomasse 2022.....	126
Tabelle 49: Realisierungsraten bei Biomasseausschreibungen	127
Tabelle 50: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2021	128
Tabelle: 51: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2022.....	129
Tabelle 52: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2021	130
Tabelle 53: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2022	131
Tabelle 54: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen des zweiten Segments.....	131

Tabelle 55: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2022	132
Tabelle 56: Realisierungsraten bei gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land	133
Tabelle 57: Übersicht Kilometer	139
Tabelle 58: Elektrizität: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro ..	148
Tabelle 59: Elektrizität: Hochspannungsausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro	150
Tabelle 60: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB.....	151
Tabelle 61: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2021	162
Tabelle 62: Übersicht Netzengpassmanagementmaßnahmen	163
Tabelle 63: Redispatch i. S. d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2021	164
Tabelle 64: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2021.....	166
Tabelle 65: Fortsetzung der Tabelle zu strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2021	167
Tabelle 66: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2021	169
Tabelle 67: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im Jahr 2021 in GWh	171
Tabelle 68: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2021.....	173
Tabelle 69: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen	175
Tabelle 70: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2021	176
Tabelle 71: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2021	177
Tabelle 72: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2021 ..	181
Tabelle 73: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2021	182
Tabelle 74: Entwicklung der Grundpreise.....	193
Tabelle 75: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2022.....	194
Tabelle 76: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022.....	196
Tabelle 77: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022.....	198
Tabelle 78: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung.....	205

Tabelle 79: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung	206
Tabelle 80: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebene-Kategorien in Mio. Euro.....	206
Tabelle 81: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebene- Kategorien in TWh.....	206
Tabelle 82: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand Juli 2022).....	210
Tabelle 83: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung.....	228
Tabelle 84: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve	229
Tabelle 85: Maximale Ausgleichsenergiepreise.....	234
Tabelle 86: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten	244
Tabelle 87: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten	245
Tabelle 88: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse	248
Tabelle 89: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen	248
Tabelle 90: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen	249
Tabelle 91: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse)	250
Tabelle 92: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2019 bis 2021	266
Tabelle 93: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2021 nach Erfüllungszeitraum	274
Tabelle 94: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2021	283
Tabelle 95: Durchschnittliche Verweildauer Haushaltskunden.....	285
Tabelle 96: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität).....	286
Tabelle 97: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2021	292
Tabelle 98: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten.....	295
Tabelle 99: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen	298
Tabelle 100: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2022	299
Tabelle 101: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr.....	301
Tabelle 102: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2022	303
Tabelle 103: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2021 zum 1. April 2022 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden.....	304
Tabelle 104: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2022	310

Tabelle 105: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden mit einem Vertrag bei Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	314
Tabelle 106: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.....	314
Tabelle 107: Übersicht Abgabemenge Heizstrom.....	318
Tabelle 108: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr.....	321
Tabelle 109: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr	322
Tabelle 110: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2021.....	323
Tabelle 111: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden und deren Veränderung in Bezug auf den 1. April 2021 für das Abnahmeband III zum 1. April 2022 für Ökostrom.....	324
Tabelle 112: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom).....	326
Tabelle 113: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom	331
Tabelle 114: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern.....	332
Tabelle 115: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG	334
Tabelle 116: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG.....	335
Tabelle 117: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich	340
Tabelle 118: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich	342
Tabelle 119: Ausspeisemengen Gas in 2021 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas	349
Tabelle 120: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2021 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten.	350
Tabelle 121: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 2. November 2022.....	357
Tabelle 122: Netzstrukturdaten 2021 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas (Angaben von 650 der insgesamt 703 Verteilernetzbetreiber) – Stand 31. Dezember 2021.....	359
Tabelle 123: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2021 und 2020.....	369
Tabelle 124: Veränderungen der Gasimporte im Zeitraum Januar - Oktober der Jahre 2021 und 2022.....	369
Tabelle 125: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2021 und 2020.....	370
Tabelle 126: Veränderungen der Gasexporte im Zeitraum Januar - Oktober der Jahre 2021 und 2022	370
Tabelle 127: Nach Deutschland importierte Gasmengen im Zeitraum Januar bis Oktober 2022.....	371
Tabelle 128: Nach Deutschland importierte Gasmengen im Zeitraum Januar bis Oktober 2022 nach Quellenländern.....	371

Tabelle 129: Aus Deutschland exportierte Gasmengen im Zeitraum Januar bis Oktober 2022.....	372
Tabelle 130: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU.....	376
Tabelle 131: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2021.....	377
Tabelle 132: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber	380
Tabelle 133: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2021.....	403
Tabelle 134: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022	408
Tabelle 135: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022	410
Tabelle 136: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2022	412
Tabelle 137: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2021	442
Tabelle 138: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31.Dezember 2021.....	445
Tabelle 139: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2021.....	447
Tabelle 140: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2021 gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	448
Tabelle 141: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2021 gemäß Angaben der VNB Gas	454
Tabelle 142: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2021 gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	456
Tabelle 143: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr.....	458
Tabelle 144: Preisniveau: Preisniveau am 1. April 2022 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr	460
Tabelle 145: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten.	463
Tabelle 146: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	465
Tabelle 147: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas	469
Tabelle 148: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2021	473
Tabelle 149: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2021.....	474
Tabelle 150: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2021.....	475
Tabelle 151: Anzahl Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2021	477
Tabelle 152: Anzahl registrierter Einheiten im MaStR	488

Tabelle 153: Marktrollen der befragten Unternehmen beim Einsatz von KI	494
Tabelle 154: Marktrollen der befragten Unternehmen zum Einsatz von Blockchain	497

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasGKErstV	Verordnung zu Kostenerstattungsansprüchen für Gasgeräte
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GÜP	Grenzübergangspunkt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligente Messsysteme
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LSV	Ladesäulenverordnung
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung

MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm ³	Normkubikmeter
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen)
REMIT	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher

UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 Energiewirtschaftsgesetz, § 2 Stromnetzzugangsverordnung, § 2 Gasnetzzugangsverordnung, § 2 Stromnetzentgeltverordnung, § 2 Gasnetzentgeltverordnung, § 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen	Aufwendungen beinhalten alle technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann (Ersatz- und Erhaltungsaufwand).
Ausgleichsenergie	<i>Elektrizität</i> Die eingesetzte Regularbeit, die mit den Leistungsungleichgewichten verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regularbeit dar. <i>Gas</i> Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. §23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.

Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge).
Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG).
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Gebiet zugeordnet sind, einem Bilanzkreis angehören (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012).
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, ergänzt um die Importe und abzüglich der Exporte (beides physikalische Lastflüsse).
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
CO ₂ -Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung aus der spezifischen Erzeugungseinheit einhergehende Freisetzung von CO ₂ . Bei KWK-Anlagen die anteilige Freisetzung von CO ₂ , die nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 "Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO ₂ -Emissionsfaktoren -" (Dezember 2014) der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.
Dominanzmethode	Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).
Dynamische Preise	Preise eines Stromlieferungsvertrages zwischen einem Anbieter und einem Endkunden, der den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des betreffenden Marktes entsprechen.

EEG-Umlage	Die EEG-Umlage ist ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen §60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziert. Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, erhalten dafür von den Netzbetreibern eine im EEG festgelegte oder durch Ausschreibungen ermittelte Zahlungsansprüche. Die hierfür notwendigen finanziellen Mittel werden durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich müssen alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB sind verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nehmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung.
EEX/ EPEX Spot	European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Seit November 2017 ist die EEX alleiniger Anteilseigner der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX). Durch die vollständige Integration der Powernext in die EEX zum 1. Januar 2020 bietet die EEX alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz.
Einspeise-management (EinsMan)	Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i. V. m. §§14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbau-pflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen. Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Energieinformations-netz (EIN)	Übermittlung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 10 MW und einem Anschluss an Netze mit einer Nennspannung von wenigstens 110 kV an die Übertragungsnetzbetreiber für die Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung (siehe Beschluss Bundesnetzagentur BK6-13-200).
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch

	ein „Entgelt für Messstellenbetrieb“ ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.
Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
ENTSO-E	Die ENTSO-E ist der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit dem Ziel einen liberalisierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen. Sitz des Verbandes ist Brüssel Die EU-Transparenzverordnung (EU-VO Nr. 543/2013) wurde von der EU-Kommission verabschiedet. In dieser wird die Verpflichtung aufgeführt, dass seit Januar 2015 von ENTSO-E eine Transparenzinformationsplattform für Fundamentaldaten im europäischen Strommarkt betrieben wird. Alle in der Verordnung benannten Marktteilnehmer, wie Betreiber von Kraftwerken, Speichern, Verbrauchseinheiten, Stromnetzbetreiber. In Deutschland wird die Markttransparenzstelle der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (Artikel 4 Absatz 6 EU-VO) die Umsetzung für den deutschen Markt überwachen.
Erdgasreserven	Sichere Reserven: In bekannten Lagerstellen auf Grund lagerstättentechnischer oder geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeit 90 Prozent). Wahrscheinliche Reserven: einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent.
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Flow Based Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen.

H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu L-Gas - höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden. Dies ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.
Investitionen	Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommene Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (Vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
Kondensationsstrom (netto)	Der Brutto-Kondensationsstrom ist der Teil der Bruttostromerzeugung in einer Berichtszeit, der entsteht, wenn das Arbeitsmedium in einer Dampfturbinenanlage bis auf Umgebungstemperatur ausgekühlt wird und somit das volle, mögliche Enthalpie-Gefälle zur Stromerzeugung genutzt wird. Stromerzeugung in Gasturbinen, mit Verbrennungsmotoren betriebenen BHKW und Brennstoffzellen ohne Nutzung der anfallenden Wärme ist „ungekoppelte Stromerzeugung“ und damit der Kondensationsstromerzeugung gleichzusetzen.

	Der Netto-Kondensationsstroms einer Stromerzeugungsanlage ist die um den Betriebseigenverbrauch Kondensationsstrom verminderte Bruttostromkondensationsstromerzeugung (in einer Berichtszeit)
Konventioneller Messstellenbetrieb	Der konventionelle Messstellenbetrieb beinhaltet alle Messeinrichtungen, die nicht moderne Messeinrichtung oder intelligentes Messsystem sind (z. B. Ferraris-Zähler, eHZ, EDL21, EDL40, RLM-Zähler usw.).
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.
Lastvariabler Tarif	Als lastvariabler Tarif wird ein Stromtarif bezeichnet, bei dem der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung abhängt.
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas - niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktlotation	In einer Marktlotation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlotation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlotation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie nach eichrechtlichen Vorschriften sowie die Weiterverarbeitung der gemessenen Daten für Abrechnungszwecke.

Messlokation	<p>Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.</p> <p>Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.</p>
Moderne Messeinrichtung	<p>Eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann.</p>
Nenndruck	<p>Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 - PN 6 - PN 10 - PN 16 - PN 25 - PN 40 - PN 63 - PN 100 - PN 160 - PN 250 - PN 320 - PN 400.</p>
Nennleistung	<p>Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwassertemperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufsaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</p> <p>Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).
Netto-Leistung	<p>An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).</p>

Netto-Netzentgelte	<p><i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG und weitere Umlagen.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).
Netzanschluss	<p><i>Elektrizität</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV).</p> <p><i>Gas</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>
Netzebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)</p> <p>Niederspannung (NS) ≤ 1 kV Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV Höchstspannung (HöS) > 125 kV</p>
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
Netzreservekapazität	Die Netzreservekapazität ist ein Preiselement für Kunden mit Eigenerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Erzeugungsanlagen einspeisen. Bei Ausfällen durch Störungen oder Revisionen kann eine Netzreservekapazität mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden je Abrechnungsjahr vertraglich vereinbart werden.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch

	Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Nutzwärme	Die aus einem KWK-Prozess ausgekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird, (vgl. §2 Abs. 26. KWKG)
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/gehandelt wird.
Online Tarife	Ein Tarif, der online abgeschlossen werden kann (z.B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportale) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind.
OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	<p><i>Spotmarkt:</i> Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet.</p> <p><i>Terminmarkt:</i> Bei der EEX gibt es den Phelix-DE-Year-Future für Stromkontrakte für das nächste Kalenderjahr oder darauffolgende Jahre für das Marktgebiet Deutschland (sowohl für Base als auch für Peak). Alle Kontrakte können sowohl für Baseload als auch für Peakload gehandelt werden.</p>
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kessengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der

	<p>Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.</p>
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –abnahme zu gewährleisten.
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	<p>Elektrizität Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Strom sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh zu verstehen.</p> <p>Gas Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Gas sind Letztverbraucher mit mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde zu verstehen.</p>
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofil-kunde)	<p>Elektrizität Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden).</p> <p>Gas Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden).</p>
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.

Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)
Stammdaten	Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählnummer.
Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)	Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten. (§14a EnWG alte Fassung, in Kraft bis zum 31.12.2022)
Stromkreislänge	Stromkreislänge ist definiert als Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel oder Freileitungen in den Netzebenen HöS, HS, MS, NS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel oder Seile ist für die Stromkreislänge nicht maßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel oder Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Leitungen mit Fremdnutzungsanteil sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel anzugeben. Stromkreislängen von Straßenbeleuchtungskabeln werden nur dann genannt, wenn die Kosten im Tätigkeitsabschluss des Geschäftsjahres für die Elektrizitätsverteilung enthalten sind. Geplante, in Bau befindliche, an Dritte verpachtete sowie stillgelegte Kabel oder Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate für die Zukunft gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
Thermische Nutzleistung	Die höchste Nutzwärmeerzeugung unter Nennbedingungen, die eine KWKG-Anlage abgeben kann.
Umspannebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Verbindliche Verbundaustauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.

Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.
Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. §2 Abs. 28 MsbG).

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Referat 615

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-5999

Fax +49 228 14-5973

Stand

14. Dezember 2022

Druck

MKL Druck GmbH & Co. KG

Bildnachweis

Titel: Adobe Stock conceptcafe

Text

Bundesnetzagentur

Referat 615

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

www.bundeskartellamt.de/

Tel. +49 (0)228 9499-555

Fax +49 (0)228 9499-400




Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring



www.bundesnetzagentur.de



-  twitter.com/BNetzA
-  twitter.com/Klaus_Mueller
-  youtube.com/BNetzA