



Bundesnetzagentur

Bericht über die Mindesterzeugung 2021



Bericht über die Mindestenerzeugung 2021

Berichtszeitraum 2019 - 2020

Stand: 08. Oktober 2021

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

Referat 615

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: monitoring.energie@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Zusammenfassung	5
A Einführung	15
B Definition	16
C Datengrundlage	19
1. Kraftwerkseinsatzplanungsdaten.....	19
2. Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern.....	24
3. Sonstige Datenquellen.....	27
D Methodik	29
1. Betrachtung von Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	29
2. Kriterien zur Auswahl relevanter Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	30
3. Auswahl der zu analysierenden Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	31
E Analyse der Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen in den Jahren 2019 und 2020	33
1. Analyse des 21.04.20.....	33
1.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	33
1.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel.....	34
1.3 Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise.....	37
1.4 Netzanalyse.....	45
2. Erkenntnisse aus der Betrachtung weiterer Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	53
2.1 Variabilität der Mindesterzeugung.....	53
2.2 Erkenntnisse zur Höhe und den Gründen der preisunelastischen Erzeugungsleistung, der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels.....	53
3. Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zur Stromerzeugung in Abhängigkeit eines variierenden Strombörsenpreises.....	60
4. Vergleich mit vergangenen Berichtszeiträumen.....	62
F Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels	66
1. Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindesterzeugung.....	66
2. Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung des konventionellen Erzeugungssockels.....	72
ANHANG	77
Ergebnisse der Analyse des 01.01.2019.....	78
Ergebnisse der Analyse des 22.-23.04.2019.....	87
Ergebnisse der Analyse des 08.06.2019.....	97
Ergebnisse der Analyse des 16.-17.02.2020.....	105
Ergebnisse der Analyse des 06.07.2020.....	115

VERZEICHNISSE	125
Abbildungsverzeichnis	126
Tabellenverzeichnis	129
Impressum	130

Zusammenfassung

Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist eine CO₂-freie, nichtnukleare Erzeugungsstruktur für elektrische Energie. Dieses Ziel impliziert, dass der Anteil an konventioneller Erzeugung, der aus systemtechnischen Gründen unverzichtbar ist bzw. sich preisunelastisch verhält, möglichst weitgehend reduziert wird. Die ersten beiden Berichte über die Mindesterzeugung aus den Jahren 2017 und 2019 haben hierbei wichtige Erkenntnisse zum Umfang und Einflussfaktoren über die „echte“ Mindesterzeugung (die für den sicheren Netzbetrieb notwendige Erzeugungsleistung) und den konventionellen Erzeugungssockel (Kraftwerke, die trotz negativer Preise am Netz bleiben) im Zeitraum 2015 bis 2018 geliefert. Mit Betrachtung der Jahre 2019 und 2020 liegt der Fokus im vorliegenden Bericht auch auf der (weiteren) Entwicklung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels. Erstmals wird außerdem der Anteil an der Mindesterzeugung quantifiziert, der der Bereitstellung von Blindleistung durch spannungsbedingten Redispatch zuzurechnen ist. Schließlich wird ein Ausblick zu möglichen Entwicklungen und Maßnahmen zur Reduzierung von Mindesterzeugung und konventionellem Erzeugungssockel gegeben.

Unter der Mindesterzeugung wird ausschließlich diejenige Einspeiseleistung bzw. Leistungserbringung verstanden, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. Dies sind insbesondere

- abgerufene positive Redispatchleistung (strom- und spannungsbedingt),
- abgerufene positive Regelleistung,
- vorgehaltene negative Regelleistung und
- Besicherung der negativen Regelleistung.

Der konventionelle Erzeugungssockel setzt sich aus derjenigen Einspeiseleistung zusammen, die ebenfalls eingeschränkt auf die Börsenstrompreise reagiert, aber aus anderen Gründen. Zu diesen Gründen gehören unter anderem: Restriktionen bei der Kraftwerkstechnik, Wärmebelieferung, Erlöse aus KWK-Förderung, Eigenversorgung, Prozessbindung sowie Erbringung von Besicherungsleistungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung. Die folgende schematische Darstellung veranschaulicht die vorgenommene Abgrenzung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels.

Definition der Mindestenerzeugung

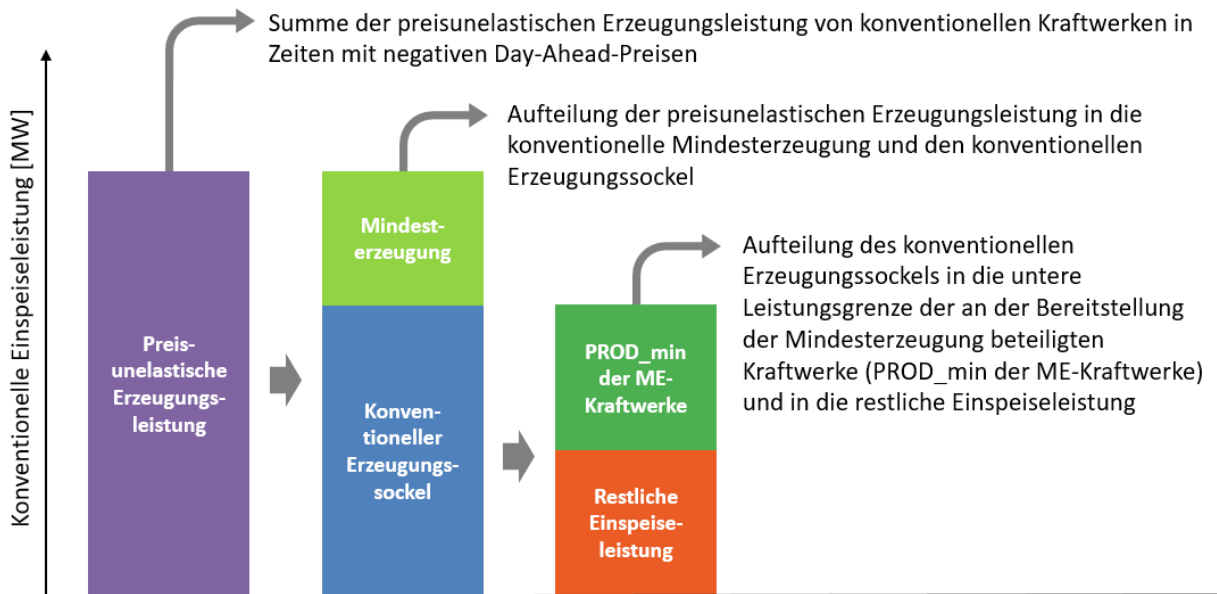


Abbildung 1: Veranschaulichung von konventioneller Mindestenerzeugung sowie konventionellem Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindestenerzeugung steht

Die verwendete Definition der Mindestenerzeugung beschreibt die netztechnisch erforderliche preisunelastische Einspeisung, die heute von den Netzbetreibern zur Erbringung der genannten Systemdienstleistungen explizit angefordert und kontrahiert wird. Da ein nennenswerter Teil an Systemdienstleistungen von konventionellen Kraftwerken aufgrund ihres Einsatzes im Markt, ohne Kontrahierung durch einen Netzbetreiber, quasi „nebenbei“ mit erbracht wird, kann ein – möglicherweise nennenswerter – Teil der Mindestenerzeugung nicht explizit quantitativ ausgewiesen werden. So werden durch die am Markt agierenden konventionellen Kraftwerke, wenn sie laufen, implizit Systemdienstleistungen wie Momentanreserve und Kurzschlussleistung erbracht, die der Mindestenerzeugung hinzuzurechnen wären, wenn diese Kraftwerke nicht schon aus marktlichen Gründen liefen. Der tatsächliche Wert für die Mindestenerzeugung dürfte somit etwas oberhalb der in diesem Bericht ausgewiesenen Werte liegen, jedoch kann der tatsächliche Wert derzeit nicht näher quantifiziert werden. Auch Spannungshaltung erfolgt in den ganz überwiegenden Situationen durch die am Netz befindlichen Kraftwerke quasi nebenbei. In vergleichsweise geringem Umfang wird jedoch auch spannungsbedingter Redispatch durchgeführt. In diesen konkreten Fällen wird die Bereitstellung von Blindleistung im vorliegenden Bericht als Bestandteil der Mindestenerzeugung ausgewiesen.

Die Analyse erfolgt im vorliegenden Bericht, wie schon in den vorherigen Berichten, anhand von Perioden mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen. Analysiert wurden sechs Perioden, die sich auf acht Tage aus den Jahren 2019 bis 2020 verteilen. Anders als in den ersten beiden Berichten wird im vorliegenden Bericht zur besseren Lesbarkeit ausführlich die Analyse nur eines repräsentativen Tages beschrieben (der 21.04.20). Die Ergebnisse der Analyse der übrigen Perioden werden anschließend vergleichend mitbetrachtet.¹ Es wird

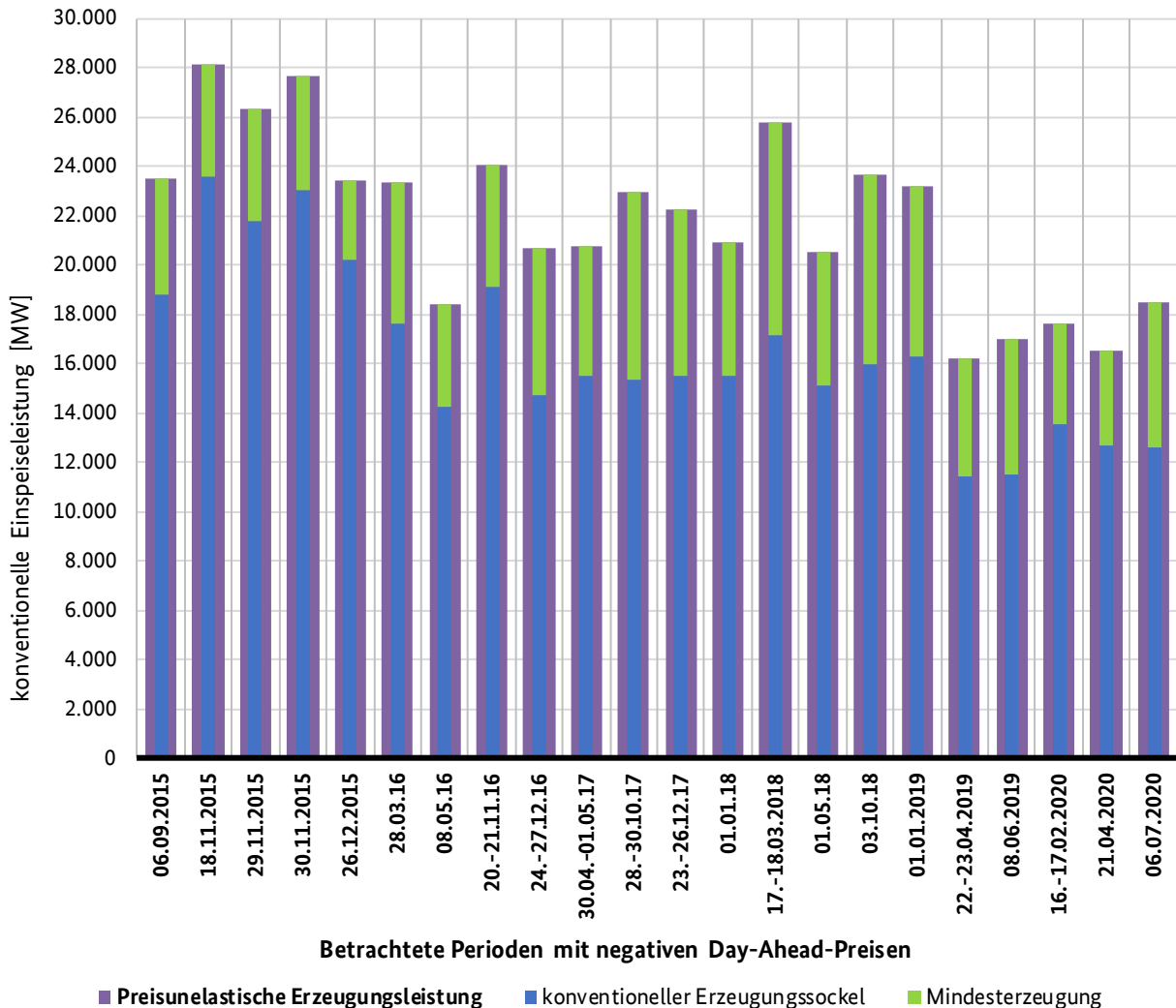
¹ Die detaillierten (quantifizierten) Ergebnisse der übrigen gleichermaßen analysierten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen sind dem Anhang zu entnehmen.

darauf hingewiesen, dass es Situationen geben kann, in denen einzelne Komponenten der Mindesterzeugung höher ausfallen als in Zeiten negativer Börsenpreise. So fällt beispielsweise der nötige strom- oder spannungsbedingte Redispatch auf der Übertragungsebene typischerweise mit einem hohen Anteil auf in Zeiten mit hoher Last und hoher Windeinspeisung. In solchen Situationen treten jedoch nur selten negative Börsenpreise auf.

Die Ergebnisse aus den konkreten historischen Situationen werden zudem mit nicht situationsbezogenen Angaben der Kraftwerksbetreiber zur Stromerzeugung in Abhängigkeit eines variierenden Strombörsenpreises validiert. Datengrundlagen sind im Wesentlichen Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aus dem Energieinformationsnetz (Kraftwerke größer 10 MW und Anschluss an die Spannungsebene 110 kV oder höher) und Informationen aus einer Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern.

Die nachfolgende Abbildung 2 veranschaulicht die wesentlichen Ergebnisse zur Höhe der preisunelastischen Erzeugungsleistung, der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels in den Jahren 2015 bis 2020.

Preisunelastische Erzeugungsleistung, Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2015 - 2020



Preisunelastische Erzeugungsleistung als Summe der Bestandteile konventioneller Erzeugungssockel und Mindestenerzeugung

Abbildung 2: Preisunelastische Erzeugungsleistung, Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2015 - 2020

Mit Ausnahme des 01.01.19 bewegt sich die **preisunelastische Erzeugungsleistung** im Berichtszeitraum dieses Mindestenerzeugungsberichtes demnach in allen Situationen der Jahre 2019 und 2020 in einer Größenordnung von 16.700 MW und 19.000 MW und damit auf einem **niedrigeren** Niveau als in den Jahren zuvor. Das Absinken ist insbesondere auf einen Rückgang des konventionellen Erzeugungssockels aufgrund von Marktaustritten von Kernkraft- und Kohlekraftwerken, wie z. B. der Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft, zurückzuführen. Dies spiegelt sich auch in einem Rückgang des gemeinsamen Anteils der Energieträger Kernenergie und Kohle (Braun- und Steinkohle) an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung wider. Ihr gemeinsamer Anteil lag in den betrachteten Perioden aus den Jahren 2019 und 2020 bei bis zu Zweidrittel (60 - 66 %, der Anteil wird vermutlich eher unterschätzt, da die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung nicht energieträgerscharf bekannt ist), ist gegenüber den Vorjahren allerdings (in den überwiegenden Situationen) zurückgegangen (59 - 80 %).

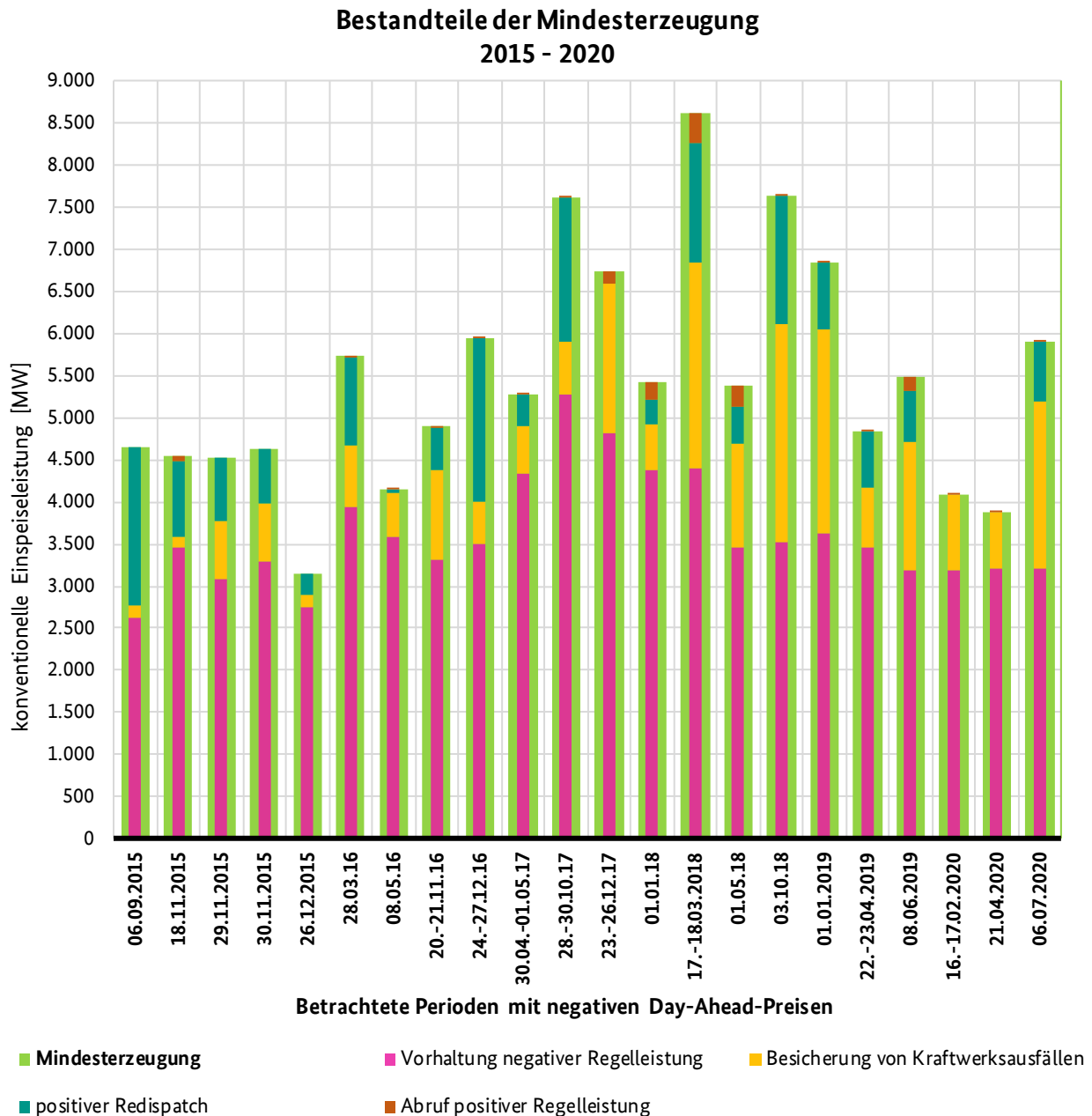
In den nächsten Jahren wird der gemeinsame Anteil dieser Energieträger mit der endgültigen Stilllegung der Atomkraftwerke und dem beschlossenen sukzessiven Kohleausstieg weiter zurückgehen: Es gehen gerade die Kraftwerke vom Netz, die in den betrachteten Perioden bisher den größten Anteil an der gesamten konventionellen preisunelastischen Erzeugungsleistung ausmachten. Wie groß genau der Effekt dieser Stilllegungen auf die preisunelastische Erzeugung und insbesondere auf das Verhältnis von Mindesterzeugung und konventionellen Erzeugungssockel haben wird, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht beantworten. Dass die Stilllegungen einen senkenden Einfluss auf die preisunelastische Erzeugung haben werden, deuten bereits die vorliegenden Ergebnisse zu den zurückliegenden Jahren an und ist für die Zukunft höchst wahrscheinlich.

Der *konventionelle Erzeugungssockel* lag in den betrachteten Tagen aus den Jahren 2019 und 2020 in einem Bereich von 11.800 MW bis 16.600 MW. Der konventionelle Erzeugungssockel ist damit ebenfalls *leicht gesunken*. Wie schon im vorigen Bericht dargelegt, bestimmt die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke maßgeblich die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels.² Allerdings handelt es sich hierbei nicht um eine rein kraftwerkstechnische Restriktion. Denn Wärmeauskopplung bzw. Wärmelieferverpflichtungen sind (in Teilen) in der gemeldeten unteren Leistungsgrenze (PROD_min) enthalten. Dennoch ist ein Absenken der Mindesterzeugung und insbesondere des konventionellen Erzeugungssockels durch weitere Flexibilisierung der Anlagen möglich. Im Rahmen der Abfrage wurden die Kraftwerksbetreiber daher zu geplanten Investitionen in ihre Anlagen befragt. Den Ergebnissen zu Folge ist allerdings nur eingeschränkt mit einem weiteren Absinken aufgrund von Flexibilisierungsinvestitionen zu rechnen: Lediglich rund 9 % der Anlagen (bezogen auf die Netto-Nennleistung der befragten Anlagen³), die in den meisten der betrachteten Situationen am Netz waren und daher als unflexibel gelten können (Gruppe 1), planen demnach in den nächsten Jahren in Flexibilisierung zu investieren.

Wie schon in den Vorjahren machte die **Mindesterzeugung** auch in den Tagen der Jahre 2019 und 2020 **den kleineren Anteil** an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Die nachfolgende Abbildung 3 veranschaulicht die wesentlichen Ergebnisse zur Höhe der einzelnen Bestandteile der Mindesterzeugung in den Jahren 2016 bis 2020.

² Bundesnetzagentur (2019), Bericht über die Mindesterzeugung, S. 7.

³ Die weiteren Auswertungen erfolgen ebenfalls anhand der installierten Netto-Nennleistung.



Mindesterzeugung als Summe der Bestandteile Vorhaltung negativer Regelleistung, Abruf positiver Regelleistung, Besicherung von Kraftwerksausfällen und positiver Redispatch

Abbildung 3: Bestandteile der Mindesterzeugung 2015 - 2020

Der Anteil der Mindesterzeugung an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung lag in den Stunden mit dem negativsten Börsenstrompreis in den Jahren 2019 und 2020 zwischen 23 % und 32 % und damit in etwa **auf dem Niveau der Vorjahre**. Die Mindesterzeugung unterliegt Schwankungen, da die einzelnen Bestandteile der Mindesterzeugung von Situation zu Situation variieren (siehe Abbildung 3). Der (positive) Redispatch bspw. hängt ab von der situativen Netzbelastung, die wiederum Ergebnis ist von Einspeisungen und Entnahmen in Deutschland und im (angrenzenden) Ausland. Die Schwankungen der Mindesterzeugung sind immer dann vergleichsweise ausgeprägt, wenn mehrere Bestandteile zur selben Zeit verhältnismäßig hohe Beiträge leisten (z. B. Vorhaltung negativer Regelleistung, positiver Redispatch und negative Besicherung von Kraftwerksausfällen).

Die Vorhaltung negativer Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke hatte dabei den größten Anteil an der Mindesterzeugung. Dieser Anteil könnte sich verringern, wenn mehr EE-Anlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen. So können technisch und regulatorisch auch Windkraftanlagenpools einen Beitrag zur Bereitstellung negativer Regelleistung in Deutschland leisten. Praktisch entscheiden sich aber die Betreiber und Direktvermarkter derzeit noch eher selten für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Die Besicherung von Kraftwerksausfällen und die Erbringung von positivem Redispatch sind weitere nennenswerte Treiber der Mindesterzeugung. Strombedingter Redispatch und die damit einhergehende Mindesterzeugung lässt sich nachhaltig durch Netzausbau reduzieren.

Kraftwerke, die in den betrachteten Situationen mit negativen Preisen Mindesterzeugung bereitgestellt haben (im Weiteren „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“) sind aufgrund ihrer netzdienenden Funktion **in der jeweiligen Situation** unerlässlich. Damit diese Kraftwerke Systemdienstleistungen bereitstellen können, muss sich ihr aktueller Betriebspunkt innerhalb ihres Betriebsbandes und insbesondere mindestens auf der unteren Leistungsgrenze (PROD_min) befinden. Die untere Leistungsgrenze (PROD_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ – als Voraussetzung für diese Kraftwerke Systemdienstleistungen bereitzustellen –, erklärte 32 bis 50 % des konventionellen Erzeugungssockels.⁴ Insgesamt waren in den betrachteten Situationen demnach mindestens Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 8.628 MW und 15.166 MW (Mindesterzeugung in der jeweiligen Situation + untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke in der jeweiligen Situation) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.⁵ Damit war rund die Hälfte bis zu zwei Drittel der preisunelastischen Erzeugungslast (49 - 66 %) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt. Im Vergleich zu den Vorjahren hat sich dieser Anteil **leicht reduziert** (51 - 73 %).

Gegenüber den vergangenen Untersuchungen zur Mindesterzeugung hat die Bundesnetzagentur bei der aktuellen Evaluierung erstmals betrachtet, ob und in welchem Umfang die Bereitstellung von Blindleistung zur Mindesterzeugung beiträgt. Blindleistungsbereitstellung ist dann (quantifizierbarer) Teil der Mindesterzeugung, wenn positiver Redispatch aus Gründen der Spannungshaltung durchgeführt wird. Spannungsbedingter Redispatch wurde in vier von sechs der betrachteten Situationen durchgeführt. Der Anteil von aufgrund des spannungsbedingten Redispatch laufenden Kraftwerken an der Mindesterzeugung lag in den Situationen, in denen er durchgeführt wurde, bei zwei bis 17 %. Zukünftig könnte der Beitrag zur Spannungshaltung von konventionellen Kraftwerken, die perspektivisch vermehrt aus dem Markt ausscheiden werden, durch statische Kompensationsanlagen wie Drosselpulen und Kondensatoren bzw. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kopfstationen kompensiert werden. Für die dynamische Blindleistungskompensation müssen weitere Betriebsmittel, wie z. B. rotierende Phasenschieber, installiert werden. Allerdings kann der Bedarf an Maßnahmen zur Spannungshaltung auch wieder ansteigen, wenn sich durch das Ausscheiden lastnaher konventioneller Anlagen die durchschnittliche Transportentfernung, die einer der Treiber des Blindleistungsbedarfs ist, weiter erhöht.

⁴ Bei der Quantifizierung des Anteils der Mindesterzeugungs-Kraftwerke am konventionellen Erzeugungssockel wird die untere Leistungsgrenze derjenigen Kraftwerke berücksichtigt, die in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen Systemdienstleistungen und/oder positiven Redispatch bereitgestellt haben.

⁵ „Mindestens“, da die Mindesterzeugung teilweise aus Daten zu Systemdienstleistungen von www.regelleistungs.net ermittelt wird. Für diesen Teil der Mindesterzeugung sind die Kraftwerke, die die Systemdienstleistungen bereitstellen, nicht bekannt.

Weiterhin nicht enthalten sind im vorliegenden Bericht zur Mindesterzeugung die von konventionellen Kraftwerken implizit bereitgestellten Systemdienstleistungen.

Wie schon in den vorigen Berichten hat die Bundesnetzagentur auch analysiert, aus welchen Gründen konventionelle Kraftwerke sich preisunelastisch verhalten. Somit können Einflussfaktoren für die heutige Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel identifiziert und daraus Anknüpfungspunkte für ein Absenken der zukünftigen Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels abgeleitet werden. Die Kraftwerksbetreiber wurden zu den Gründen, trotz negativer Preise Strom zu erzeugen, befragt. Die gegenüber dem vorigen Bericht weiterentwickelte Abfrage hat bestätigt, dass die Gründe vielschichtig sein können. Jedoch war, wie schon in den zurückliegenden Jahren, die Wärmeerzeugung auch in den betrachteten Perioden der Jahre 2019 und 2020 der bestimmende Grund, negative Börsenpreise in Kauf zu nehmen. 30 - 40 % der zu den betrachteten Zeitpunkten am Netz befindlichen Kraftwerke (gemessen an der installierten Netto-Nennleistung) gaben „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ als hauptsächlichen Grund der Einspeisung (Hauptgrund 1) an.

Allerdings kann aus den bisherigen Auswertungen (auch vergangener Berichte) nicht geschlussfolgert werden, dass „alle KWK-Anlagen unflexibel sind“ und daher „immer“ bei negativen Preisen einspeisen. Wenn man die Kraftwerke, die in den betrachteten Situationen überwiegend oder immer eingespeist haben, die also als unflexibel gelten können (im Weiteren Gruppe 1-Kraftwerke, mehr dazu siehe Kapitel E.1.3), mit den Kraftwerken vergleicht, die in den betrachteten Situationen kaum oder gar nicht eingespeist haben, die also als flexibel gelten können (im Weiteren Gruppe 3-Kraftwerke), stellt man für die betrachteten Tage fest, dass der Anteil an KWK-Anlagen in der Gruppe 1 geringfügig größer als in der Gruppe 3 ist. Dies bedeutet, dass es neben den KWK-Anlagen, die trotz der negativen Preise weiter, bspw. aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen, einspeisen, auch viele KWK-Anlagen gibt, die auf die negativen Preise reagiert haben, indem sie ihre Stromerzeugung in diesen Perioden eingestellt haben.

Weitere wichtige Gründe, die der Bundesnetzagentur genannt wurden, waren „Opportunitätskosten wegen Anfahrtdauer, Abfahrtdauer, Mindeststillstandzeiten und Preiserwartung“ und „Eigenverbrauch“. Betrachtet man die einzelnen Energieträger, lässt sich beobachten, dass für alle Energieträger mit Ausnahme der Kernenergie die Kraft-Wärme-Kopplung am meisten bzw. am zweitmeisten als Hauptgrund für die Einspeisung genannt wurde. Bei der Kernenergie spielen die Opportunitätskosten die größte Rolle. Der Eigenverbrauch ist bei mit Mineralölprodukten betriebenen Kraftwerken der am häufigsten angegebene Grund.

Losgelöst von konkreten historischen Situationen wurden die Kraftwerksbetreiber befragt, ab welchem durchschnittlichen Day-Ahead-Preis (DAP) von mindestens 6 Stunden Dauer sie die Stromerzeugung einstellen würden. Die Angaben der Kraftwerksbetreiber legen die Interpretation nahe, dass für die Einsatzentscheidung weniger bedeutsam ist, wie negativ der Preis ist. Der Großteil der Anlagen stellt die Stromproduktion demnach entweder bereits ab einem Preis von 0 €/MWh oder mehr ein (58 %) oder „gar nicht“ (29 %). Erwartungsgemäß handelt es sich bei den Anlagen, die bereits ab einem Preis ab 0 €/MWh einstellen, um solche Anlagen, die auch in der Mehrzahl der konkret betrachteten Situationen nicht am Netz waren (Gruppe 3, siehe oben). Entsprechend waren die Anlagen, die angegeben haben, ihre Stromproduktion „gar nicht“ einzustellen, auch in den meisten betrachteten Situationen am Netz (Gruppe 1, siehe oben). Die Analyse im letzten Bericht über die Mindesterzeugung legte nahe, dass nicht davon auszugehen ist, dass die Ergebnisse entscheidend anders ausfielen, wenn der Zeitraum mit negativen Preisen mehr als 6 Stunden

betragen würde. Darin hatten 41 % der Befragten angegeben, dass sie unabhängig von der Länge der negativen Preisperiode (bei einem hypothetischen Preis von -100 €/MWh) am Netz bleiben würden.⁶ Anders dürften die Antworten der Kraftwerksbetreiber ausfallen, wenn nicht einzelne hypothetische Ereignisse mit (stark) negativen Preisen betrachtet würden, sondern derartige Ereignisse in größerer Anzahl als bisher innerhalb eines Jahres aufträten. In diesem Fall dürften Anreize zur Modernisierung der Anlagen bestehen, die es dann den Anlagen erlauben würden, stärker auf Preissignale zu reagieren und damit zur Senkung des konventionellen Erzeugungssockels beizutragen.

Bei der Evaluierung der Mindestenerzeugung ist zudem zu betrachten, inwiefern die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch die Mindestenerzeugung beeinflusst worden ist. Bezogen auf obige Zeiträume wird daher auf Basis von Netzanalysen der Übertragungsnetzbetreiber der Zusammenhang zwischen Einspeisemanagement-Maßnahmen und der preisunelastischen Erzeugungsleistung betrachtet. Innerhalb dieser Netzanalysen wird dargelegt, inwieweit verfügbares negatives Redispatchvermögen ausgeschöpft wurde, bevor Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt wurden. Nach den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Analysen und ergänzenden Begründungen wurden die verfügbaren, wirksamen Kraftwerke innerhalb ihres Betriebsbandes weitestgehend ausgeschöpft, bevor Einspeisemanagement-Maßnahmen zur weiteren Behebung von horizontalen Engpässen durchgeführt wurden. Die Analyse der Bundesnetzagentur hat in Einzelfällen Unregelmäßigkeiten im Meldeprozess der Einsatzplanungsdaten gezeigt. In der Praxis konnten die Übertragungsnetzbetreiber in diesen Situationen nach eigenen Angaben, letztendlich durch teilweise mehrfaches Nachfragen bei den Kraftwerksbetreibern, das tatsächlich verfügbare negative Redispatchpotential nutzen.

Anders als bei horizontalen Netzengpässen ist Redispatch mit Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene bei vertikalen Netzengpässen (Engpässe auf Übergabetransformatoren zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber) wirkungslos. Grundsätzlich kann in diesen Fällen Redispatch im 110 kV Netz durchgeführt werden. Dazu ist eine Meldung von negativem Redispatchvermögen sowie ein eingerichteter Abrufweg notwendig. Teilweise konnte nicht auf konventionelle Kraftwerke in unterlagerten Netzen zurückgegriffen werden, da sich zu den betrachteten Zeitpunkten die entsprechenden IT-Systeme der Verteilernetzbetreiber zum umfassenden Abruf von Redispatchpotential aus unterlagerten Netzebenen noch im Aufbau befanden (mehr dazu siehe E1.4).

Im letzten Bericht über die Mindestenerzeugung hatten vertikale Netzengpässe noch einen Anteil von 39 % bis 88 % der EE-Abregelungen begründet. An den betrachteten Tagen der Jahre 2019 und 2020 lagen die entsprechenden Anteile bei mindestens⁷ 9 % bis 65 %. Auch wenn die prozentuale Spanne in 2019-2020 größer ist, ist ansonsten eine rückläufige Entwicklung auszumachen. Während der Anteil an den betrachteten Tagen im Jahr 2019 noch zwischen 28 % und 65 % schwankte, lag er an den betrachteten Tagen im Jahr 2020 bei 2 % bis 25 %. Dieser Rückgang der vertikalen Engpässe dürfte insbesondere auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein zurückzuführen sein.⁸

⁶ Bundesnetzagentur (2019), Bericht über die Mindestenerzeugung, S. 9.

⁷ Es konnten anhand der Meldungen im Rahmen der Netzelement-Betrachtung nicht in jedem Fall die Netzelemente einer Netzebene/Umspannebene zugeordnet werden. Daher kann der tatsächliche Anteil leicht über dem ausgewiesenen Wert liegen.

⁸ Bundesnetzagentur (2021), Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020, S. 3.

Durch den Ausbau der Umspannwerke (mit ggf. zusätzlich erforderlicher Ertüchtigung in den unterlagerten Netzen) sind die vertikalen Engpässe zu reduzieren und somit auch die von ihnen verursachten EinsMan-Maßnahmen zu senken. Die fünf am stärksten von EE-Abregelungen betroffenen Umspannwerke (bezogen auf die Ausfallarbeit bei EinsMan-Maßnahmen) im Jahr 2020 begründen nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber⁹ über 90 % der Ausfallarbeit bezogen auf vertikale Engpässe auf der HöS/HS-Ebene. Für alle diese Umspannwerke liegen der Bundesnetzagentur Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV vor. Die Inbetriebnahme der entsprechenden Ertüchtigungsmaßnahmen ist für den überwiegenden Teil bis 2023 vorgesehen. Eine ursprünglich für 2023 in Betrieb zu nehmende Maßnahme wurde auf das Jahr 2025 verschoben. Die Inbetriebnahme einer weiteren Maßnahme ist leider erst für 2030 vorgesehen. Es bleibt zu hoffen, dass sich insoweit die rechtliche Neuordnung der Redispatch-Maßnahmen und deren regulatorischer Behandlung beschleunigend auswirkt.

Die Bundesnetzagentur wird weiterhin beobachten, ob die überlasteten Umspannwerke von den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern schnellstmöglich ausgebaut werden. Darüber hinaus ist es sinnvoll, wenn die Reduzierung von Engpassmanagementkosten durch Netzausbau, oder andere Maßnahmen, auf ein effizientes Maß im wirtschaftlichen Eigeninteresse der Unternehmen liegen. Mit der jüngsten ARegV-Novelle sollen bei den Übertragungsnetzbetreibern durch ein separates Anreizinstrument erstmalig Anreize zur Senkung der Engpassmanagementkosten gesetzt werden. Bei den Verteilernetzbetreibern werden Engpassmanagementkosten ab 2026 in den Effizienzvergleich einbezogen, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen, von den Verteilernetzbetreibern unverschuldeten Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau getroffen hat.

⁹ Täglichen und monatliche Datenmeldungen gemäß §13 Abs. 7 EnWG der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen 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

A Einführung

Das deutsche Stromversorgungssystem erfährt eine grundlegende Strukturveränderung. Sie ist das Resultat politischer Entscheidungen von Bundesregierung und Parlament.^{10,11,12} Der Kern dieser politischen Entscheidungen ist die Umstellung auf eine CO₂-freie, nicht-nukleare Stromerzeugung, die bis zum Jahr 2050 hauptsächlich ausschließlich durch Nutzung treibhausgasneutralen Energieträgern (§ 1 Abs. 3 EEG) realisiert werden soll.

Auch in Zukunft ist die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die ÜNB für einen stabilen Netzbetrieb unerlässlich. Bis dato sind an der Erbringung der Systemdienstleistungen überwiegend die konventionellen Kraftwerke inkl. Pumpspeicherkraftwerke beteiligt.¹³ Dadurch verhalten sich diese Kraftwerke quasi unabhängig vom Stromgroßhandelspreis bzw. preisunelastisch. Daneben gibt es weitere Kraftwerke die sich genauso verhalten, jedoch aus anderen Gründen. Derartig preisunelastisch agierende Kraftwerke könnten volkswirtschaftliche Ineffizienzen bei der Deckung des Strombedarfs verursachen, indem insbesondere EE-Anlagen verdrängt werden.¹⁴

Um EE-Anlagen eine möglichst vollständige Einspeisung zu ermöglichen und dadurch den CO₂-Ausstoß möglichst weitgehend zu verringern, soll die Einspeisung sich preisunelastisch verhaltender konventioneller Kraftwerke möglichst weitgehend reduziert werden. Dieses Bemühen setzt die Kenntnis der gegenwärtigen Verhältnisse voraus. Dafür soll dieser Bericht dienen.

Nach § 63 Abs. 3a EnWG erstellt die Bundesnetzagentur einen Bericht über die Mindestenerzeugung, der

- die maßgeblichen Einflussfaktoren der Mindestenerzeugung aufzeigt,
- die Einspeisung von EE-Anlagen quantifiziert, die durch die Mindestenerzeugung negativ beeinflusst wurde, und
- die zukünftige Entwicklung der Mindestenerzeugung betrachtet.

Dieser Bericht über die Mindestenerzeugung leistet in erster Linie eine deskriptive Darstellung der Mindestenerzeugung sowie des konventionellen Erzeugungssockels nach Umfang und Ursachen in den Jahren 2019 und 2020. Die Analyse basiert wie in den vergangenen Berichten auf ausgewählten Perioden mit negativen Strompreisen.

¹⁰ Energiekonzept (2010): https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf

¹¹ Kernkraftausstieg (2011): <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html>

¹² vgl. § 2 KVBG und Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4

¹³ vgl. S. 83 in „Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317“

¹⁴ siehe S. 60 und S. 83 in „Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317“

B Definition

Der Begriff „Mindesterzeugung“ wird vielfältig gebraucht.¹⁵ In diesem Bericht (und auch den vergangenen Berichten) wird unter der Mindestenerzeugung die aus netztechnischen Gründen mindestens einzuspeisende Leistung verstanden.¹⁶

- Konkret handelt es sich um diejenige Einspeiseleistung, die explizit für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgesehen ist. Die Systemdienstleistungen müssen zum Zweck des stabilen Netzbetriebs erbracht werden. Daraus ergibt sich die netztechnische Erforderlichkeit.
- Die Mindestenerzeugung ist mindestens einzuspeisen, weil erst durch diese Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht bzw. die notwendige Voraussetzung (im Sinne der Vorhaltung) zur Erbringung geschaffen werden. Daher sind die folgenden Systemdienstleistungsprodukte relevant (die aber nicht immer explizit vergütet werden): Regel-, Kurzschluss- und Blindleistung sowie Momentanreserve.
- Positive (strom- oder spannungsbedingte) Redispatchleistung wird als Teil der Mindestenerzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar einem netztechnischen Grund zuzuordnen ist.
- Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung wird als Teil der Mindestenerzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar zu ihrer sicheren Erbringung dient und auf die gleiche Weise funktioniert.¹⁷

Der Teil der Mindestenerzeugung, der von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird, wird als konventionelle Mindestenerzeugung bezeichnet. Da es in diesem Bericht ausschließlich um die konventionelle Mindestenerzeugung geht, wird zur Vereinfachung im Weiteren nur von der Mindestenerzeugung gesprochen.

Mit obiger Definition der Mindestenerzeugung als Teil der „preisunelastischen konventionellen Erzeugungsleistung“ gilt: In Zeiten negativer oder sehr niedriger positiver Day-Ahead-Börsenstrompreise ist in gewissem Umfang eine konventionelle Einspeisung vorhanden, die so gut wie nicht auf den Börsenpreis reagiert und ihre Leistungserbringung fortsetzt. Diese preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung wird in zwei additive Teile zerlegt (siehe Abbildung 4): Der eine Teil wird als „Mindesterzeugung“ bezeichnet und der andere Teil als „konventioneller Erzeugungssockel“.

Es wird darauf hingewiesen, dass es Situationen geben kann, in denen einzelne Komponenten der Mindestenerzeugung höher ausfallen als in Zeiten negativer Börsenpreise. So fällt beispielsweise der nötige strom- oder spannungsbedingte Redispatch auf der Übertragungsebene typischerweise mit einem hohen Anteil

¹⁵ Gelegentlich ist auch von „Must-Run“ die Rede. Must-Run meint meistens die preisunelastische Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Von daher entspricht der Must-Run nicht der Mindestenerzeugung.

¹⁶ vgl. S. 60 und 83 in „Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317“

¹⁷ Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung (negativ) ist im Energieinformationsnetz in den Meldungen der Kraftwerksbetreiber zur „Besicherung von Kraftwerksausfällen“ (-BES, siehe auch Kapitel C.1) enthalten. Daher wird die „Besicherung von Kraftwerksausfällen“ in diesem Bericht der Mindestenerzeugung zugerechnet.

auf in Zeiten mit hoher Last und hoher Windeinspeisung. In solchen Situationen treten jedoch nur selten negative Börsenpreise auf.

Der konventionelle Erzeugungssockel kann mehrere sich ergänzende Gründe haben, insbesondere: Restriktionen in der Kraftwerkstechnik (z.B. die Mindestbetriebszeit, untere Leistungsgrenze, An- und Abfahrrampen), Opportunitätskosten wegen Anfahrdauer und Mindeststillstandzeiten, Wärmelieferverpflichtungen, Nah- oder Fernwärme, Erlöse aus KWK-Förderung, Eigenerzeugung, Prozessbindung (Strom-/ Wärme-/ Dampfbereitstellung, Verbrennung von Kuppelgasen oder Müll, usw.), Erbringung von Besicherungsleistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung.

Zur Erläuterung der beiden Definitionen bzw. der Abgrenzung dient das folgende Beispiel-Kraftwerk: Ein Kraftwerk hat einen Betriebsbereich zwischen 40 MW und 100 MW. Es ist für 30 MW negative Regelleistung kontrahiert und speist mit 100 MW ein. Dann werden 30 MW negative Regelleistungsvorhaltung der Mindesterzeugung zugerechnet und die verbleibenden 70 MW dem konventionellen Erzeugungssockel. Falls dieses Kraftwerk stattdessen wärmegeführt betrieben wird, keine negative Regelleistung vorhält und im relevanten Zeitraum mit einer elektrischen Leistung von 80 MW einspeist, dann werden die 80 MW vollständig dem konventionellen Erzeugungssockel hinzuaddiert.

Bei der Aufschlüsselung der preisunelastischen konventionellen Erzeugungleistung ist zu beachten, dass konventionelle Kraftwerke eine Mindestleistung bzw. eine untere Leistungsgrenze aufweisen, die sie bei der Leistungsbereitstellung mindestens einhalten müssen. Die Mindestleistung ist eine kraftwerkstechnische Eigenschaft, die netztechnische Mindesterzeugung eine netztechnische Anforderlichkeit. Um der Tatsache der Mindestleistung Rechnung zu tragen, wird in diesem Bericht auch die Summe der unteren Leistungsgrenze derjenigen konventionellen Kraftwerke ausgewiesen, die an der Mindesterzeugung beteiligt sind. In der folgenden Grafik ist die Aufschlüsselung der preisunelastischen Einspeisung konventioneller Kraftwerke in die einzelnen Bestandteile zu sehen:

Definition der Mindestenerzeugung

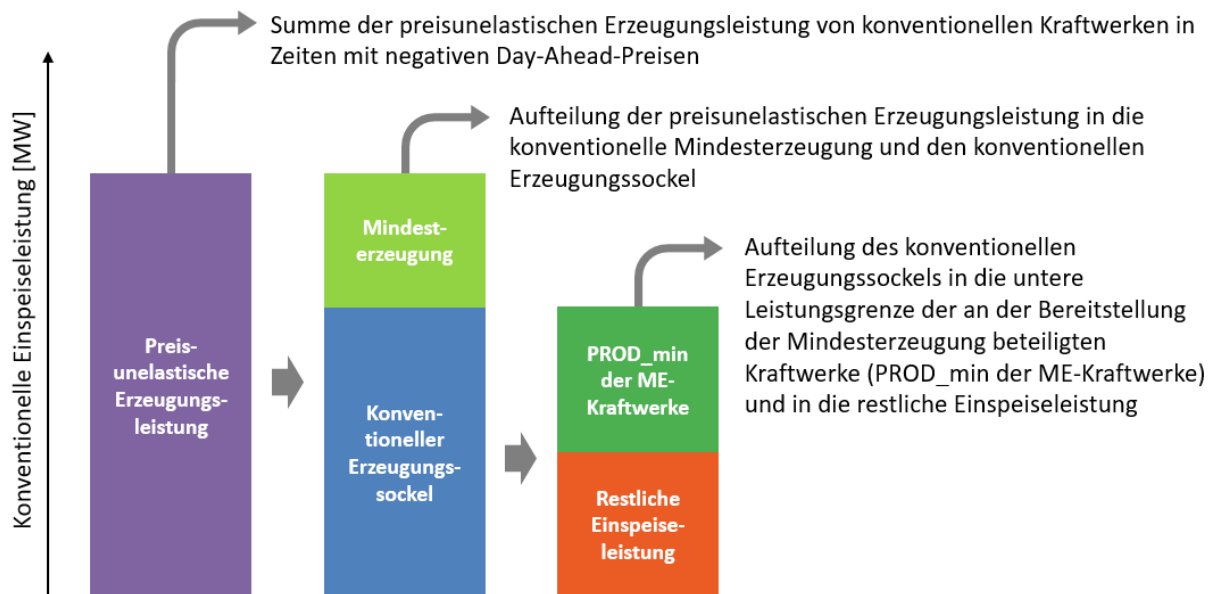


Abbildung 4: Veranschaulichung von konventioneller Mindestenerzeugung sowie konventionellem Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindestenerzeugung steht

Bei der Bezifferung der Mindestenerzeugung ist noch zu bedenken, dass ausschließlich diejenige Einspeiseleistung berücksichtigt wird, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. Die Kurzschluss- und Blindleistung sind Teil der Erbringung der Systemdienstleistungen und werden von allen einspeisenden Kraftwerken bereitgestellt. Diese Bereitstellung erfolgt heute noch in den ganz überwiegenden Situationen in ausreichendem Maße quasi nebenbei. In vergleichsweise geringem Umfang kommt es in Bezug auf die Blindleistung zur Aktivierung von Kraftwerksleistung im Rahmen des Redispatches. Dieser sogenannte spannungsbedingte Redispatch ist der Mindestenerzeugung zuzuordnen. In den Fällen, in denen Blindleistungsbereitstellung in Form von spannungsbedingtem Redispatch explizit bezifferbar ist, wird der entsprechende Anteil im vorliegenden Bericht als Bestandteil der Mindestenerzeugung ausgewiesen.

C Datengrundlage

Im folgenden Kapitel wird die Datengrundlage der vorliegenden Evaluierung der Mindesterzeugung dargelegt. Dabei wird ausführlich auf die verwendeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (1) und die durchgeführte ergänzende Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern (2) eingegangen, da dies die beiden wesentlichen Datenquellen der Analyse sind. Die weiteren bedeutsamen Datenquellen werden anschließend im Kapitel 3 genannt und beschrieben.

1. Kraftwerkseinsatzplanungsdaten

Zur Evaluierung der Mindesterzeugung ist eine ex-post-Betrachtung der aggregierten Kraftwerkseinspeisung nicht ausreichend. Vielmehr ist eine kraftwerksblockscharfe Betrachtung der Einspeisung erforderlich. Nur so kann erklärt werden, welche Kraftwerke in der betrachteten Situation überhaupt und mit welcher Leistung einspeisen. Erst dann kann in einem nächsten Schritt den Gründen der Einspeisung nachgegangen werden. Die Analyse der Einspeisung einzelner Kraftwerke basiert auf den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten, die die Kraftwerksbetreiber den Übertragungsnetzbetreibern gemäß der Bundesnetzagentur Festlegung BK6-13-200¹⁸ im Energieinformationsnetz melden. Das Energieinformationsnetz wurde konzipiert, um den Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen, sowohl die Systembetriebsplanung, also die Planung des Netzeinsatzes und der Systembilanz in der lang-, mittel- und kurzfristigen Perspektive, als auch die Systemführung, mithin die Wahrung des sicheren Betriebes des Gesamtsystems, in Echtzeit zu verbessern. Mit fortschreitendem Umbau des Energiesystems gilt dies auch zunehmend für die Verteilernetzbetreiber. Das Energieinformationsnetz wurde nicht zu Zwecken der Evaluierung der Mindesterzeugung konzipiert. Im Strommarktgesetz wurde auf die Regelungen des Energieinformationsnetzes verwiesen, um die dort vorhandenen Kraftwerksdaten für die Evaluierung der Mindesterzeugung nutzbar zu machen.

Die Betreiber von Erzeugungseinheiten (in diesem Bericht als Kraftwerke bezeichnet), die eine Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW besitzen sowie einen Anschluss an die Spannungsebene 110 kV oder höher, sind zur Meldung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet. Demnach sind die Kraftwerke mit einer Netto-Nennleistung kleiner als 10 MW bzw. unterhalb der 110 kV Spannungsebene in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten nicht enthalten. Gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur auf Basis des Monitorings nach § 35 EnWG waren demnach bezogen auf die Leistung in den betrachteten Jahren 88 - 92 % der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität (ohne Pumpspeicher, Biomasse, Laufwasser und Speicherwasserkraftwerke – siehe Begründung unten) meldepflichtig.¹⁹ Es ist jedoch wahrscheinlich, dass auch Anlagen, die zwar eine Leistung von mehr als 10 MW haben, die aber unterhalb der 110 kV Spannungsebene angeschlossen sind oder auch einige der zahlreichen Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW (und somit nicht von der Meldepflicht betroffen sind), nur eingeschränkt auf Preissignale reagieren und deren preisunelastische Erzeugung somit überwiegend dem konventionellen Erzeugungssockel zuzurechnen wäre. Zusätzlich gibt es noch einen weiteren Graubereich unbekannter Größe, da die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten ausschließlich die geplante Einspeisung und nicht die geplante

¹⁸ Bundesnetzagentur (2014): Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom), Beschluss vom 16.04.14

¹⁹ Bundesnetzagentur (2021), Kraftwerksliste Stand 19.01.21

Stromerzeugung enthalten. Strommengen, die innerhalb der Kundenanlage verbraucht werden (z.B. Eigenverbrauchsmengen), können somit nicht erfasst werden. Diese Sachverhalte sind bei der Interpretation der Daten zu berücksichtigen, da sie dazu führen, dass die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels systematisch unterschätzt wird.

Die Verwendung von Plandaten hat gegenüber der tatsächlichen IST-Einspeisung einen entscheidenden Mehrwert und erscheint daher vorzugswürdig. Mit Hilfe der Plandaten lässt sich nicht nur die voraussichtliche Einspeisung beobachten, sondern die Plandaten enthalten insbesondere auch Informationen zu den Zwecken der Einspeisung der einzelnen Kraftwerke. Dies ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Einspeisung einzelner Kraftwerke. So lässt sich bspw. unterscheiden, ob ein Kraftwerk marktgetrieben mit seiner ganzen verfügbaren Leistung einspeist, oder ob das Kraftwerk Leistung zu Zwecken der Systemsicherheit vorhält. Eine vergleichbare Differenzierung wäre anhand von IST-Daten nicht möglich. Im Folgenden wird auf die einzelnen Informationen, die in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten enthalten sind, näher eingegangen.

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten liegen in viertelstündlicher Auflösung vor. Sie müssen unverzüglich übermittelt werden, sofern es sich um Änderungen der Planung handelt, zukünftige Viertelstundenwerte betreffend. Dies gilt nur, wenn die Änderungen oberhalb einer Erheblichkeitsschwelle liegen. Die Erheblichkeit hängt laut Festlegung BK6-13-200 von der Größe des Kraftwerks ab. Auch zum Schutz von kleineren Unternehmen wird sie erst dann angenommen, wenn sich im Vergleich zur letzten Datenübermittlung des Einsatzverantwortlichen eine Wertänderung von mindestens 10 MW (bei Anlagen ≥ 100 MW Netto-Nennleistung) bzw. von mindestens 10 % der Netto-Nennleistung (bei Anlagen < 100 MW Netto-Nennleistung) ergibt. Bei der Evaluierung der Mindestenerzeugung wird der jeweils letzte Stand der Aktualisierungen eines Tages zugrunde gelegt, um der tatsächlichen Einspeisung am nächsten zu kommen.

In der Anlage der Festlegung BK6-13-200 „Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“ des BDEW werden die von den Kraftwerksbetreibern zu meldenden Daten definiert. Der überwiegende Teil der zu meldenden Datenkategorien wird zu Zwecken der Evaluierung der Mindestenerzeugung auch genutzt. Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten enthalten demnach eine Aufschlüsselung in folgende für die Mindestenerzeugung relevante Kategorien:

Definition einzelner Datenkategorien in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten

Geplante Einspeiseleistung (Prod_Plan)	Der [Plan]Wert Produktion ist die [geplante] Netzeinspeiseleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer Erzeugungseinheit.
Untere Leistungsgrenze (Prod_min)	Die untere Leistungsgrenze (Produktion) einer Erzeugungseinheit ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung. Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabilen Betriebsregimen.
Freie positive / negative Leistung (+RDV/ -RDV)	Die freie positive/ negative Leistung entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer Erzeugungseinheit in der jeweiligen Richtung.
Primärregelleistung Vorhaltung positiv/negativ (+PRL/-PRL)	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung ist für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist.
Sekundärregelleistung Vorhaltung positiv/negativ (+SRL/-SRL)	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist.
Minutenreserveleistung Vorhaltung positiv/negativ (+MRL/-MRL)	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf kurzfristig erfolgt und in der Regel nicht planbar ist.
Besicherung positiv/negativ (+BES/-BES)	Die Besicherungsleistung (für Wirkarbeit, Regelarbeit und Wärme) ist eine positive bzw. negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Kraftwerken (z.B. Speicher). Die Besicherungsleistung kann nicht für Redispatch genutzt werden und ist deshalb nicht Bestandteil der für Redispatch-Zwecke nutzbaren freien Leistung.

Tabelle 1: Definition einzelner Datenkategorien in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten

Für die Evaluierung der Mindesterzeugung sind von den aufgeführten Kategorien insbesondere diejenigen Kategorien relevant, die Aussagen darüber zulassen, inwieweit ein Kraftwerk seine Einspeiseleistung ausgehend vom Betriebspunkt weiter reduzieren kann, bzw. aus welchen Gründen keine Reduktion der Leistung möglich ist. Daher wird insbesondere der Bereich innerhalb des gesamten Betriebsbandes eines Kraftwerks betrachtet, der unterhalb der geplanten Einspeiseleistung liegt. Dies sind im Einzelnen die Kategorien: Regelleistung negativ (aufgeteilt in PRL Vorhaltung negativ, SRL Vorhaltung negativ, MRL

Vorhaltung negativ), „Freie negative Leistung“ (z. B. zu Redispatchzwecken), sowie Besicherung negativ (Besicherung des Ausfalls von Kraftwerken). Folgende vereinfachte schematische Darstellung veranschaulicht den Zusammenhang der verschiedenen Kategorien anhand eines Betriebsbandes eines beispielhaften Kraftwerks. Die Darstellung wurde in Anlehnung an die schematische Darstellung aus obiger Prozessbeschreibung des BDEW²⁰ erstellt und zur besseren Veranschaulichung auf die für die Mindesterzeugung bedeutsamen Kategorien reduziert.

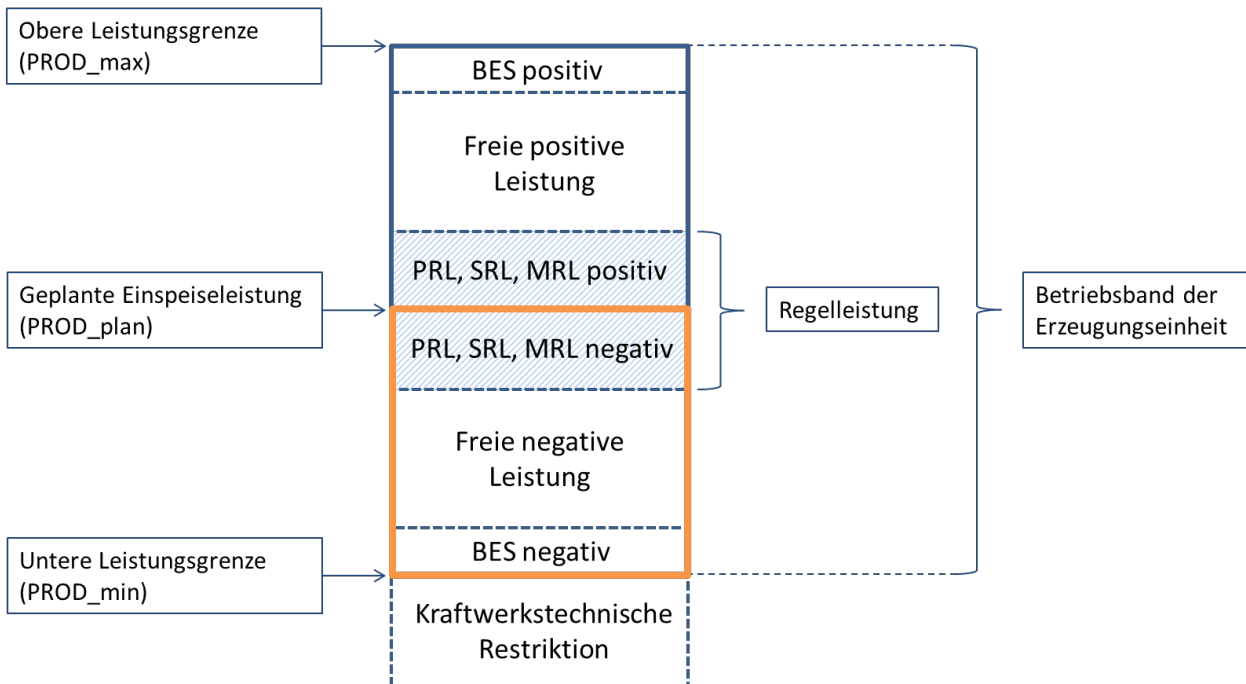


Abbildung 5: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2014), Prozessbeschreibung „Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“

Die schematische Darstellung veranschaulicht, dass ein Kraftwerk lediglich innerhalb eines gewissen Betriebsbandes – zwischen der unteren Leistungsgrenze und der oberen Leistungsgrenze – in der Lage ist, seine Einspeisung anzupassen. Unterhalb der unteren Leistungsgrenze ist eine Einspeisung aufgrund von kraftwerkstechnischen Restriktionen, z. B. aufgrund von Betriebsgrenzen des Generators, zur Deckung des Eigenbedarfs der Anlage sowie des Betriebsverbrauchs oder aus Gründen von Restriktionen bei An- und Abfahrt des Kraftwerks, nicht möglich.

Die geplante Einspeiseleistung beschreibt den geplanten Betriebspunkt eines Kraftwerks in der jeweiligen Situation. Die für die Analyse der Mindesterzeugung relevante mögliche Reduktion der Einspeiseleistung ergibt sich anhand obiger Darstellung aus der geplanten Einspeiseleistung eines Kraftwerks, abzüglich der vorzuhaltenden negativen Leistungspotentiale (Besicherung negativ, Regelleistung negativ – aufgeteilt in PRL Vorhaltung negativ, SRL Vorhaltung negativ, MRL Vorhaltung negativ) und der unteren Leistungsgrenze. Die freie negative Leistung ist also diejenige Leistung, um die das Kraftwerk seine Einspeisung reduzieren kann, ohne technische Grenzwerte zu verletzen, oder anderweitige Verpflichtungen zu missachten. Aus Sicht der Netzbetreiber ist bei der Systembetriebsplanung und bei der Systemführung von Relevanz, inwieweit

²⁰ BDEW (2014), S. 8: Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB, 31.03.14.

Kraftwerke ausgehend von der geplanten Einspeisung je Zeitpunkt regelbar sind. Diese Regelbarkeit wird in erster Linie durch die freie negative Leistung beschrieben. Im direkten Zusammenhang mit der freien negativen Leistung steht aufgrund obiger systematischer Zusammenhänge die untere Leistungsgrenze (PROD_min). Daher werden die freie negative Leistung und die untere Leistungsgrenze (PROD_min) der Kraftwerke bei den Analysen der relevanten Perioden in E.1 näher betrachtet.

Nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber sowie Analysen der Bundesnetzagentur, hat die Qualität der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten nach Einführung dieses neuen Prozesses Ende 2014 mit der Zeit deutlich zugenommen. Die Meldung gemäß Meldesystematik ist demnach besser geworden und die Anzahl der meldenden Betreiber hat sich erhöht. Nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber fordern die Übertragungsnetzbetreiber die Kraftwerksbetreiber im Falle von fehlenden oder unplausiblen Meldungen auf, ihre Daten im Energieinformationsnetz (erneut) zu melden. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber trotz bereits mehrere Jahre zurückliegender Implementierung ein zwar verbessertes, aber weiterhin ein in Teilen heterogenes Meldeverhalten der verschiedenen Kraftwerksbetreiber in Bezug auf die Qualität der Meldungen ausgemacht.

Im Zuge der Plausibilisierung hat die Bundesnetzagentur festgestellt, dass in einzelnen Situationen seitens des Einsatzverantwortlichen von Kraftwerken eine untere Leistungsgrenze angegeben wurde, obwohl gar keine Einspeisung des Kraftwerks geplant war (PROD_plan = 0). Dies ist gemäß Kraftwerkseinsatzplanungsdaten-Meldelogik kein Widerspruch, solange die Anlage verfügbar ist. Auch wurde teilweise eine untere Leistungsgrenze gemeldet, die oberhalb der geplanten Einspeiseleistung liegt (PROD_min > PROD_plan). Dieser Fall kann z. B. im Anfahrbetrieb vorkommen. Zu Zwecken der Evaluierung der Mindestenerzeugung mussten die Rohdaten in beiden Fällen dahingehend angepasst werden, dass die geplante Einspeiseleistung (PROD_plan) maßgeblich ist.

Insbesondere im Bereich der Pumpspeicher haben Analysen gezeigt, dass sich nur sehr wenige Pumpspeicher in den betrachteten Perioden im Turbinenbetrieb befinden und der Energieträger somit nur in vernachlässigbarem Umfang zur Einspeisung und damit zur Mindestenerzeugung beiträgt. Dies entspricht der Erwartung an den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks, das bei negativen Strompreisen nicht turbinert (also Strom erzeugt), sondern Strom aus dem Netz bezieht, um Wasser zu pumpen (der sogenannte Pumpbetrieb). In Stunden mit ausreichend hohen Preisen kann das Pumpspeicherkraftwerk dann in den Turbinenbetrieb wechseln und Strom erzeugen. Zudem lässt sich die Meldesystematik der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aufgrund von sogenannten Nulldurchgängen der Kraftwerkstechnologie nicht ohne weiteres auf die Zwecke der Evaluierung der Mindestenerzeugung übertragen. Das bedeutet, neben den Einspeisezeitreihen melden Pumpspeicherkraftwerke auch ihre Verbrauchszeitreihen. Aus den genannten Gründen werden Pumpspeicher bei der Analyse der Mindestenerzeugung nicht betrachtet. Durch die Herausnahme der Pumpspeicher sind die Daten im Sinne der oben beschriebenen Meldesystematik für den Zweck der Evaluierung der Mindestenerzeugung deutlich besser interpretierbar.

Neben den Pumpspeicherkraftwerken werden innerhalb der KWEP-Daten Biomasse, Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke bei der Analyse der konventionellen Mindestenerzeugung außen vorgelassen, da es sich hierbei um Erneuerbare Energien und keine konventionellen Energieträger handelt.

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aus dem Energieinformationsnetz ermöglichen zwar Aussagen zur Einspeiseleistung von Kraftwerken in Bezug auf die Mindestenerzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel. Eingeführt wurde das Energieinformationsnetz allerdings zu anderen Zwecken. Daher sind

bei der Auswertung und Deutung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten Grenzen der Interpretierbarkeit der Daten zu beachten. Wie oben aufgeführt, umfassen die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erst Kraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW, die einen Anschluss an der Spannungsebene 110 kV oder höher besitzen. Der Umfang der Mindesterzeugung und/oder des konventionellen Erzeugungssockels wird in diesem Bericht aus genannten Gründen also tendenziell unterschätzt, ohne dass diese Ungenauigkeit genau beziffert werden kann.

Eine weitere Unschärfe bzgl. der Mindesterzeugung geht mit der Datensystematik einher. Die negative Besicherung von Kraftwerksausfällen wird im vorliegenden Bericht der Mindesterzeugung zugerechnet. Dies erscheint sachgerecht, da die Besicherung der negativen Regelleistung in der Besicherung von Kraftwerksausfällen enthalten ist. Allerdings sind neben der Besicherung der negativen Regelleistung auch die Besicherung von Nah- und/oder Fernwärme, Prozessdampfbereitstellung, Bilanzkreisbesicherung, notwendige Brennstoffverwertung und sonstige Gründe enthalten. Diese Bestandteile wären eigentlich dem konventionellen Erzeugungssockel zuzuordnen. An dieser Stelle kann die Mindesterzeugung also tendenziell überschätzt und der konventionelle Erzeugungssockel unterschätzt werden.

Weiterhin handelt es sich bei den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten um Plandaten und nicht um Ist-Daten. Die tatsächliche Einspeisung der einzelnen Kraftwerke kann daher von dem gemeldeten Wert abweichen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit werden die Plandaten auch von der tatsächlichen Einspeisung zumindest in kleinerem Umfang abweichen, da die Einsatzverantwortlichen der Kraftwerke den Übertragungsnetzbetreibern erst Änderungen ihrer geplanten Einspeiseleistung ab einer gewissen Erheblichkeitsschwelle anzuzeigen haben. Das Energieinformationsnetz wurde Ende 2014 eingeführt. Kurz nach Einführung war aufgrund der mangelhaften Datenqualität durchaus Vorsicht bei der Interpretation der Daten geboten. Seitdem ist von einer verbesserten Datenqualität auszugehen. Allerdings hat auch die Analyse der Jahre 2019 und 2020 fehlerhafte Meldungen hervorgebracht. So wurde bspw. nach Aussage einzelner Übertragungsnetzbetreiber teilweise weniger verfügbares Redispatchvermögen gemeldet als dann tatsächlich abgerufen werden konnte. Insgesamt erscheint eine weitere Verbesserung der Datenqualität möglich.

2. Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten ermöglichen Aussagen über die Fahrweise einzelner Kraftwerke. Allerdings lassen die Daten als solche nur stark eingeschränkte Aussagen darüber zu, aus welchen Gründen ein Kraftwerk auch bei negativen Preisen in Betrieb ist. Diese Information ist jedoch für die Evaluierung der Mindesterzeugung von Bedeutung. Es ist bspw. denkbar, dass ein Kraftwerk aufgrund technischer Restriktionen gar nicht in der Lage ist, seine Einspeisung zu reduzieren, auch wenn der ökonomische Anreiz dies nahelegen würde. Andernfalls ist es denkbar, dass ein Kraftwerksbetreiber aus ökonomischen Überlegungen für einen kurzen Zeitraum negative Preise in Kauf nimmt, weil kurzfristige Leistungsänderungen höhere Kosten verursachen oder auch den Verschleiß einzelner Kraftwerkskomponenten beschleunigen würden. Im ersten Fall ist gar nicht erst die Flexibilität zur Leistungsreduktion vorhanden. Im zweiten Fall ist grundsätzlich die Flexibilität vorhanden, allerdings wird sie nicht genutzt.

Die Bundesnetzagentur hat daher, wie schon bei der zurückliegenden Evaluierung der Mindesterzeugung, eine Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern nach § 35 Abs. 1a EnWG für die Jahre 2019 und 2020 durchgeführt. Im Ergebnis haben alle angeschriebenen Unternehmen eine Rückmeldung gegeben. Es werden dabei alle Generatoren als „zurückgemeldet“ gewertet, von deren Einsatzverantwortlichen eine Rückmeldung vorliegt. Die Kraftwerksbetreiber wurden hierbei zu nachfolgenden Informationen je Kraftwerk befragt (Tabelle 2).

Fragenblock A: Generelle Informationen

Bitte tragen Sie hier den W-Code der Erzeugungseinheit ein.

Name der Erzeugungseinheit (*Feld wird automatisch befüllt*)

Bitte tragen Sie hier - falls vorhanden - die MaStR-Nummer(n) der Erzeugungseinheit ein (SEE-Nummer verwenden; falls zutreffend, mehrere SEE-Nummern angeben und mit Komma trennen).

Ab welchem durchschnittlichen Day-Ahead-Preis von mindestens 6 h-Dauer stellen Sie die Stromproduktion der Erzeugungseinheit ein bzw. würden diese einstellen?

Planen Sie gegenwärtig Investitionen zur Flexibilisierung der Erzeugungseinheit?

Wenn nein, aus welchen Gründen erachten Sie eine Investition in die Flexibilisierung der Anlage für nicht sinnvoll?

Fragenblock B: Gründe der Einspeisung in den Betrachtungszeiträumen

<p>Was waren die drei maßgeblichen Gründe für den Einsatz im betrachteten Zeitraum? Ordnen Sie die Gründe der Einspeisung absteigend nach ihrer Relevanz. <i>(Hauptgrund 2 & 3 erst auswählbar, wenn Hauptgrund 1 ausgewählt)</i></p>	Hauptgrund 1
	Hauptgrund 2
	Hauptgrund 3
	Bei Auswahl "Sonstige Gründe", diese bitte nennen
<p>Falls BES_neg > 0, bitte zutreffende Gründe auswählen</p>	

Fragenblock C: Netto-Stromerzeugung in den Betrachtungszeiträumen, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist worden ist (z.B. Eigenverbrauch)

Netto-Stromerzeugung, die im betrachteten Zeitraum nicht in die Netze der allgemeinen Versorgung eingespeist worden ist (im Mittel in MW)

Fragenblock D: Wärmeauskopplung

Allgemeine Angaben	Ist Wärmeauskopplung grundsätzlich möglich? <i>Bei Auswahl "Ja" werden die ausgegrauten Felder verfügbar und müssen ausgefüllt werden. Bei "Nein" sollen die ausgegrauten Felder nicht beantwortet werden.</i>
	Für welchen Zweck wird die ausgekoppelte Wärme genutzt?
	Gibt es eine Ersatzwärmeversorgung?

Angaben zu Betrachtungszeiträumen	Wird das Kraftwerk im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt? <i>Bei Auswahl "Ja" werden die ausgegrauten Felder verfügbar und müssen ausgefüllt werden. Bei "Nein" sollen die ausgegrauten Felder nicht beantwortet werden.</i>
	Gesamte gekoppelte Netto-Stromerzeugung im betrachteten Zeitraum (im Mittel in MW)
	Gesamte ungekoppelte Netto-Stromerzeugung im betrachteten Zeitraum (im Mittel in MW)
	Netto-Wärmeerzeugung im betrachteten Zeitraum (im Mittel in MW)

Tabelle 2: Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber

Bei den Hauptgründen konnten folgende Gründe ausgewählt werden:

- Opportunitätskosten wegen Anfahrtdauer, Abfahrtdauer, Mindeststillstandzeiten und Preiserwartung;
- Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf;
- Begrenzte personelle Ressourcen;
- Mindestbetriebszeit;

- Standortwiederaufbau (Sicherstellung des Standortbetriebs);
- Regelleistungsvorhaltung/ -besicherung;
- Industrieprozesse mit Gasen, die verarbeitet werden müssen;
- Müllverbrennung;
- Eigenverbrauch;
- sonstige Gründe, die in einem Freifeld zu spezifizieren sind.

Die Informationen aus der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurden in einem nächsten Schritt mit den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten sowie Daten zum Einsatz im Redispatch zusammengeführt. Somit lassen sich die Gründe der Einspeisung einzelner Kraftwerke und deren Fahrweise weitergehend erklären. Dabei war eine Zuordnung der Informationen aus der Kraftwerksbetreiberabfrage mit den Informationen aus dem Energieinformationsnetz anhand von IDs (sogenannten EIC-Codes) nicht in allen Fällen möglich, nicht zuletzt, weil Kraftwerksbetreiber von den in den KWEP-Daten enthaltenen EIC-Codes abweichende Codes bei der Kraftwerksbetreiberabfrage angaben. Daneben gaben Kraftwerksbetreiber vereinzelt Codes an, die nicht in der veröffentlichten Liste der deutschen Vergabestelle für EIC-Codes (Energie Codes und Services GmbH – ein Unternehmen des BDEW) enthalten waren.

3. Sonstige Datenquellen

Von der Informationsplattform der Bundesnetzagentur über den deutschen Strommarkt (SMARD)²¹ wurden Daten herangezogen, die insbesondere bei der Auswahl der Tage zugrunde gelegt wurden. Es wurden folgende Daten abgerufen: Day-Ahead-Preis (Stand: 27.01.20 und 29.01.2021), Realisierte Stromerzeugung Wind und PV (Stand: 10.02.20 und 02.02.2021), Realisierter Stromverbrauch (Stand:10.02.20 und 02.02.2021), Im- und Export (Physikalischer Stromfluss) (Stand: 10.02.20 und 02.02.2021).

Daten zum Einsatz von Kraftwerken im Redispatch (Redispatch-Daten) liegen der Bundesnetzagentur aus der monatlichen Datenmeldung gemäß § 13 Abs. 7 EnWG der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG vor.

Daten zum Einspeisemanagement (EinsMan-Daten) liegen der Bundesnetzagentur aus den täglichen und monatlichen Datenmeldungen gemäß §13 Abs. 7 EnWG der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen 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 vor. Diese Daten wurden zum einen bei der Auswahl der Tage verwendet für die die Mindesterzeugung untersucht wurde, zum anderen dienten sie als Grundlage weitergehender Analysen zur Ursache von Einspeisemanagement-Maßnahmen (E.1.4). Da diese Daten nicht als viertelstundenscharfe Zeitreihe vorliegen, wurden darüber hinaus Einspeisemanagement-Daten der Übertragungsnetzbetreiber genutzt.

²¹ <https://smard.de/home>

In den KWEP-Daten nicht enthalten sind Informationen zur Regelleistung von Kraftwerken, die nicht zur Meldung im Energieinformationsnetz verpflichtet sind. Diese wurden der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber²² für die relevanten Perioden entnommen.

²² regelleistung.net, Zugriff am 02.03.21 für die MRL- und SRL-Daten des Jahres 2019, Zugriff am 03.03.21 für die aFRR- und mFRR-Daten des Jahres 2019, Zugriff am 14.04.21 für die PRL-Daten des Jahres. Zugriff am 13.04.19 für die SRL-, MRL-, aFRR-, mFRR-Daten des Jahres 2020, Zugriff am 14.04.21 für die FCR-Daten des Jahres 2020.

D Methodik

Im folgenden Kapitel wird die Methodik der vorliegenden Evaluierung der Mindestenergieerzeugung erläutert. In einem ersten Schritt wird die Fokussierung auf einzelne Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen erläutert, anschließend in Kapitel 2 die Kriterien zur Auswahl der relevanten Perioden beschrieben. Zuletzt werden die zu analysierenden Perioden mit ihren Charakteristika dargestellt (siehe 3).

1. Betrachtung von Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen

Im Fokus der Betrachtungen im vorliegenden Bericht stehen, wie schon bei der Evaluierung der Mindestenergieerzeugung für den Bericht 2019, die gesamten Perioden, in denen negative Day-Ahead-Börsenpreise auftraten. Über diese Perioden hinaus werden sogenannte „Randstunden“ mitbetrachtet. Unter Randstunden sind in diesem Zusammenhang diejenigen Stunden zu verstehen, die zwar außerhalb der Perioden mit negativen Preisen lagen, aber noch innerhalb der Tage, in denen die Perioden mit negativen Preisen auftraten. Für den Fall, dass an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen Perioden mit negativen Börsenpreisen auftraten oder die Periode mit negativen Börsenpreisen von einem in den darauffolgenden Tag andauert, werden die aufeinanderfolgenden Tage zu einer Periode zusammengefasst. Die beschriebene Vorgehensweise erlaubt Rückschlüsse auf die Fahrweise einzelner Kraftwerke und bildet intertemporale Effekte in geeigneter Weise ab. Unter intertemporalen Effekten sind in diesem Zusammenhang z. B. An- und Abfahrrampen sowie Mindeststillstandzeiten von Kraftwerken zu verstehen. Am Beispiel der Mindeststillstandzeit kann die Entscheidung, ein Kraftwerk an einem Tag komplett herunterzufahren zur Konsequenz haben, dass das Kraftwerk in den darauffolgenden Stunden nicht wieder angefahren werden kann, unabhängig davon, wie sich der Börsenpreis in den darauffolgenden Stunden entwickelt.

Nicht ergänzend betrachtet wurden die Preise am Intradaymarkt. Zwar bilden sich am zunehmend liquiden Intradaymarkt durchaus noch relevante Preissignale für einzelne Viertelstunden, die vom stündlichen Day-Ahead-Preis abweichen und die Kraftwerkseinsatzentscheidung beeinflussen. Diese Option steht jedoch in erster Linie hinreichend flexiblen Kraftwerken zur Verfügung, während Mindestenergieerzeugung und insbesondere der konventionelle Erzeugungssockel gerade Phänomene inflexibler Kraftwerke sind. Insbesondere hinsichtlich der Frage, warum Kraftwerke nur eingeschränkt auf Preissignale reagieren, versprach daher die Untersuchung noch kurzfristigerer Märkte keine zusätzlichen Erkenntnisse.

Innerhalb der Perioden mit negativen Börsenpreisen am Day-Ahead-Markt wird ein besonderes Augenmerk gelegt auf den Zeitpunkt, in dem der Börsenpreis minimal war. In dieser Situation ist der ökonomische Anreiz, nicht einzuspeisen, maximal. Innerhalb der Stunde mit dem niedrigsten Börsenpreis wird wiederum diejenige Viertelstunde betrachtet, bei der die preisunelastische Erzeugungsleistung am niedrigsten war. Bis zu diesem Zeitpunkt senkten die Kraftwerke ihre Einspeisung in den jeweiligen Situationen aufgrund des Preissignals ein. In dieser Situation ist daher von Interesse, welche Gründe gegen eine weitere Absenkung der Einspeisung standen. Diese Gründe geben grundsätzlich Aufschluss über zukünftiges Absenkungspotential der Mindestenergieerzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels.

Bezogen auf die netztechnische Mindestenergieerzeugung ist die Betrachtung einer anderen Situation durchaus denkbar. Zwar hat sich gezeigt, dass die Mindestenergieerzeugung gewissen Schwankungen unterliegt. Allerdings ist sie nicht derart hohen Schwankungen ausgesetzt wie der konventionelle Erzeugungssockel. Auf die

Schwankungen der Mindesterzeugung wird in der Analyse der Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen eingegangen. Es ist zu beachten, dass in der ausgewiesenen Mindesterzeugung lediglich die explizit bezifferten Systemdienstleistungen enthalten sind. Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung hingegen werden implizit von am Netz befindlichen Kraftwerken erbracht, die der Mindesterzeugung zusätzlich hinzuzurechnen wären. Das Niveau und die geographische Verteilung der von den am Netz befindlichen Kraftwerken erbrachten Systemdienstleistungen ist nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber in der Regel derzeit noch hoch und gleichmäßig, um den Netzanforderungen bezüglich Regelleistung, Spannungshaltung und Kurzschlussleistung gerecht zu werden. Allerdings nehme die Anzahl der Tage mit einer hohen Belastung des deutschen Stromnetzes zu.

2. Kriterien zur Auswahl relevanter Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen

Die Evaluierung fokussiert sich auf ausgewählte Perioden. Das Betrachten weiterer Zeiträume liefert nicht zwangsläufig einen Mehrwert, da für die Untersuchung das Zusammentreffen mehrerer Faktoren entscheidend ist. Das stärkste Kriterium bei der Auswahl war das Vorhandensein negativer Day-Ahead-Börsen-Preise. Zur Evaluierung der Mindesterzeugung ist der im einleitenden Kapitel beschriebene Umfang an konventioneller Erzeugung näher zu betrachten, der nur begrenzt auf Preise reagiert, der also selbst bei negativen Preisen einspeist. Negative Börsenpreise traten in den Jahren 2019 und 2020 in 211, bzw. 298 Stunden verteilt auf 39, bzw. 51 Tage auf. Bei diesen Tagen handelt es sich aus Sicht der Kraftwerksbetreiber um betriebswirtschaftliche Extremsituationen.

An anderen Tagen des Jahres ist nicht zu erwarten, dass die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken noch weiter reduziert wurde oder werden würde. Daher sind diese Tage für die Evaluierung der Mindesterzeugung von geringerem Interesse. Die vorliegende Evaluierung schließt eine Periode mit einem niedrigen negativen Preis (nahe 0 €/MWh) ein, auch um die beschriebene Herangehensweise zu überprüfen. Zusätzlich zum Börsenpreis sind weitere Faktoren bei der Evaluierung der Mindesterzeugung relevant, die die Anzahl der aussagekräftigen Tage weiter einschränken. Diese werden im Folgenden näher erläutert:

Negative Strompreise

Wie bereits erläutert, sind für die Betrachtung der Mindesterzeugung vor allem Perioden interessant, in denen auf der Stromhandelsbörse (hier EPEX SPOT) negative Day-Ahead-Preise auftreten, also eine Situation, in der ein hohes Angebot einer geringen Nachfrage gegenübersteht. In diesen Situationen lassen ökonomische Verhaltensweisen das Einsenken flexibler Erzeugungskapazitäten auf ein Minimum erwarten. Kraftwerke, die auf die negativen Strompreise nicht oder nur eingeschränkt reagieren, sind der Mindesterzeugung oder dem konventionellen Erzeugungssockel zuzurechnen (vgl. Kapitel Einführung).

Hohe Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen

Vielfach treten negative Börsenpreise in Situationen auf, in denen eine sehr hohe Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) beobachtet wird. Zudem kann eine verhältnismäßig große preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung in Situationen, in denen eine sehr hohe Einspeisung von EE-Anlagen auftritt, eine ökonomische (unentschädigte) Abregelung von EE-Anlagen notwendig machen. Dies stünde insbesondere auf lange Sicht den Erneuerbaren-Energien-Zielen der Bundesregierung entgegen. Eine marktlich getriebene Abregelung findet bisher jedoch nur in Ausnahmefällen statt (siehe Kapitel E.1.4).

Geringe Residuallast

Ein weiteres Kriterium zur Auswahl relevanter Perioden für die Evaluierung der Mindesterzeugung ist die Residuallast. Die Residuallast entspricht der Differenz aus Last und Einspeisung von EE-Anlagen, also dem Anteil der Stromnachfrage, der aus konventionellen Kraftwerken und Importen gedeckt wird. Daher sind insbesondere Tage mit einer geringen Residuallast bei der Analyse von Interesse.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Außerdem werden Perioden mit einem hohen Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen betrachtet. Dazu zählen hohes Redispatchaufkommen, der Einsatz der Netzreservekraftwerke sowie Einspeisemanagement. Insbesondere positiver Redispatch ist Bestandteil der Mindesterzeugung (vgl. Kapitel B). Daher sind Perioden mit einem hohen Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Evaluierung der Mindesterzeugung von Relevanz.

Die obigen Kriterien können nicht losgelöst voneinander betrachtet werden, sondern bedingen sich zumindest teilweise gegenseitig. Beispielsweise führt eine hohe Einspeisung aus EE-Anlagen im Allgemeinen zu einer geringen Residuallast und dies wiederum zu niedrigen Preisen an der Börse. Daher erfüllen die ausgewählten Perioden überwiegend mehrere der obigen Kriterien.

Für eine repräsentative Auswahl an Perioden wird außerdem eine Unterscheidung nach Sommer- und Wintertagen vorgenommen, sowie eine zusätzliche Unterscheidung nach Werktagen und Wochenenden bzw. Feiertagen. Diese Auswahl berücksichtigt den saisonalen Faktor der erhöhten Stromeinspeisung von wärmegeführten Kraftwerken im Winter sowie die erhöhte Last an Werktagen im Gegensatz zu Wochenenden oder Feiertagen.

3. Auswahl der zu analysierenden Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen

Folgende 6 Perioden (bzw. 8 Tage) wurden anhand der Kriterien aus Kapitel 2 auf der Basis überwiegend öffentlich zugänglicher Daten (vgl. C) ausgewählt:

- **01.01.19** (negative Börsenpreise über einen verhältnismäßig langen Zeitraum; hohe EE-Einspeisung, feiertagsbedingt niedrige Last; hohes Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)
- **22. - 23.04.19** (negative Börsenpreise; hohe EE-Einspeisung, am 22.04.19 insbesondere aus PV-Anlagen; (feiertagsbedingt) niedrige Last; hohes Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)
- **08.06.19** (höchster negativer Börsenpreis 2019; hohe EE-Einspeisung, insbesondere aus PV-Anlagen; relativ niedrige Last; hohes Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)
- **16. - 17.02.20** (negative Börsenpreise über einen verhältnismäßig langen Zeitraum; hohe EE-Einspeisung; niedrige Last)
- **21.04.20** (negative Börsenpreise; hohe EE-Einspeisung; hohes Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)

- **06.07.20** (niedriger negativer Börsenpreis; hohe EE-Einspeisung; hohes Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)

E Analyse der Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen in den Jahren 2019 und 2020

Auf Basis der zugrundeliegenden Daten (siehe C) werden im Folgenden in einem ersten Schritt die in Kapitel D.3 identifizierten Perioden mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen analysiert.

Hierzu werden im ersten Schritt ausführlich die Ergebnisse aus der Analyse des 21.04.20 dargelegt (1) und anschließend anhand der Erkenntnisse aus der Analyse der übrigen Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen (2) und den Ergebnissen aus der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zur Stromerzeugung in Abhängigkeit eines variierenden Strombörsenpreises (3) validiert.

Die Beschränkung auf die ausführliche Beschreibung der Analyse einer beispielhaften Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen dient der besseren Lesbarkeit.

Die detaillierten (quantifizierten) Ergebnisse der übrigen gleichermaßen analysierten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen sind dem Anhang zu entnehmen.

1. Analyse des 21.04.20

Im Bericht über die Mindesterzeugung von 2019 wurden alle ausgewählten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen nicht nur gleichermaßen analysiert, sondern die Ergebnisse auch im Bericht textuell in ähnlich detaillierter Weise beschrieben. Um Wiederholungen zu vermeiden, die den Lesefluss behindern, wird im vorliegenden Bericht nur eine Periode vollumfänglich textuell beschrieben und die Erkenntnisse an den übrigen gleichermaßen analysierten Perioden gespiegelt (insb. 2).

Beispielhaft wird der 21.04.20 ausführlich betrachtet. An diesem Tag trat der negativste Day-Ahead-Preis 2020 auf. Der Day-Ahead-Preis lag im Zeitraum 10:00 Uhr bis 17:00 Uhr für sieben Stunden im negativen Bereich. Der minimale Preis trat aufgrund hoher Einspeisung aus PV-Anlagen um 14:00 Uhr mit -83,94 €/MWh auf. An keinem anderen der betrachteten Perioden 2020 war die kumulierte Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen höher. Bei dem Tag handelte es sich weder um ein Wochenende noch um einen Feiertag. Der 21.04.20 lag im ersten „Lockdown“ während der Covid19-Pandemie. Die Last war gegenüber dem Großteil der weiteren betrachteten Perioden etwas erhöht, im Vergleich mit anderen Jahren war sie – vermutlich aufgrund des „Lockdowns“ - allerdings eher niedrig.

1.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die Reaktion der Erzeugungsleistung auf das Absinken des Day-Ahead-Preises bis auf -83,94 €/MWh fällt am 21.04.20 verhältnismäßig gering aus. Dies dürfte insbesondere damit zu erklären sein, dass die Day-Ahead-Preise bereits an den zwei vorangehenden Tagen auf einem niedrigen Niveau bzw. zeitweise negativ waren und die konventionelle Erzeugungsleistung somit bereits vor der betrachteten Periode stark reduziert wurde. Die Preise überschritten in diesem Zeitraum nicht 30 €/MWh. Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt nicht eine Größenordnung von ca. 16.800 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 16.997 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 51 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 65 %.

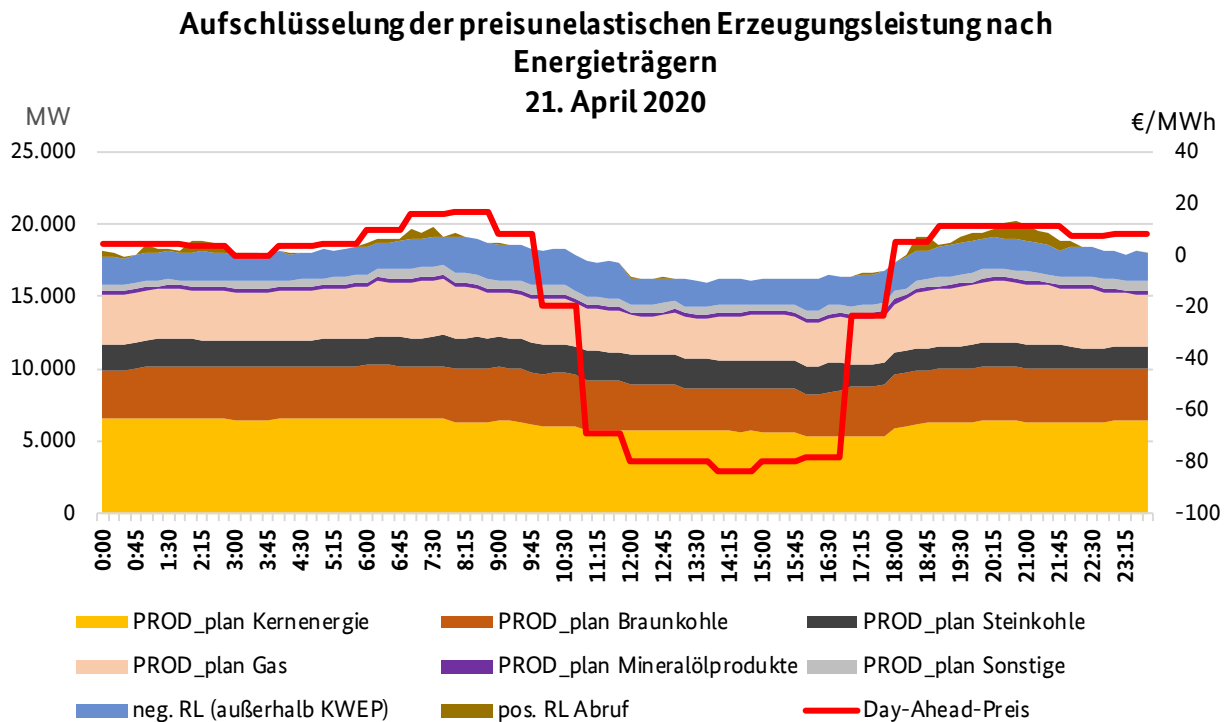


Abbildung 6: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 21.04.20

1.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Am 21.04.20 schwankte die Mindesterzeugung zwischen 3.800 und 6.300 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 3.888 MW. Damit machte sie 23 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich in dieser Situation mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 3.204 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (676 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (9 MW) zuzuordnen. Positiver Redispatch wurde in dieser Stunde nicht abgerufen.

Im Zeitraum von 0:00 Uhr bis 8:45 Uhr (Zeitraum mit größtenteils positiven Day-Ahead-Preisen) wurde hingegen positiver spannungsbedingter Redispatch in der TransnetBW-Regelzone durchgeführt, um das Spannungsniveau innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzwerte zu halten (siehe auch 1.4). Die Maßnahmen umfassten insgesamt ein Volumen von 2,8 GWh bei einer maximalen Einspeisung von 405 MW. In dieser Viertelstunde lag die Mindesterzeugung bei 5.325 MW. Entsprechend lassen sich an diesem Tag bis zu 8 % der Mindesterzeugung explizit durch die Bereitstellung von Blindleistung erklären.²³ Am 22. - 23.04.19 und

²³ Am 22. - 23.04.19 und 08.06.19 wurde spannungsbedingter Redispatch auch innerhalb der Perioden mit negativen Preisen durchgeführt. Die entsprechenden Maßnahmen hatten ein Volumen von 2,7 GWh bzw. 14,7 GWh, was einem Anteil an der Mindesterzeugung von 2 % bzw. 11 % entspricht.

08.06.19 wurde spannungsbedingter Redispatch auch innerhalb der Perioden mit negativen Preisen durchgeführt. Die entsprechenden Maßnahmen hatten ein Volumen von 2,7 GWh bzw. 14,7 GWh, was einem Anteil an der Mindesterzeugung von 2 % bzw. 11 % entspricht.

Der konventionelle Erzeugungssockel sank in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 12.200 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 13.109 MW. Aus der folgenden Grafik wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke den regelbaren Teil ihrer Einspeisung weitestgehend auf die in den KWEP-Daten angegebene untere Leistungsgrenze herunterfuhren. In der Phase mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprechen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (graue Linie) und die untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD_min, blaue Linie). Aufgrund des niedrigen und teils negativen Preisniveaus an den vorangegangenen Tagen (siehe 1.1) fuhren die meisten noch am Netz befindlichen Kraftwerke bereits im Zeitraum 0:00 bis 06:00 Uhr nahe an oder auf der unteren Leistungsgrenze.

Viele Kraftwerke können nicht jede beliebige Einspeiseleistung bereitstellen, sondern ihre Regelbarkeit beschränkt sich auf einen Teilbereich der Gesamtleistung des Kraftwerks. Insbesondere ist die Regelbarkeit vieler Kraftwerke „nach unten hin“ beschränkt. So können diese Kraftwerke ihre Einspeiseleistung nur bis zu einer unteren Einspeiseleistung ändern. Unterhalb dieser unteren Leistungsgrenze lassen sich diese Kraftwerke nicht mehr stabil betreiben. Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wird am 21.04.20 demnach maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke. Es ist zu beachten, dass es sich bei der unteren Leistungsgrenze (PROD_min) um eine von den Kraftwerksbetreibern gemeldete Größe handelt, die die Übertragungsnetzbetreiber als gegeben hinnehmen. Bei Auffälligkeiten hinsichtlich der Meldungen stellen die Übertragungsnetzbetreiber den Kraftwerksbetreibern Rückfragen zur Richtigkeit der Angabe.

Die gemeldete untere Leistungsgrenze der Kraftwerke variiert teilweise entsprechend der Definition (vgl. C.1) in den jeweils betrachteten Zeiträumen. Dies kann z. B. aus Gründen von Restriktionen bei An- und Abfahrt oder der Wärmeproduktion des Kraftwerks der Fall sein.

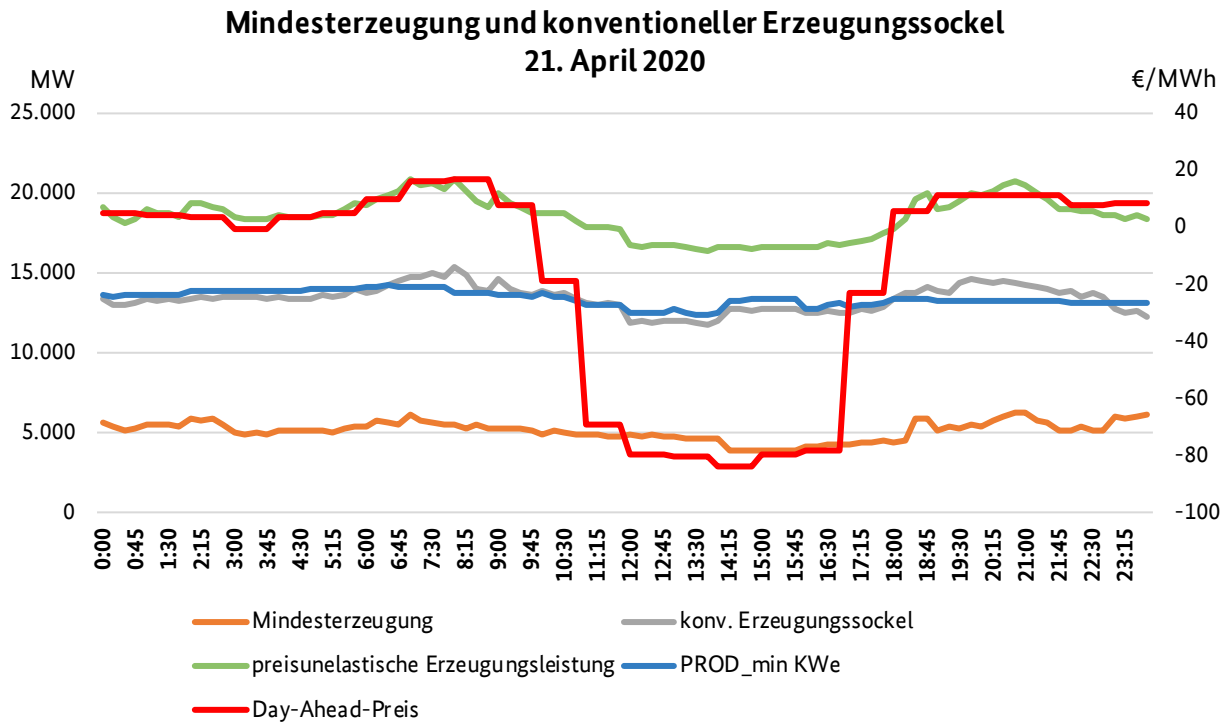


Abbildung 7: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 21.04.20

Unter den am Netz befindlichen Kraftwerken kann unterschieden werden zwischen Kraftwerken, die Systemdienstleistungen (negative Primärregelleistung, negative Sekundärregelleistung, negative Minutenreserveleistung und negative Besicherungsleistung) und/oder positiven Redispatch bereitstellen – im weiteren „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ genannt – und sonstigen Kraftwerken, die keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Mindesterzeugungs-Kraftwerke sind aufgrund ihrer netzdienenden Funktion in der jeweiligen Situation unerlässlich. Damit diese Kraftwerke Systemdienstleistungen bereitstellen können, muss sich ihr aktueller Betriebspunkt innerhalb ihres Betriebsbandes und insbesondere mindestens auf der unteren Leistungsgrenze (PROD_min) befinden. Die untere Leistungsgrenze (PROD_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ lag in der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis bei insgesamt 6.332 MW und erklärt damit rund 37 % des konventionellen Erzeugungssockels.²⁴ Insgesamt waren in der betrachteten Situation also mindestens Kraftwerke mit einer Leistung von 10.220 MW (3.888 Mindestenerzeugung + 6.332 MW untere Leistungsgrenze der Mindestenerzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindestenerzeugung beteiligt.²⁵ Damit war der größere Anteil der preisunelastischen Erzeugungsleistung (60 %) an der Bereitstellung der Mindestenerzeugung beteiligt.

²⁴ Bei der Quantifizierung des Anteils der Mindestenerzeugungs-Kraftwerke am konventionellen Erzeugungssockel wird die untere Leistungsgrenze derjenigen Kraftwerke berücksichtigt, die in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen Systemdienstleistungen und/oder positiven Redispatch bereitgestellt haben.

²⁵ „Mindestens“, da die Mindestenerzeugung teilweise aus Daten zu Systemdienstleistungen von www.regelleistungs.net ermittelt wird. Für diesen Teil der Mindestenerzeugung sind die Kraftwerke, die die Systemdienstleistungen bereitstellen, nicht bekannt.

Der übrige Teil (40 %) der preisunelastischen Erzeugungsleistung wurde von Kraftwerken verursacht, die in der betrachteten Situation keine Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

1.3 Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise

Die betriebswirtschaftlichen Gründe, negative Preise in Kauf zu nehmen, statt weitere Kraftwerksleistung komplett herunterzufahren, sind vielschichtig. Bei dieser Fragestellung ist zunächst zu berücksichtigen, dass die Deckungsbeiträge aus der Stromproduktion nicht erst dann negativ werden, wenn die Preise unter die Nulllinie fallen, sondern bereits dann, wenn die Grenzkosten (die insbesondere durch Brennstoff- und CO₂-Kosten getrieben werden) nicht erwirtschaftet werden können. Da in den betrachteten Zeiträumen der CO₂-Preis deutlich angestiegen ist (der Wert der Zertifikate im ersten Halbjahr 2019 betrug knapp 25 €²⁶), ist auch die Strompreisschwelle angestiegen, ab der die Betreiber von konventionellen Kraftwerken keinen positiven Deckungsbeitrag erzielen können bzw. Verluste machen. Die Zahl der Stunden mit negativen stündlichen Deckungsbeiträgen liegt demnach deutlich höher als die Zahl der Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen an der Börse. Andererseits ist zu berücksichtigen, dass gerade bei ungewöhnlichen Marktlagen wie negativen Börsenpreisen der Intradaymarkt eine wichtige Funktion übernimmt und viele Korrekturen erlaubt, die die Erlöse der Kraftwerksbetreiber positiv beeinflussen können.

Die Analyse der Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise basiert im Wesentlichen auf der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern (siehe C.2). Die Auswertung der Abfrage hat gezeigt, dass eine Gruppierung der Kraftwerke anhand ihres Einspeiseverhaltens die Interpretierbarkeit der Ergebnisse signifikant erhöht. Daher werden die betrachteten Kraftwerke ergänzend zu den Analysen bei den zurückliegenden Evaluierungen der Mindesterzeugung im vorliegenden Bericht in vielen Auswertungen in folgende drei Gruppen zusammengefasst, die das Einspeiseverhalten der Kraftwerke in den betrachteten Perioden widerspiegeln:

- Gruppe 1 („Kraftwerk speist immer/oft in betrachteten Perioden ein“): Eine Netzeinspeisung erfolgte in mehr als 70 % der Viertelstunden mit negativen Preisen, „unflexible Kraftwerke“
- Gruppe 2 („Kraftwerk speist gelegentlich in den betrachteten Perioden ein“): Eine Netzeinspeisung erfolgte in 30 % bis 70 % der Viertelstunden mit negativen Preisen,
- Gruppe 3 („Kraftwerk speist gar nicht/selten in betrachteten Perioden ein“): Eine Netzeinspeisung erfolgte in weniger als 30 % der Viertelstunden mit negativen Preisen, „flexible Kraftwerke“.

Obige Gruppen wurden auf Basis der KWEP-Daten wie folgt ermittelt: Für jeden analysierten Tag wurde für jedes Kraftwerk betrachtet, ob es in den Viertelstunden mit negativen Preisen einspeist (PROD_plan > 0). Speist es in allen Viertelstunden mit negativen Preisen ein, bekommt es den Wert „1“ (entspricht einer Netzeinspeisung in 100 % der Viertelstunden mit negativen Preisen). Speist es in keiner der Viertelstunden mit negativen Preisen ein, bekommt es den Wert „0“ (= 0 %). Zwischen diesen beiden extremen Ausprägungen entsprechend anteilig: Speist das Kraftwerk bspw. in 60 % der Viertelstunden mit negativen Preisen ein, wird ihm der Wert „0,6“ zugeordnet. Dieser Schritt wird für jede Periode mit negativen Preisen wiederholt. Die

²⁶ DEHSt (2019), Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Periodischer Bericht: Zweites Quartal 2019. Zugriff am 02.08.19 über https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2019/2019_Bericht_Q2.pdf?__blob=publicationFile&v=2

ermittelte Summe der Werte aus den einzelnen Perioden mit negativen Preisen wird im nächsten Schritt auf die Anzahl der Perioden bezogen, an denen das Kraftwerk in den KWEP Daten enthalten war. Es resultiert ein Quotient je Kraftwerk bezogen auf alle betrachteten Perioden zwischen 0 und 1. Auf Basis dieses Quotienten werden die Kraftwerke den oben beschriebenen drei Gruppen zugeordnet.

Bei der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern konnten, wie schon bei der Evaluierung der Mindesterzeugung 2019, bezogen auf die einzelnen betrachteten Perioden aus den Jahren 2019 und 2020 jeweils bis zu 3 Hauptgründe für die Einspeisung angegeben werden (beginnend mit dem wichtigsten Grund). Diese Tatsache bildet ab, dass die Entscheidung zum Einsatz eines Kraftwerkes häufig auf mehreren, additiven Gründen, beruht.

Die folgenden Ergebnisse zeigen, dass die Gründe zur Einspeisung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise einzuspeisen vielschichtig sind. Das Ergebnis der Abfrage hinsichtlich des maßgeblichen Grundes ist allerdings recht klar: Den wesentlichen Grund stellen demnach Wärmelieferverpflichtungen bzw. Erlösmöglichkeiten am Wärmemarkt dar, die den negativen Preisen am Strommarkt entgegenwirken.

Für den 21.04.20 zeigen die Abbildung 6 bis Abbildung 8, dass die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ als häufigster Hauptgrund für den Einsatz des Kraftwerks genannt wurde. 40 % der zu diesem Zeitpunkt am Markt tätigen Kraftwerke (gemessen an der installierten Netto-Nennleistung²⁷) gaben dies als ersten maßgeblichen Grund (Hauptgrund 1) an (15 % als Hauptgrund 2 und 35 % als Hauptgrund 3). Weitere wichtige Gründe waren „Opportunitätskosten wegen Anfahrdauer, Abfahrdauer, Mindeststillstandzeiten und Preiserwartung“ (18 % als Hauptgrund 1 und 37 % als Hauptgrund 2 und 22 % als Hauptgrund 3) und „Eigenerzeugung“ (30 % als Hauptgrund 2 und 10 % als Hauptgrund 3).

²⁷ Die weiteren Auswertungen erfolgen ebenfalls anhand der installierten Netto-Nennleistung.

Erster maßgeblicher Grund (Hauptgrund 1) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 21.04.2020



Abbildung 8: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 21.04.20

Falls es neben dem ersten maßgeblichen Grund zur Einspeisung einen weiteren gab:

Zweiter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 2) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 21.04.2020

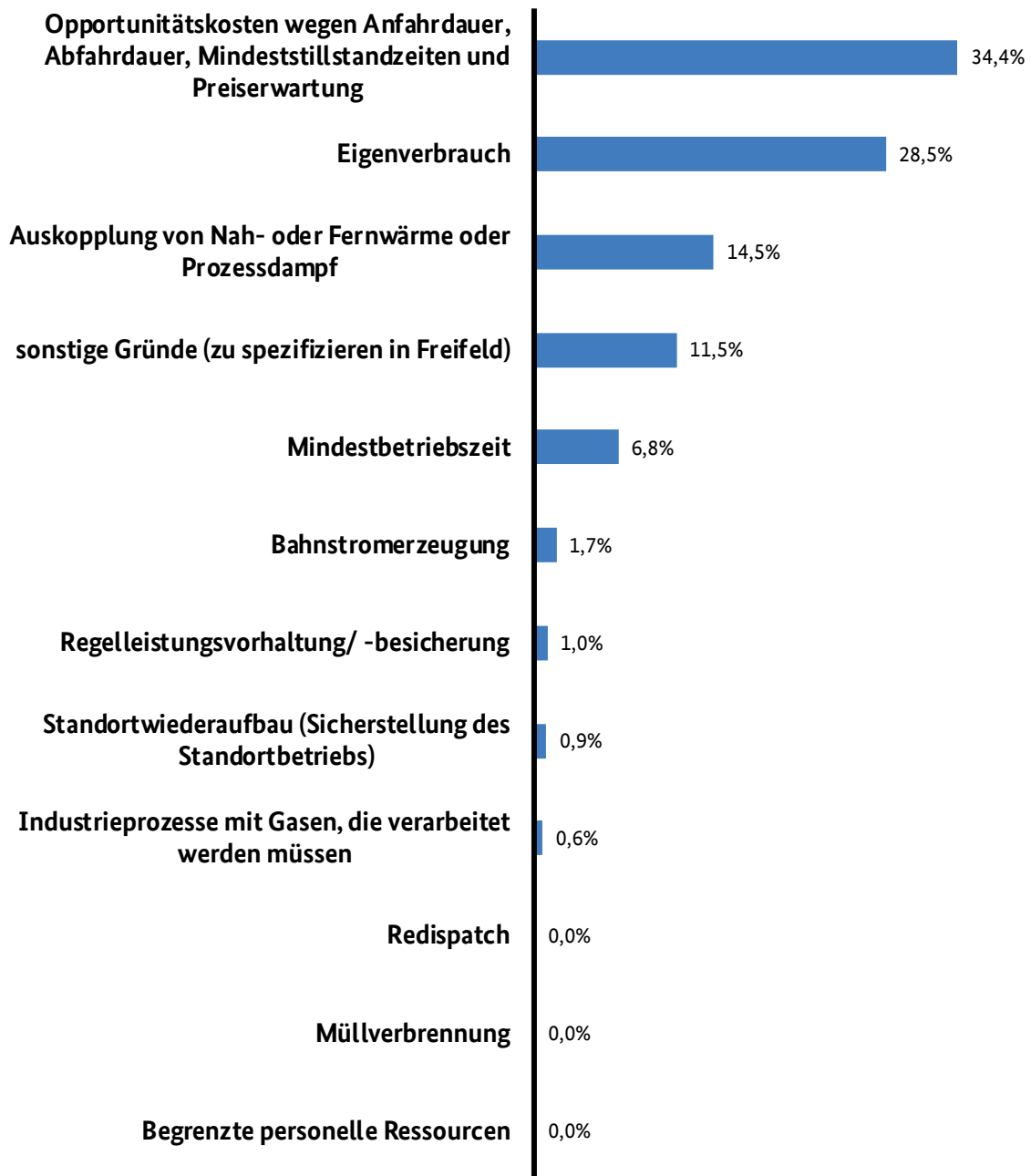


Abbildung 9: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 21.04.20

In vergleichsweise wenigen Fällen gab es einen dritten maßgeblichen Grund zur Einspeisung:

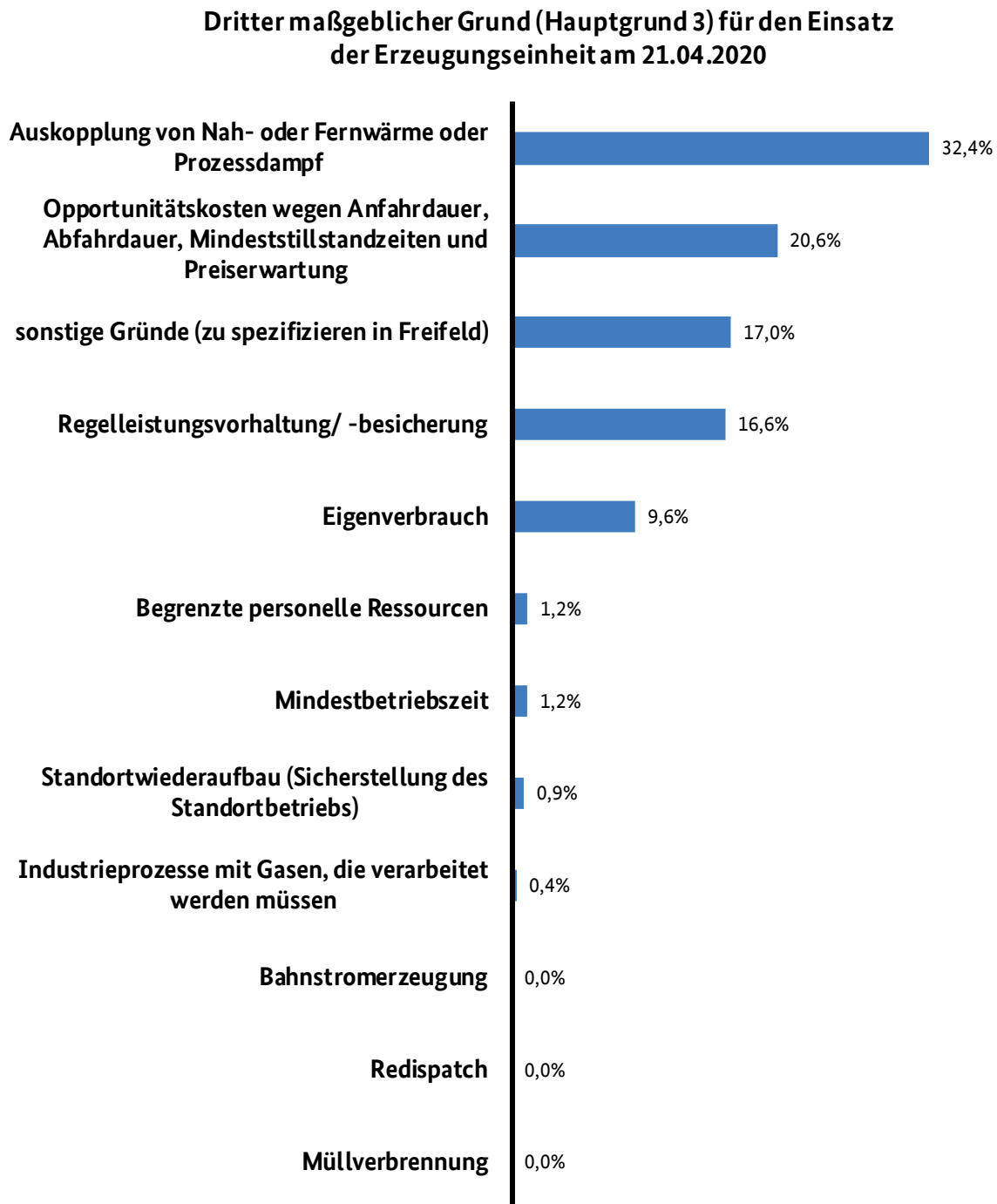


Abbildung 10: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 21.04.20

Betrachtet man die einzelnen Energieträger, lässt sich beobachten, dass für alle Energieträger, mit Ausnahme der Kernenergie, die Kraft-Wärme-Kopplung am häufigsten bzw. am zweithäufigsten als Hauptgrund für die Einspeisung genannt wurde. Bei der Kernenergie spielen die Opportunitätskosten die größte Rolle. Der Eigenverbrauch ist bei mit Mineralölprodukten befeuerten Kraftwerken der am häufigsten angegebene Grund und bei Braunkohle, Erdgas und Sonstige der am zweithäufigsten angegebene Grund.

Hauptgründe pro Energieträger

Energieträger	Am meisten genannter Hauptgrund	Am zweitmeisten genannter Hauptgrund
Braunkohle	Kraft-Wärme-Kopplung	Eigenverbrauch
Steinkohle	Kraft-Wärme-Kopplung	Sonstige Gründe
Erdgas	Kraft-Wärme-Kopplung	Eigenverbrauch
Kernenergie	Opportunitätskosten	Regelleistung
Mineralölprodukte	Eigenverbrauch	Kraft-Wärme-Kopplung
Abfall	Müllverbrennung	Kraft-Wärme-Kopplung
Sonstige	Kraft-Wärme-Kopplung	Eigenverbrauch

Tabelle 3: Hauptgründe pro Energieträger

Die Auswertung der Hauptgründe ergibt, dass die Kraft-Wärme-Kopplung gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber mit großem Abstand der wichtigste Grund für den Einsatz in der betrachteten Periode ist. Daher wird dieser Grund im Folgenden näher betrachtet.

Aus den bisherigen Auswertungen lässt sich nicht schlussfolgern, dass „alle KWK-Anlagen unflexibel sind“ und daher „immer“ bei negativen Preisen einspeisen. Wenn man die („unflexiblen“) Kraftwerke der Gruppe 1 („speist ausschließlich/oft ein“) mit den („flexiblen“) Kraftwerken der Gruppe 3 („speist gar nicht/selten ein“) in der Periode mit negativen Preisen am 21.04.20 vergleicht, stellt man fest, dass der Anteil an KWK-Anlagen in der Gruppe 1 nur geringfügig größer als in der Gruppe 3 ist. Dies bedeutet, dass es neben den KWK-Anlagen, die trotz der negativen Preise weiter, bspw. aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen, einspeisen, auch viele KWK-Anlagen gibt, die auf die negativen Preise reagiert haben, indem sie ihre Stromerzeugung in dieser Periode eingestellt haben.

Betrachtet man hingegen die Kraftwerke nach einzelnen Energieträgern, ergibt sich ein differenzierteres Bild: Bspw. sind Erdgas-Kraftwerke aus Gruppe 1 („unflexibel“) zu fast 100 % KWK-Anlagen, wohingegen dies nur bei 66 % der Erdgas-Kraftwerke aus Gruppe 3 („flexibel“) der Fall ist. Ähnliches ergibt sich bei der Steinkohle, mit einem Anteil an KWK-Anlagen in Gruppe 1 von 98 % und in Gruppe 3 von 66 %. Insgesamt ergibt sich nur ein geringer Unterschied (siehe Abbildung 11), da die Atomkraftwerke der erläuterten Tendenz entgegenwirken, da sie keine Wärme auskoppeln und in der betrachteten Periode eingespeist haben (Gruppe 1).

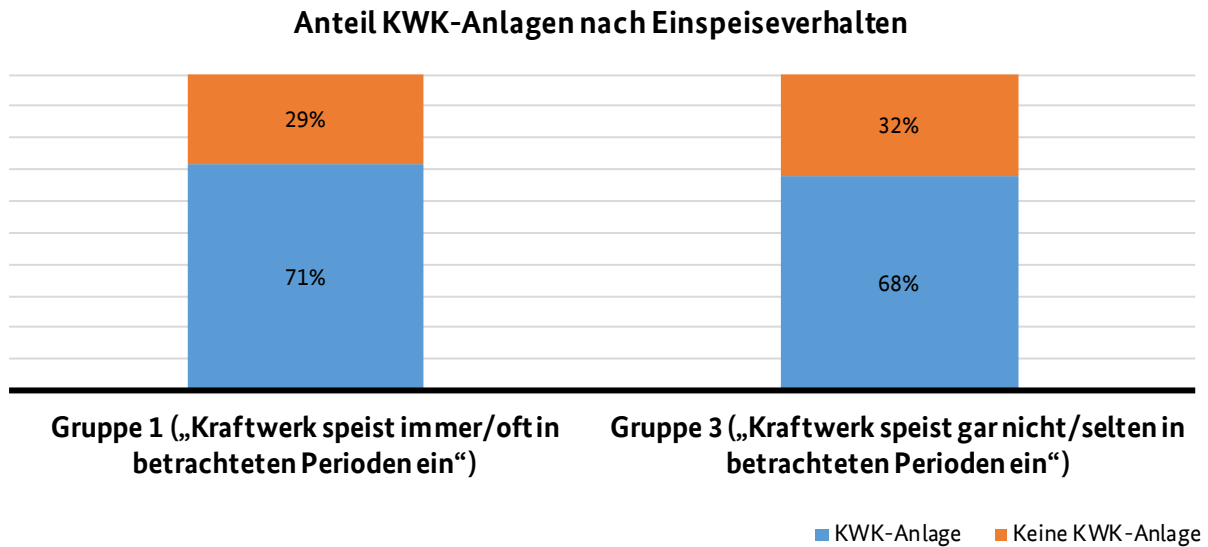


Abbildung 11: Anteil KWK-Anlagen nach Einspeiseverhalten

Die in der betrachteten Periode eingesetzten KWK-Anlagen („Gruppe 1“) werden sehr unterschiedlich intensiv zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme genutzt. Bei Erdgas beträgt der Anteil des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung 86 %, bei der Braunkohle lediglich 36 %. Insgesamt ergibt sich ein Anteil von 68 %.

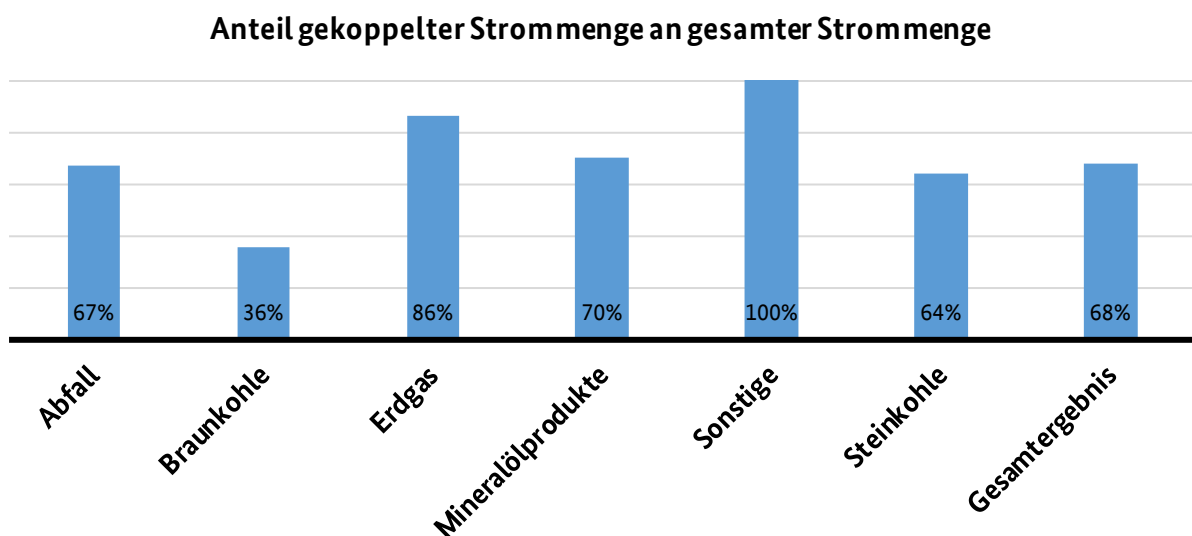


Abbildung 12: Anteil gekoppelte Strommenge nach Energieträgern

Die ausgekoppelte Wärme kann für verschiedene Zwecke genutzt werden. Die abgefragten Kategorien waren „Nah- und/oder Fernwärme“, „Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf“ und „Prozessdampf“. Bei der Analyse der Unterschiede zwischen den unflexiblen Kraftwerken der Gruppe 1 und den flexiblen Kraftwerken der Gruppe 3, fällt am deutlichsten auf, dass der Anteil der Wärmenutzung zum Prozessdampf bei den Kraftwerken der Gruppe 1 deutlich größer ist als bei den Kraftwerken der Gruppe 3 (20 % zu 7 %). Am größten ist die Abweichung bei Erdgas mit 48 % zu 7 % und bei Mineralölprodukte mit 37 % zu 0 %. Anscheinend reagieren Kraftwerke, die die Wärme zum Prozessdampf bereitstellen, tendenziell seltener auf negative Preise,

als wenn die Wärme für die Nah- oder Fernwärme bereitgestellt wird. Dies erscheint nachvollziehbar, da der Zweck des Kraftwerkes vor allem der Bereitstellung von Prozessdampf für Produktionsprozesse ist und weniger die Kraftwerksoptimierung an Großhandelsmärkten.

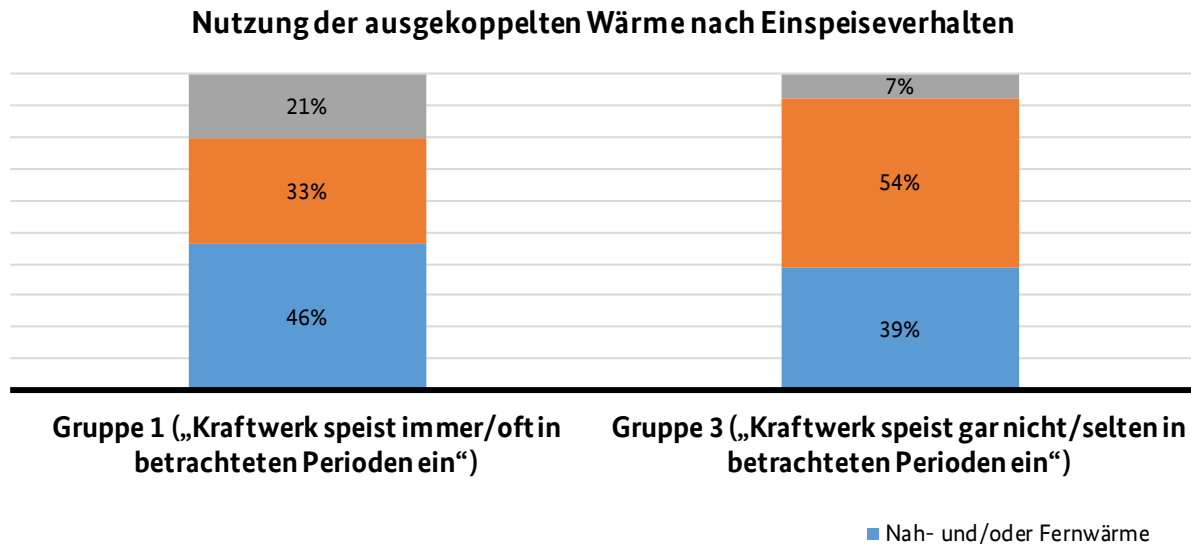


Abbildung 13: Nutzung der ausgekoppelten Wärme von KWK-Anlagen nach Einspeiseverhalten

Entscheidend für das Einspeiseverhalten von KWK-Anlagen bei negativen Preisen ist neben der Ausgestaltung der Wärmelieferverpflichtung auch die Frage, ob eine Ersatzwärmeversorgung vorgehalten wird. Ist eine solche vorhanden, kann die ggf. vertraglich zugesicherte Wärme auch dann (zumindest teilweise) bereitgestellt werden, wenn das Kraftwerk seine Stromerzeugung eingestellt hat. Der Anteil der KWK-Anlagen mit Ersatzwärmeversorgung ist in Gruppe 1 mit 58 % geringer als in Gruppe 3 mit 74 %. Entsprechend der Intuition, haben somit KWK-Anlagen mit einer Ersatzwärmeversorgung ihre Stromerzeugung in der betrachteten Periode tendenziell eher eingestellt, als Kraftwerke, die über keine Ersatzwärmeversorgung verfügen. Besonders groß ist der Unterschied bei Erdgas-Kraftwerken, bei denen die KWK-Anlagen, die in der betrachteten Periode keinen Strom erzeugt haben zu 94 % über eine Ersatzwärmeversorgung verfügen, wohingegen dies nur zu 61 % der gelaufenen KWK-Anlagen der Fall war.

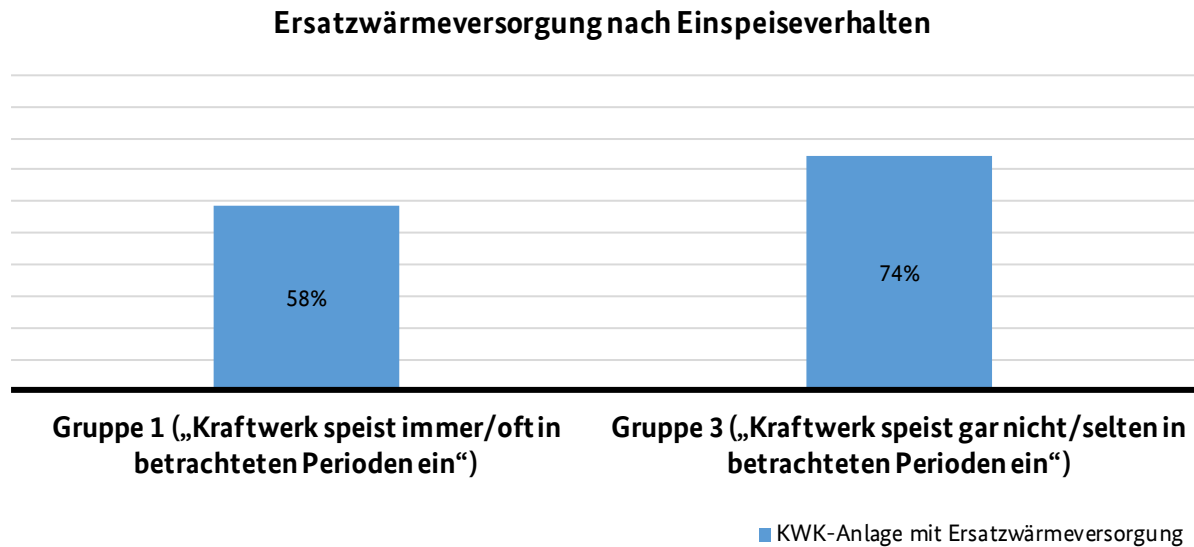


Abbildung 14: Ersatzwärmeversorgung nach Einspeiseverhalten

Die direkte Förderung der KWK-Anlagen erfolgt nach dem KWKG durch den KWK-Zuschlag, der eine fixe Marktprämie darstellt, die nicht auf einen Zeitraum, sondern auf ein Erzeugungsvolumen begrenzt ist: Bei neuen, größeren KWK-Anlagen wird z.B. jede ins Netz eingespeiste kWh je nach KWK-Leistungsanteil mit 3,4 bis 8 ct gefördert, bis 30.000 Vollbenutzungsstunden erreicht sind. Diese Ausgestaltung der Förderung führt – im Unterschied zur EEG-Förderung und zur indirekten KWK-Förderung bei KWK-Anlagen dazu, dass ein Produktionsverzicht nicht zu einem Wegfall der Förderung, sondern nur zu einer zeitlichen Verschiebung führt, da die Förderung nachgeholt werden kann. Bei einem negativen Strompreis sinkt der KWK-Zuschlag für Anlagen über 50 kW zudem auf null. Die direkte KWK-Förderung reizt somit nicht zur Stromerzeugung bei negativen Preisen an.

Bei der indirekten KWK-Förderung über das Eigenverbrauchsprivileg und über Steuererleichterungen ist diese Nachholmöglichkeit und die Reduktion auf null (bei negativen Preisen) hingegen nicht gegeben, sodass der überwiegende Teil der KWK-Förderung ebenso wie die direkte EEG-Förderung für jede produzierte kWh gewährt wird. Das gleiche gilt für die Wärmeerlöse in der Kundenanlage. Im Ergebnis kann es zumindest für einen Teil der Betreiber von KWK-Anlagen in der Eigenversorgung wirtschaftlich attraktiv sein, nicht auf das Preissignal zu reagieren.

1.4 Netzanalyse

Gemäß § 63 Abs. 3a EnWG soll bei der Evaluierung der Mindesterzeugung auch der Umfang analysiert werden, in dem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch die Mindesterzeugung beeinflusst worden ist.

Eine signifikante marktliche Verdrängung von EE-Einspeisung durch preisunelastische konventionelle Erzeugung hat in den Jahren 2019 und 2020 nicht stattgefunden. In den betrachteten Jahren bestand bei EE-Anlagen nur in Ausnahmefälle ein ökonomischer Anreiz, die Erzeugung zu Zeiten negativer Preise zu verringern. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass viele EE-Anlagen auch bei negativen Preisen gefördert werden. Durch veränderte Förderbedingungen und eine zunehmende Anzahl an EE-Anlagen, die keine Förderung (mehr) erhalten, kann sich dies zukünftig ändern.

Für alle im vorliegenden Bericht betrachteten Perioden aus den Jahren 2019 und 2020 haben die Übertragungsnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur Netzanalysen erstellt, in denen die jeweiligen Netzsituationen und Maßnahmen zur Behebung bestehender Netzengpässe beschrieben werden. Bei der Interpretation der Analysen ist zu berücksichtigen, dass bei Netzengpässen der Strom der EE-Anlagen erfolgreich am Markt verkauft wurde und es somit keine Interferenz mit den preisunelastischen Kraftwerken gab. Eine physikalische Verdrängung von EE-Erzeugung aufgrund konventioneller Mindestenergieerzeugung kann im Rahmen des Engpassmanagements jedoch indirekt erfolgen, wenn konventionelle Kraftwerke z.B. Systemdienstleistungen erbringen oder zur Wärmeerzeugung genutzt werden und aus diesem Grund nicht für die Engpassentlastung herangezogen wurden. Eine Reduzierung der konventionellen Mindestenergieerzeugung könnte somit zu einer Erhöhung des verfügbaren konventionellen Redispatchvermögens führen und dadurch die Abregelung von EE-Anlagen reduzieren. Eine Quantifizierung dieser Effekte ist jedoch schwierig. Innerhalb dieser Netzanalysen wird daher primär betrachtet, inwieweit verfügbares negatives Redispatchvermögen ausgeschöpft wurde, bevor Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt wurden.

Im Folgenden wird die ausführliche Netzanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für den 21.04.20 dargestellt. Die Netzanalysen für die übrigen analysierten Perioden sind dem Anhang zu entnehmen.

Am 21.04.20 herrschte in Deutschland ganztägig eine hohe Windeinspeisung im Bereich von 26 bis 36 GW. Auch die solare Einspeisung war mit einem Maximum von 32 GW relativ hoch. Deutschland exportierte vorwiegend in die Nachbarländer, wobei nur aus Frankreich zeitweise nennenswerte Importe stattfanden. Die Netzlast bewegte sich je nach Regelzone im Bereich von -12 bis 11 GW und wies somit teilweise hohen Rücktransport aus unterlagerten Netzen auf. Diese vorliegende Situation begünstigt das Auftreten von Netzengpässen, insbesondere in der Nähe von Grenzkuppelleitungen zu Nachbarländern.

Die folgende von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Abbildung veranschaulicht die am Vorabend prognostizierte Netzsituation für den 21.04.20 um 13:30 Uhr.

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

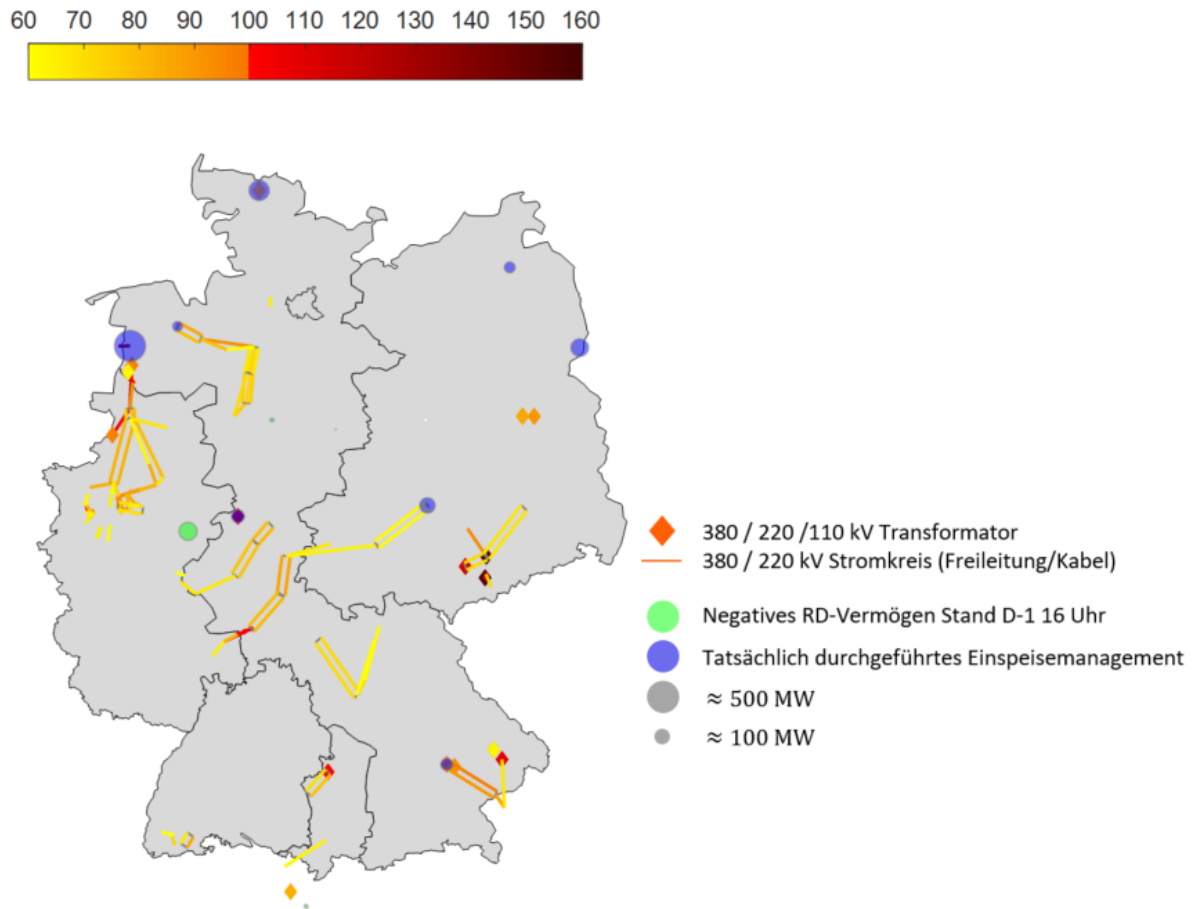


Abbildung 15: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 21.04.20, 13:30 Uhr

Abbildung 15 zeigt aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass die Übertragungsnetzbetreiber für den 21.04.20 am Vorabend kein freies negatives Redispatchvermögen konventioneller Kraftwerke in nennenswertem Umfang mehr gesehen haben, das zur Netzentlastung hätte beitragen können. Die Grafik veranschaulicht auch die in der Vorschau überlasteten Netzelemente (Freileitungen/ Kabel sowie Transformatoren), die in den folgenden Abschnitten der Netzanalyse für die einzelnen Regelzonen näher betrachtet werden. Zudem wird im Folgenden auf die durchgeführten EinsMan-Maßnahmen in den Regelzonen von TenneT sowie 50Hertz zum Betrachtungszeitpunkt 21.04.20, 13:30 Uhr im Einzelnen eingegangen.

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber²⁸ begründet sich am 21.04.20 der ganz überwiegende Teil (rund 98 %) der durchgeführten EE-Abregelungen bezogen auf die

²⁸ Tägliche und monatliche Datenmeldungen gemäß §13 Abs. 7 EnWG der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromspeisungen (Einspeisemanagement) 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

gesamte abgeregelte Menge²⁹ mit horizontalen Netzengpässen. Für diese Art der Engpässe ist eine Vermeidung oder eine Reduzierung durch Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich möglich. Ob tatsächlich noch auf den Engpass wirksame Kraftwerke auf der Höchstspannungsebene zur Verfügung standen, wird im vorliegenden Kapitel für den 21.04.20 und im Anhang für die anderen betrachteten Tage je Regelzone spezifisch durch den jeweiligen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber untersucht.

Nach den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Analysen und ergänzenden Begründungen wurden die verfügbaren, wirksamen Kraftwerke innerhalb ihres Betriebsbandes ausgeschöpft, bevor Einspeisemanagement-Maßnahmen zur weiteren Behebung von Engpässen durchgeführt wurden. In den überwiegenden Fällen, in denen am Netz befindliche Kraftwerke noch freies negatives Redispatchpotential gemeldet hatten, wäre ein weiteres Absenken im Redispatch nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber auf die Engpässe unwirksam gewesen und situationsabhängig sogar kontraproduktiv. Die Analyse der Bundesnetzagentur hat in Einzelfällen Unregelmäßigkeiten im Meldeprozess der Einsatzplanungsdaten gezeigt. In diesen Fällen konnten die Übertragungsnetzbetreiber nach eigenen Angaben bereits während der analysierten Perioden, durch teilweise mehrfaches Nachfragen bei den Kraftwerksbetreibern, schließlich das tatsächlich verfügbare negative Redispatchpotential nutzen (siehe z. B. Netzanalyse zum 21.04.20 weiter unten). Hier sind daher zukünftig noch Verbesserungen in der Datenqualität der von den Kraftwerksbetreibern bereitgestellten Daten notwendig.

Vertikale Engpässe, also Engpässe in Umspannwerken (z. B.) zwischen Höchst- und Hochspannungsebene, waren an diesem Tag nur in sehr geringem Umfang für EinsMan-Maßnahmen ursächlich (2 % bezogen auf die gesamte abgeregelte Menge). Auf diese Engpässe wirkt Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene nicht. Grundsätzlich kann in diesen Fällen Redispatch im 110 kV Netz durchgeführt werden. Dazu ist eine Meldung von negativem Redispatchvermögen sowie ein eingerichteter Abrufweg notwendig. Teilweise konnte nicht auf konventionelle Kraftwerke in unterlagerten Netzen zurückgegriffen werden, da sich zu den betrachteten Zeitpunkten die entsprechenden IT-Systeme zum umfassenden Abruf von Redispatchpotential aus unterlagerten Netzebenen noch im Aufbau befanden. Zum Stand der IT-Systeme führen die Übertragungsnetzbetreiber aus:

„Die heutige konkrete Durchführung von Redispatch-Maßnahmen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Leistung ab 10 Megawatt erfolgt derzeit noch auf Basis verschiedener, regelzonenspezifischer Prozesse. Diese Prozesse unterscheiden sich hinsichtlich der konkreten Abläufe, der verwendeten Formate und Kommunikationswege. Dies stellt insbesondere eine Herausforderung bei der Anbindung von vergleichsweise kleinen Anlagen in den 110 kV Netzen dar. Alle folgen jedoch den übergeordneten Vorschriften, die aus dem EnWG, der ehemaligen Festlegung BK6-11-098 und dem BDEW-Leitfaden zur Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen vorgegeben sind. Mit der Einführung eines gemeinsamen Redispatch-Abwicklungsservers (RAS) der vier Übertragungsnetzbetreiber in 2020 sollen die aktuellen Prozesse und Formate beim Redispatch-Abruf vollständig harmonisiert werden (HAP – harmonisierter Aktivierungsprozess). Die Übertragungsnetzbetreiber stellen ab Juni 2021 die Testumgebung für die Redispatch-Aktivierungs-Clients für die

²⁹ Die Berechnung der Mengen erfolgte bei Maßnahmen, die über einen längeren Zeitraum oder einen Teilzeitraum (des Betrachtungszeitraums) angewiesen wurden, anteilig nach der Dauer.

Einsatzverantwortlichen (RACE) zur Verfügung. Sukzessive werden die Übertragungsnetzbetreiber dazu mit den Einsatzverantwortlichen Kontakt aufnehmen und die konkreten Schritte für den Testablauf kommunizieren. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wird dies die Anbindung von vielen Partnern an die Prozesse maßgeblich beschleunigen.“

Beim 21.04.20 handelt es sich um den analysierten Tag mit dem geringsten Anteil an EinsMan-Maßnahmen, die auf überlastete Umspannwerke zurückzuführen sind. An den anderen betrachteten Tagen lagen die entsprechenden Anteile bei mindestens³⁰ 9 bis 65 %. Auch wenn die prozentuale Spanne in 2019-2020 größer ist, ist ansonsten eine rückläufige Entwicklung auszumachen. Während der Anteil an den betrachteten Tagen im Jahr 2019 noch zwischen 28 % und 65 % schwankte, lag er an den betrachteten Tagen im Jahr 2020 bei 2 % bis 25 %. Dieser Rückgang der vertikalen Engpässe könnte insbesondere auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein zurückzuführen sein.³¹ In den bei der Evaluierung der Mindesterzeugung betrachteten Tagen der Jahre 2016 bis 2018 lag der Anteil der vertikalen Engpässe noch bei 39 % bis 88 %.³²

Netzsituation in der TenneT-Regelzone

Die bundesweite Netzsituation spiegelte sich am 21.04.20 insbesondere in der Regelzone von TenneT wider. Hier wies die Windeinspeisung ein Maximum von 18 GW auf und die Solareinspeisung hatte ein Maximum von 12 GW. Die vertikale Netzlast war ganztägig negativ zwischen -12 GW und -1 GW, sodass durchgehend eine Rückspeisung aus den unterlagerten Netzen vorlag. Diese Voraussetzungen begünstigen Netzengpässe besonders im Norden, wo ein hohes Windangebot herrscht, sowie im Süden, wo eine hohe Solareinspeisung vorliegt.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Tages hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden EinsMan-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen. In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins Übertragungsnetzbetreiber-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Im Übrigen erfolgt bei vertikalen Engpässen nur eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden Verteilnetzbetreiber. Deren Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorrangs obliegt dabei dem Verteilnetzbetreiber.

Zur Entlastung von horizontalen Engpässen im Übertragungsnetzbetreiber-Netz wurde in der TTG-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TTG-Netz angefordert. Im Nachfolgenden wird genauer auf die einzelnen Engpässe sowie auf die angewandten Maßnahmen zu deren Behebung eingegangen. Dabei wird jeweils auch eventuell vorhandenes konventionelles Redispatchpotential untersucht.

³⁰ Es konnten anhand der Meldungen im Rahmen der Netzelement-Betrachtung nicht in jedem Fall die Netzelemente einer Netzebene/Umspannebene zugeordnet werden. Daher kann der tatsächliche Anteil leicht über dem ausgewiesenen Wert liegen.

³¹ Bundesnetzagentur (2021), Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020, S. 3.

³² Bundesnetzagentur (2019), Bericht über die Mindesterzeugung, S. 12.

Analyse der Engpasssituation bei TenneT

Engpass: 220-kV-Stromkreis Altheim - Simbach - Sankt Peter/APG 233/230

Am betroffenen Netzelement trat ein Engpass auf, für dessen Entlastung vor allem Countertrading³³ genutzt, sowie Redispatch mit einem Kraftwerk und zusätzlich EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 60 MW durchgeführt wurden. Der Großteil der für eine Entlastung des Engpasses mittels konventionellem Absenkpotehtial in Frage kommenden Kraftwerke war nicht am Netz und konnte eine Einspeisung damit nicht reduzieren.

Einzelne Kraftwerke meldeten zwar negatives Redispatchvermögen, konnten jedoch nicht zur Vermeidung der EinsMan-Maßnahme herangezogen werden:

- Ein Kraftwerk meldete negatives Redispatchvermögen und wurde auch zur Entlastung im Rahmen des Redispatch herangezogen. Zur Vermeidung der EinsMan-Maßnahme konnte das Kraftwerk allerdings nicht beitragen, da das gemeldete negative Redispatchvermögen zeitlich nicht mit der EinsMan-Maßnahme übereinstimmte.
- Zwei weitere Kraftwerke meldeten zwar negatives Redispatchvermögen, jedoch ebenfalls nicht im Zeitraum, in dem die EinsMan-Maßnahme durchgeführt wurde.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Emden/Borssum - Conneforde schwarz/Emden Ost

Am betroffenen Netzelement trat ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 401 MW durchgeführt wurden. Das einzige Kraftwerk, das für eine konventionelle Entlastung in Frage käme, stand im betroffenen Zeitraum nicht zur Verfügung. Deswegen gab es keine Alternative zur EinsMan-Maßnahme.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Niederlangen - Meppen/Amprion E-OWS

Am betroffenen Netzelement trat ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einer Einsenkung im Maximum von 1.451 MW durchgeführt wurden. Mit Ausnahme eines Kraftwerks waren alle konventionellen Kraftwerke, die entlastend auf den Engpass wirken, entweder nicht verfügbar oder standen an diesem Tag still. Das einzige potentiell wirksame Kraftwerk meldete am betroffenen Tag negatives Redispatchvermögen (-RDV) und wurde auch bereits zur Entlastung des Engpasses 220-kV-Stromkreis Altheim - Simbach - Sankt Peter/APG 233/230 herangezogen.

Diese Entlastungsmaßnahme für den Engpass Altheim – Simbach – Sankt Peter wirkte genauso auch auf den Engpass Dörpen/W – Niederlangen – Meppen/AMP.

Laut letzter KWEP-Datenmeldung stünde im Zeitraum des Abrufs noch negatives Redispatchvermögen (RDV-) zwischen 18 - 23 Uhr in der Höhe von etwa 340 MW zur Verfügung. Dies ging aufgrund mehrfacher

³³ Anders als beim herkömmlichen Redispatch, bei dem spezifische Kraftwerke abgeregelt bzw. hochgefahren werden, verfolgen Countertrading-Maßnahmen das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

Korrekturen seitens des Kraftwerksbetreibers allerdings aus den vorherigen KWEP-Meldungen nicht klar hervor. Eine auf Nachfrage der Bundesnetzagentur seitens der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Detailanalyse zeigt, dass sich im Zeitraum bis zwei Stunden vor Abruf das gemeldete RDV- nochmals signifikant geändert hat.

Der Verlauf der KWEP Daten des potentiell wirksamen Kraftwerks für den Tag deutet darauf hin, dass die Datenmeldungen im relevanten Zeitraum nicht ausreichend verlässlich für die Planung waren. Auf Nachfrage der Bundesnetzagentur ist der Übertragungsnetzbetreiber dem Sachverhalt nachgegangen. Die weitergehende Klärung ergab, dass kurz vor dem Erfüllungszeitpunkt seitens des Kraftwerksbetreibers mehrmalige Aktualisierungen bezüglich der Höhe und des genauen Zeitpunktes des gemeldeten RDV- vorlagen. Im Austausch zwischen der damaligen Schicht des Netzbetreibers (Netzleitwarte) und Kraftwerksbetreiber wurde nach Aussage des Übertragungsnetzbetreibers schließlich das tatsächlich (technisch) verfügbare Redispatchvermögen abgerufen.

Engpass: Voslapp 110-kV-TRAFO 212

Am betroffenen Netzelement trat an diesem Tag ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 70 MW verwendet wurden. Das einzige konventionelle Kraftwerk, welches für eine Entlastung in Frage käme, stand an diesem Tag still. Somit stand kein konventionelles Absenkpotehtial als Alternative zur EinsMan-Maßnahme zur Verfügung.

Besonderheiten im Betrachtungszeitraum

Auffälligkeiten in den KWEP-Daten der Kraftwerke gab es im betroffenen Zeitraum nicht. Lediglich bei oben beschriebenem Kraftwerk ist die letzte KWEP-Meldung nicht stimmig mit dem Abruf. Möglicherweise lag dies nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber darin begründet, dass kurzfristige Änderungen in den gemeldeten Daten erfolgten.

Netzsituation in der 50Hertz-Regelzone

Am 21. April 2020 wurde kein Redispatch in der 50Hertz Regelzone angewiesen. Durch hohe Windeinspeisung kam es zu einer erhöhten Belastung der 380/220/110 kV Transformatoren. Es traten vertikale Engpässe sowie ein horizontaler Engpass in der 50Hertz Regelzone auf. Zur Entlastung der Transformatoren wurden untertäglich EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Leistung von 200 MW abgerufen. Der Leitungseingpass trat bedingt durch die Exportsituation nahe zum Grenzübergang nach Polen auf. Der Engpass wurde durch Einsatz von EinsMan-Maßnahmen in maximaler Höhe von 100 MW beseitigt.

Analyse der Engpasssituation bei 50Hertz

Engpass: 220-kV-Stromkreis Vierraden-Pasewalk L306

Zur Entlastung des 220-kV-Stromkreises L306 wurde EinsMan am UW Pasewalk eingesetzt. Es gab kein konventionelles Kraftwerk nördlich der Leitung, welches hier wirksam die Befunde lindern konnte. Im Maximum lag die Einsenkung bei 100 MW.

Engpass: Transformatoren

Bedingt durch die Einspeisung aus dem unterlagerten Netz kam es am 21.04.20 zu vertikalen Netzengpässen in den Umspannwerken Lauchstädt, Vierraden und Siedenbrünzow. Zur Beseitigung dieser Engpässe wurden

EinsMan-Maßnahmen eingesetzt, da die Wirkung der Kraftwerke im Übertragungsnetz in diesem Fall wirkungslos ist. Dabei wurden maximal gleichzeitig 300 MW eingesenkt.

Netzsituation in der Amprion-Regelzone

Für den 21.04.20 waren in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) die markanten (n-1)-Befunde. Zusätzlich zeigten weiter südlich gelegene Stromkreise an der Grenze der Regelzonen von Amprion und TTG geringe (n-1)-Befunde auf. Diese waren „Untermain Süd 1“ und „Untermain Nord 2“.

Analyse der Engpasssituation bei Amprion

Engpass: 380-kV-Stromkreise Emsland West Blau und Meppen

Die im Netzbetrieb aufgetretenen Engpässe auf den Emsland-Stromkreisen wurden über den gesamten Tag mit bis zu 1.451 MW EinsMan-Maßnahmen behoben. Da kein Kraftwerk in der Amprion Regelzone eine auslastungsreduzierende Sensitivität auf diesen Engpass aufwies, wird bezüglich konventionellem Absenkpotential auf die entsprechenden Ausführungen von TenneT (siehe oben) verwiesen.

Spannungshaltung

Zur lokalen Spannungshaltung wurde der Stromkreis „Metternich“ zwischen Koblenz und Weißenthurm ausgeschaltet.

Netzsituation in der TransnetBW-Regelzone

Am 21.04.20 traten keine strombedingten Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Aufgrund der niedrigen Regelzonenlast und der hohen PV-Einspeisung waren jedoch 2,8 GWh spannungsbedingter Redispatch notwendig, um das Spannungsniveau innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzwerte zu halten.

Analyse der Engpasssituation bei TransnetBW

Abgesehen von einem hohen Spannungsniveau in der Regelzone der TransnetBW traten am 21.04.20 keine Engpässe bei TransnetBW auf.

2. Erkenntnisse aus der Betrachtung weiterer Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen

Die Belastbarkeit der Ergebnisse aus der Analyse einer einzelnen Periode ist naturgemäß stark eingeschränkt. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Ergebnisse aus der Analyse des 21.04.20 gemeinsam betrachtet mit den übrigen gleichermaßen analysierten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen aus den Jahren 2019 und 2020.

2.1 Variabilität der Mindesterzeugung

Die Mindesterzeugung ist kein statischer Wert, sondern schwankt von Situation zu Situation. Dies begründet sich mit den Systemdienstleistungen, die der Mindesterzeugung zuzurechnen sind: abgerufene positive Redispatchleistung, abgerufene positive Regelleistung, vorgehaltene negative Regelleistung und Besicherung der negativen Regelleistung (vgl. auch B). Jeder einzelne dieser Faktoren variiert mit der Zeit und hat keine fixe netztechnisch vorgegebene Quantität.

So hängt z. B. die positive Redispatchleistung von der sich fortlaufend ändernden Netzsituation ab, die wiederum Resultat von sämtlichen Einspeisungen und Entnahmen ist. Auch die zu Wartungszwecken oder zum Leitungsbau notwendigen Freischaltungen von Leitungen beeinflussen den aktuellen konkreten Redispatchbedarf.

Die bereitgestellte negative Regelleistung hängt vom Regelleistungsbedarf ab, der von den ÜNB an Hand einer dynamischen Dimensionierungsmethode ermittelt wird. Grundlage für die Bestimmung des Regelleistungsbedarfes der jeweiligen 4-Stunden-Produkte sind die historischen Systemungleichgewichte, klassifiziert nach Uhrzeit, Datum, Monat, Wochentag und Tagestyp (Feiertag, Brückentage oder Tage mit besonderen Ereignissen). Das Ergebnis der dynamischen Dimensionierung sind volatile Bedarfe zwischen aufeinanderfolgenden Zeitscheiben und Tagen.

Die abgerufene positive Regelleistung hängt von der aktuell eintretenden Frequenzsituation ab, die permanent schwankt. In den betrachteten Situationen spielte die abgerufene positive Regelleistung nur eine untergeordnete Rolle (maximal 3 % der Mindesterzeugung). Daher wird die abgerufene positive Regelleistung im vorliegenden Bericht der Vollständigkeit halber ausgewiesen, nicht aber tiefergehend betrachtet.

Gegenüber den vergangenen Untersuchungen zur Mindesterzeugung hat die Bundesnetzagentur bei der aktuellen Evaluierung zusätzlich betrachtet, ob und in welchem Umfang die Bereitstellung von Blindleistung zur Mindesterzeugung beiträgt. Blindleistungsbereitstellung ist dann (quantifizierbarer) Teil der Mindesterzeugung, wenn positiver Redispatch aus Gründen der Spannungshaltung durchgeführt wird. In diesem Fall lässt sich die entsprechende Kraftwerksleistung (Wirkleistung) explizit dem netztechnischen Grund „Spannungshaltung“ zuordnen und auf Basis der Redispatch-Meldungen der ÜNB beziffern. Auch der spannungsbedingte Redispatch ist keine konstante Größe, sondern schwankt. Er ist abhängig u.a. von der Transportentfernung und/oder davon, ob die Leitung(en) jeweils induktiv oder kapazitativ betrieben werden.

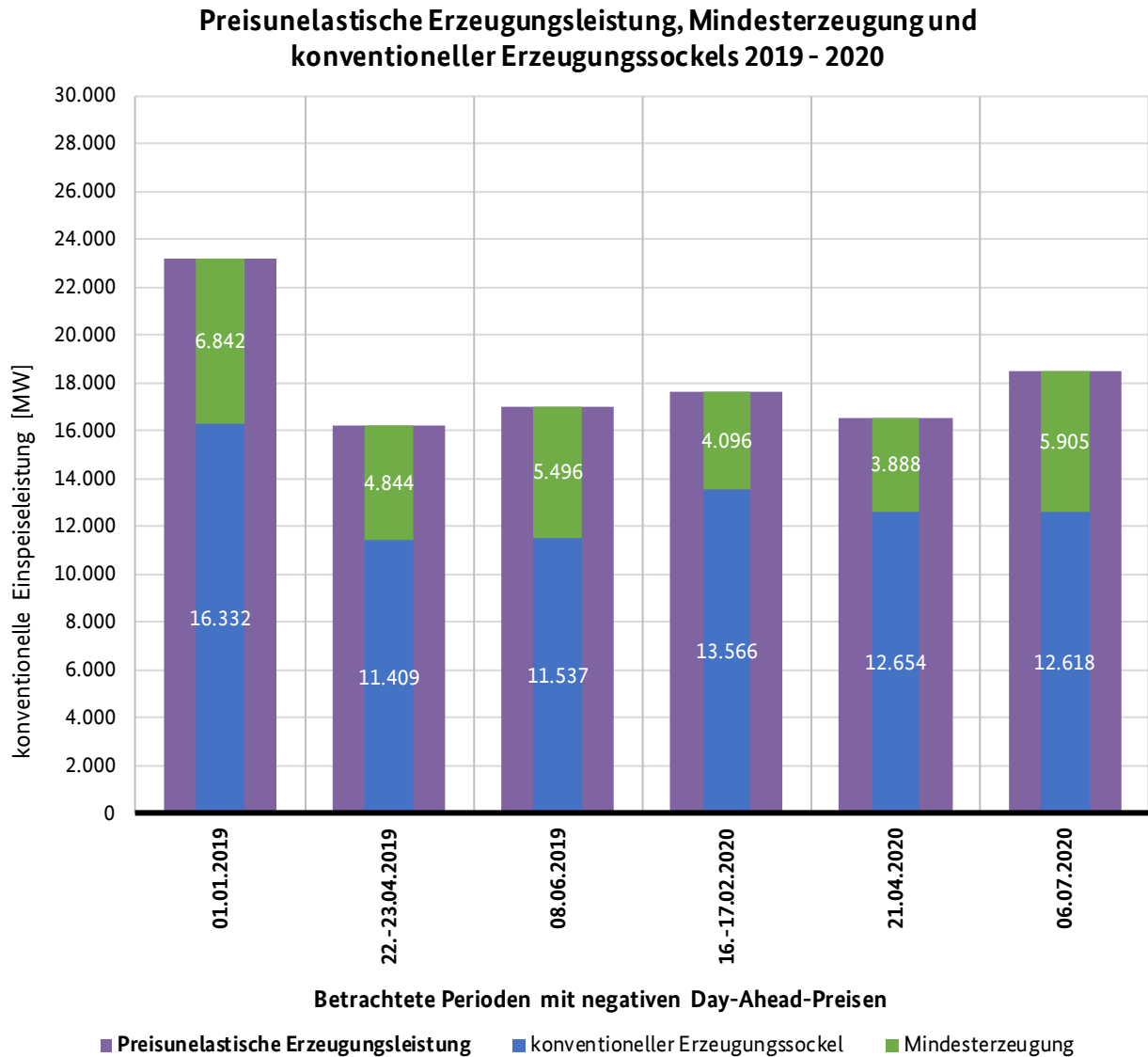
2.2 Erkenntnisse zur Höhe und den Gründen der preisunelastischen Erzeugungsleistung, der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels

Im Ergebnis bestätigen die aktuellen Analysen die bisherigen Erkenntnisse aus vorangegangenen Evaluierungen der Mindesterzeugung hinsichtlich der Angebotsreaktion auf Preissenken im negativen Bereich:

Unterhalb eines gewissen Preisniveaus erfolgt die Reaktion der Kraftwerke in den betrachteten Perioden stark eingeschränkt. Dies ist am 21.04.20 erkennbar (siehe 1.1) und wird insbesondere in den Situationen deutlich, in denen die Preise zwischenzeitlich ein vergleichsweise höheres Niveau erreichen (23.04.19 und 08.06.19, 17.02. und 06.07.20). In allen Situationen senken die Kraftwerke ihre Einspeiseleistung im Rahmen der von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Möglichkeiten ein.³⁴ Zeitweise entsprechen sich der konventionelle Erzeugungssockel und die gemeldete untere Leistungsgrenze PROD_min (siehe Abbildung 1, Abbildung 2, Abbildung 3).

Inwieweit die Kraftwerke ihre Einspeiseleistung in den betrachteten Stunden mit negativen Preisen insgesamt reduzieren, veranschaulicht Abbildung 16.

³⁴ Die ÜNB nehmen die Meldung zur unteren Leistungsgrenze (PROD_min) grundsätzlich als gegeben an. Bei Auffälligkeiten hinsichtlich der Meldungen stellen die Übertragungsnetzbetreiber den Kraftwerksbetreibern Rückfragen zur Richtigkeit der Angaben. Die Netzbetreiber sind gehalten, auffälligen Meldungen auch weiterhin nachzugehen.



Preisunelastische Erzeugungsleistung als Summe der Bestandteile konventioneller Erzeugungssockel und Mindesterzeugung

Abbildung 16: Preisunelastische Erzeugungsleistung, konventioneller Erzeugungssockel und Mindesterzeugung in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen

Demnach bewegt sich die preisunelastische Erzeugungsleistung mit Ausnahme des 01.01.19 in allen Situationen in einer Größenordnung von 16.700 MW und 19.000 MW. Das vergleichsweise erhöhte Niveau am 01.01.19 erklärt sich mit der höchsten Mindesterzeugung innerhalb der betrachteten Tage (insbesondere bedingt durch ein hohes Maß an positivem Redispatch und Besicherung von Kraftwerksausfällen) und gleichzeitig einem vergleichsweise hohen konventionellen Erzeugungssockel. Es ist zu beachten, dass sich auch der 06.07.20 bezüglich der preisunelastischen Erzeugungsleistung auf vergleichbarem Niveau bewegt, obwohl der Day-Ahead-Preis an diesem Tag nur für einen kurzen Zeitraum mit $-3,05 \text{ €/MWh}$ vergleichsweise gering negativ war. Die Bundesnetzagentur hat diesen Tag ausgewählt, um zu betrachten, ob und inwieweit sich das Einspeiseverhalten von den übrigen Perioden mit stärker ausgeprägten negativen Preisen unterscheidet. Die vorliegenden Ergebnisse auf Basis dieser einen Periode deuten darauf hin, dass die Höhe des negativen Preises für die Einsatzentscheidung weniger von Bedeutung ist, als dass überhaupt negative oder ggf. sehr niedrige positive Preise auftreten. Zu diesem Ergebnis kommt im Übrigen auch die

Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Stromerzeugung und Höhe des Börsenstrompreises in Kapitel 3.

Die Energieträger Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas machen in den betrachteten Perioden mindestens einen Anteil von 77 % bis 83 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus.³⁵ Abbildung 17 können die Beiträge der einzelnen Energieträger zur preisunelastischen Erzeugungsleistung in den betrachteten Perioden entnommen werden.

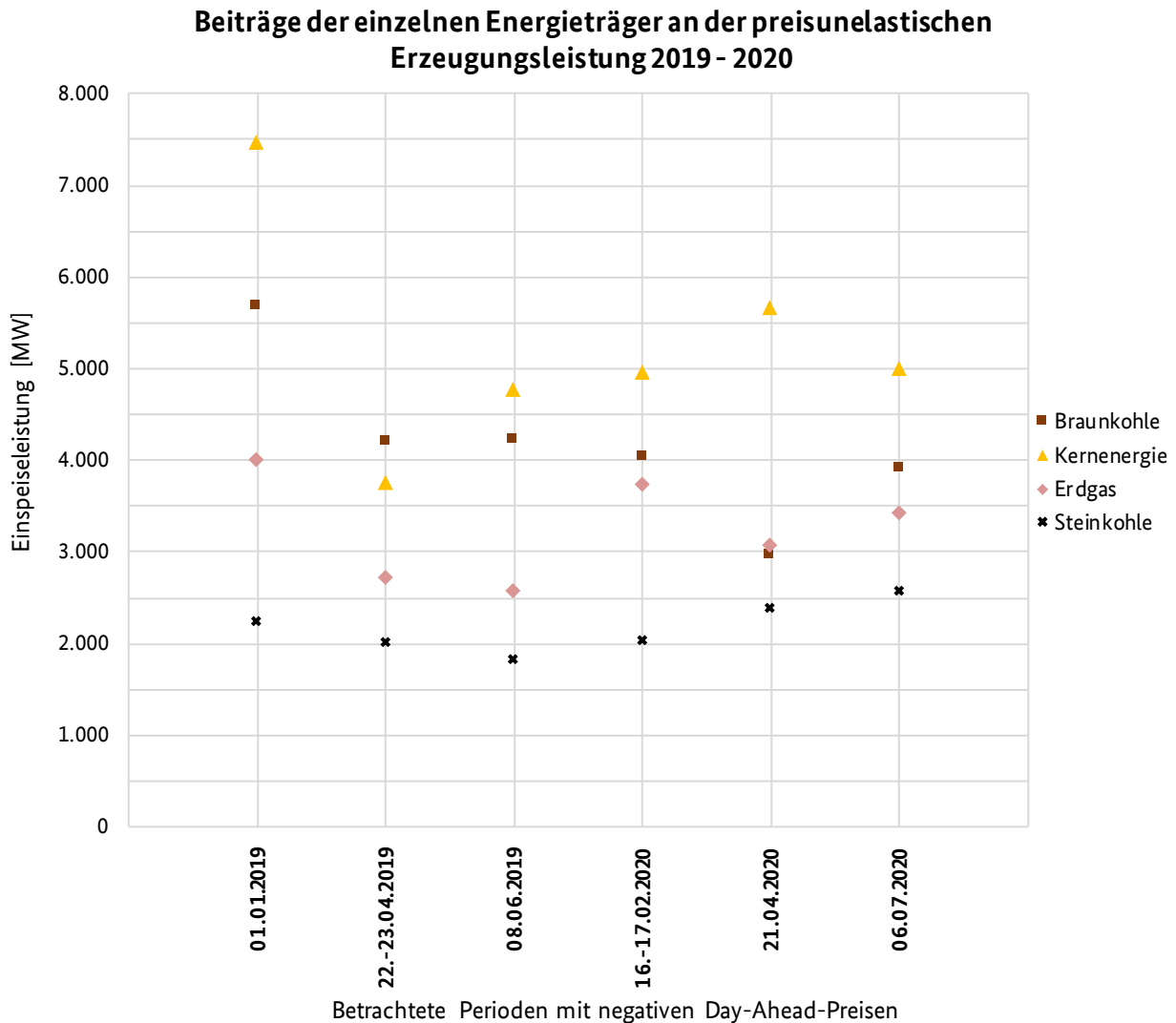


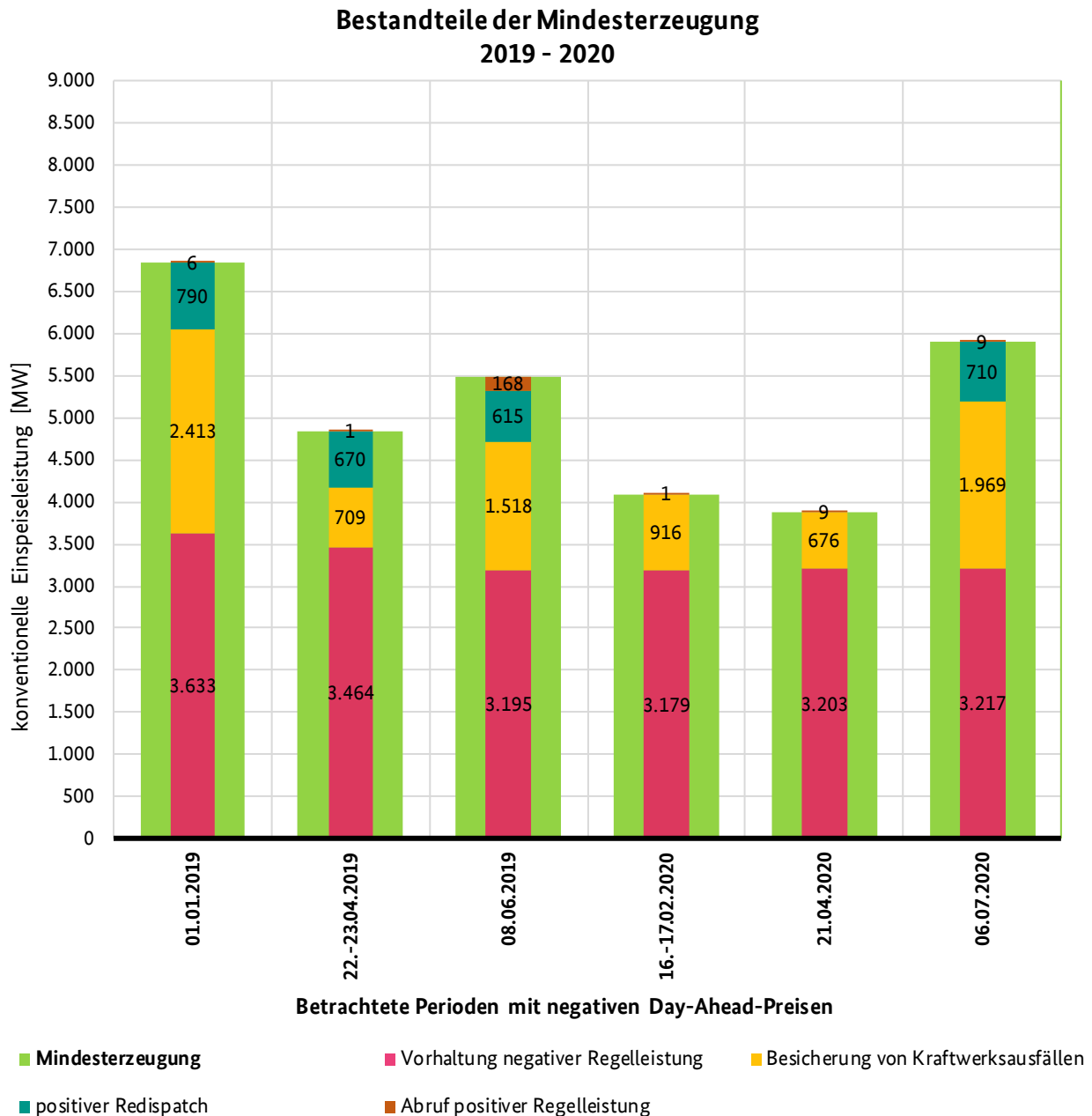
Abbildung 17: Beiträge einzelner Energieträger zur preisunelastischen Erzeugungsleistung in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen 2019 - 2020

Den größten Anteil an der preisunelastischen Erzeugungsleistung machen in allen betrachteten Situationen die Energieträger Kernenergie (23 - 33 %) und Braunkohle (18 - 25 %). Der gemeinsame Anteil der

³⁵ Mindestens, da sich die Anteile auf die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung beziehen, für einen kleineren Teil allerdings auf Basis der Daten nicht bekannt ist, von welchen Energieträgern er bereitgestellt wurde. Hierbei handelt es sich um negative Regelleistung, die nicht von Kraftwerken bereitgestellt wurde, die in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten enthalten sind sowie um den Abruf von positiver Regelleistung.

Kernenergie und Kohlekraftwerke (Braun- und Steinkohle) liegt bei 60 - 66 %. Es ist durchaus bemerkenswert, dass der Energieträger Erdgas in allen Situationen einen größeren Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung ausmacht, als der Energieträger Steinkohle. Man würde vermuten, dass insbesondere flexible Gaskraftwerke ihre Produktion in Phasen mit negativen Preisen einstellen. Die Ergebnisse begründen sich im Wesentlichen mit einer größeren Anzahl an Industriekraftwerken, die mit Erdgas betrieben werden. Industriekraftwerke werden häufig aufgrund der nachgelagerten Produktionsprozesse und ihrer Eigenverbrauchskonstellation selbst bei stärkeren negativen Preisen oder länger andauernden negativen Preisen nicht vollständig heruntergefahren.

Wie schon am 21.04.20, so macht die Mindesterzeugung auch an allen anderen Tagen den kleineren Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Die Höhe der Mindesterzeugung sowie deren Bestandteile in den einzelnen Perioden sind der Abbildung 18 zu entnehmen.



Mindesterzeugung als Summe der Bestandteile Vorhaltung negativer Regelleistung, Abruf positiver Regelleistung, Besicherung von Kraftwerksausfällen und positiver Redispatch

Abbildung 18: Bestandteile der Mindesterzeugung in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen 2019 - 2020

Die Mindesterzeugung liegt in den Stunden mit dem negativsten Preis zwischen 3.888 MW und 6.854 MW³⁶. Dies entspricht einem Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung zwischen 23 % und 32 %. In allen Perioden macht die Vorhaltung negativer Regelleistung mehr als die Hälfte (53 % bis 82 %) und damit den mit Abstand größten Anteil an der Mindesterzeugung aus. Der Anteil der Besicherung von

³⁶ Die tatsächliche Mindesterzeugung liegt aufgrund zusätzlich implizit bereitgestellter Systemdienstleistungen oberhalb des in diesem Bericht ausgewiesenen Wertes, siehe Kapitel B.

Kraftwerksausfällen lag bei 15 % bis 41 %. Positiver Redispatch machte 0 % bis 18 % an der Mindesterzeugung aus. Die Schwankungen von Situation zu Situation erklären sich insbesondere durch unterschiedlich hoch ausgeprägte Besicherung von Kraftwerksausfällen und positiven Redispatch. Die Höhe der Besicherung von Kraftwerksausfällen wird beeinflusst durch die am Netz befindlichen (und damit abzusichernden) Kraftwerke. Redispatch ist Resultat der jeweiligen Netzbelastung.

Mehr als die Hälfte der Einspeiseleistung wurde am 21.04.20 von Mindesterzeugungs-Kraftwerken bereitgestellt (siehe 1.2). Diese Größenordnung wird in den anderen Situationen bestätigt (49 % am 16. - 17.02.20 bis zu 66 % am 08.06.19). Die Hälfte bis zwei Drittel der preisunelastischen Erzeugungsleistung erfüllt direkt eine netzdienende Funktion (Mindesterzeugung) oder war in den betrachteten Situationen Voraussetzung, damit Mindesterzeugung bereitgestellt werden kann. Die Höhe hängt von den Kraftwerken – und der damit verbundenen Höhe der unteren Leistungsgrenze der Kraftwerke – ab, die die Mindesterzeugung bereitstellen. Grundsätzlich hätte die Mindesterzeugung allerdings weitgehend auch von anderen Kraftwerken bereitgestellt werden können. Dies gilt nur (stark) eingeschränkt für Mindesterzeugungs-Kraftwerke, die seitens der Netzbetreiber zum (strombedingten oder spannungsbedingten) Redispatch kontrahiert wurden.

Wie in Kapitel 1.3 beschrieben, sind die Gründe trotz negativer Börsenstrompreise einzuspeisen vielschichtig. Dennoch unterscheiden sich die wesentlichen Gründe nicht signifikant von Situation zu Situation. In allen betrachteten Perioden gaben die Kraftwerksbetreiber der am Netz befindlichen Kraftwerke als meistgenannten Hauptgrund bezogen auf die installierte Netto-Nennleistung der Kraftwerkseinspeisung die Auskopplung von Wärme an (30 - 40 %). Demnach war die Wärmeerzeugung in den betrachteten Perioden der größte Treiber, negative Börsenpreise in Kauf zu nehmen, anstatt Kraftwerke komplett herunterzufahren. Diesbezüglich werden die Ergebnisse aus früheren Berichten über die Mindesterzeugung bestätigt.³⁷

Allerdings kann aus den bisherigen Auswertungen (auch vergangener Berichte) nicht geschlussfolgert werden, dass „alle KWK-Anlagen unflexibel sind“ und daher „immer“ bei negativen Preisen einspeisen. Wenn man die Kraftwerke, die in den betrachteten Situationen in 2019 und 2020 überwiegend oder immer eingespeist haben, also als unflexibel gelten können (Gruppe 1) mit den Kraftwerken vergleicht, die in den betrachteten Situationen kaum oder gar nicht eingespeist haben, also als flexibel gelten können (Gruppe 3), stellt man fest, dass der Anteil an KWK-Anlagen in der Gruppe 1 geringfügig größer als in der Gruppe 3 ist. Dies bedeutet, dass es neben den KWK-Anlagen, die trotz der negativen Preise weiter, bspw. aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen, einspeisen, auch viele KWK-Anlagen gibt, die auf die negativen Preise reagiert haben, indem sie ihre Stromerzeugung in diesen Perioden eingestellt haben.

Nach der Wärmeauskopplung wurde in nahezu allen betrachteten Perioden (mit Ausnahme des 01.01.19 und 16. - 17.02.20) am zweithäufigsten Opportunitätskosten wegen Anfahrtdauer, Abfahrtdauer, Mindeststillstandzeiten und Preiserwartung als Grund genannt, warum die am Netz befindlichen Kraftwerke in den betrachteten Perioden negative Preise in Kauf genommen haben.

³⁷ Der Vergleich mit Ergebnissen früherer Berichte über die Mindesterzeugung ist in Bezug auf Tendenzaussagen möglich. Die Werte sind nicht direkt miteinander vergleichbar, da die zugrundeliegende Systematik im vorliegenden Bericht geändert wurde. Im vorliegenden Bericht erfolgt die Gewichtung anhand der installierten Nettonennleistung der Anlagen. In früheren Berichten erfolgte die Gewichtung anhand der Anzahl der Antworten.

3. Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zur Stromerzeugung in Abhängigkeit eines variierenden Strombörsenpreises

In den vorangegangenen Kapiteln wurden auf Basis konkreter Situationen mit negativen Day-Ahead-Preisen Erkenntnisse zur preisunelastischen Erzeugungsleistung gewonnen. Um der statistisch betrachtet geringen Grundgesamtheit entgegen zu wirken und einer Überinterpretation einzelner Ereignisse vorzubeugen, wird die Reaktion der Kraftwerksbetreiber im folgenden Kapitel allgemeingültiger, also ohne Bezug zu konkreten Situationen, betrachtet.

Im Rahmen einer Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurden die Kraftwerksbetreiber dazu befragt, ab welchem durchschnittlichen Day-Ahead-Preis (DAP) von mindestens 6 Stunden Dauer sie die Stromerzeugung einstellen würden. Für die Beantwortung dieser Frage standen den Betreibern 16 Antwortmöglichkeiten zur Wahl. Als Antwortmöglichkeiten standen folgende Preisintervalle zur Auswahl: „> 30 €/MWh“; >20 bis 30 €/MWh; >10 bis 20 €/MWh; >0 bis 10 €/MWh; 0 bis -10 €/MWh; <-10 bis -20 €/MWh; <-20 bis -30 €/MWh; <-30 bis -40 €/MWh; <-40 bis -50 €/MWh; <-50 bis -60 €/MWh; <-60 bis -70 €/MWh; <-70 bis -80 €/MWh; <-80 bis -90 €/MWh; <-90 bis -100 €/MWh; <- 100 €/MWh; „gar nicht“. Im Zuge der Auswertungen wurden die Antwortoptionen für die Diagrammdarstellungen in die Kategorien „gar nicht“, „DAP ≤ -20 €/MWh“, „-20 €/MWh < DAP ≤ 0 €/MWh“, „0 €/MWh < DAP ≤ 30 €/MWh“, „DAP > 30 €/MWh“ und „keine Angabe“ zusammengefasst. Die Bundesnetzagentur versteht die Angabe der Kraftwerksbetreiber „DAP > 30 €/MWh“ so, dass selbst ein Preis von etwas über 30 €/MWh nicht ausreicht, um positive Deckungsbeiträge zu erzielen und daher keine Einspeisung erfolgen würde. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die entsprechenden Ergebnisse gewichtet nach der Leistung der Kraftwerke.

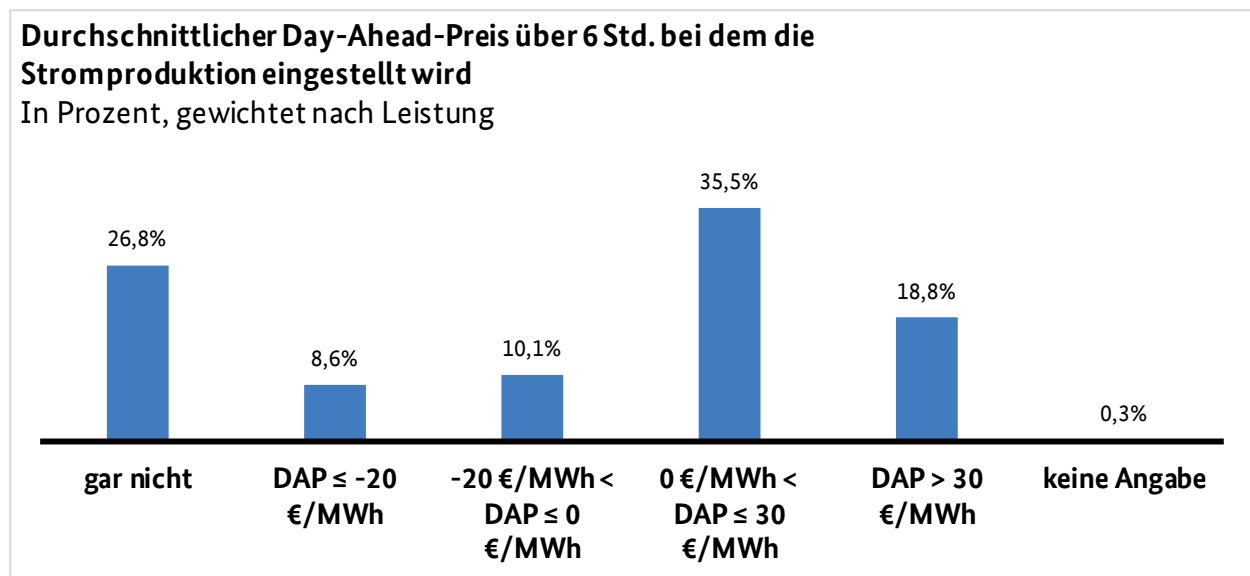


Abbildung 19: Bereitschaft zum Einstellen der Stromproduktion der Erzeugungseinheit in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Day-Ahead-Preis (DAP) bei einer Mindestdauer von 6 Stunden (Darstellung in Prozent/Gewichtung: nach Leistung)

Gemäß Abbildung 19, stellt der größere Teil (54,3 %) der befragten Kraftwerke (gewichtet nach Leistung) die Stromproduktion bei einem DAP von 0 €/MWh oder mehr ein. Für einen verhältnismäßig kleinen Teil der befragten Kraftwerke scheint die Höhe des negativen Börsenpreises von Bedeutung zu sein (18,7 %). Dies deckt sich mit den vorgenommenen Analysen des 06.07.20, bei dem die Ergebnisse stark den Ergebnissen der

übrigen Perioden ähnelten, obwohl der DAP nur für kurze Zeit und nur im niedrigen negativen Bereich lag. Ein durchaus beachtlicher Teil der befragten Kraftwerke von 26,8 % reagiert hingegen vollständig preisunelastisch.

Entsprechend der Systematik in Kapitel 1.2 wurden die Antworten der Kraftwerksbetreiber nach dem Einspeiseverhalten in den betrachteten Situationen gruppiert (Abbildung 20).

Durchschnittlicher Day-Ahead-Preis über 6h bei dem die Stromproduktion eingestellt wird

In Prozent, gewichtet nach Leistung

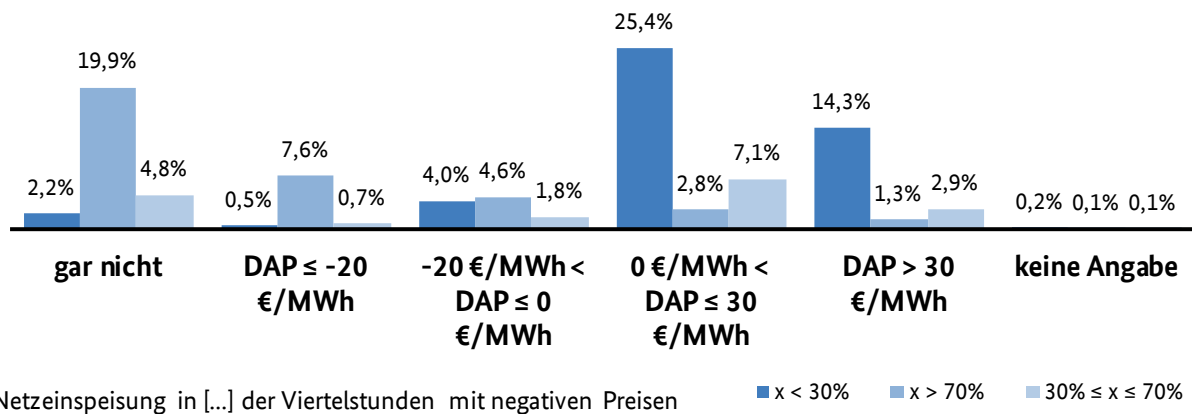


Abbildung 20: Bereitschaft zum Einstellen der Stromproduktion der Erzeugungseinheit in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Day-Ahead-Preis (DAP) bei einer Mindestdauer von 6 Stunden (Darstellung in Prozent/Gewichtung: nach Leistung)

Die Aufteilung der Antworten auf die vorgenommene Gruppierung der Kraftwerke lässt die Ergebnisse intuitiver erscheinen. Ein Großteil der Kraftwerksblöcke, die nur in wenigen der betrachteten Situationen (weniger als 30 % der Viertelstunden mit negativen Preisen) Strom ins Netz eingespeist haben, haben angegeben, ihre Stromproduktion grundsätzlich bereits ab einem Preis von 0 €/MWh oder mehr einzustellen. Bei 14,3 % dieser Anlagen reicht sogar ein Preis von etwas mehr als 30 €/MWh nicht aus, um positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Bei 25,4 % dieser Anlagen würde sich die Stromproduktion bei einem Preis zwischen 0 €/MWh und 30 €/MWh nicht mehr lohnen.

Anlagen, die in der Mehrzahl (in mehr als 70 % der Viertelstunden mit negativen Preisen) Strom ins Netz eingespeist haben, sind größtenteils solche Anlagen, die ihre Stromproduktion „gar nicht“ einstellen würden, somit vollständig preisunabhängig agieren.

Die Kraftwerksblöcke, die weder der einen noch der anderen genannten Gruppe zuzuordnen sind (Netzeinspeisung in 30 % bis 70 % der Viertelstunden mit negativen Preisen) haben die Frage entsprechend heterogen beantwortet. Hier liefern die Ergebnisse keine weitergehenden Erkenntnisse.

Die Kraftwerksbetreiber wurden des Weiteren gefragt, ob eine (weitere) Flexibilisierung ihrer Anlage geplant ist. Abbildung 21 zeigt die Ergebnisse der Befragung, erneut unterteilt in oben beschriebene drei Gruppen.

Geplante Investitionen zur Flexibilisierung der Erzeugungseinheit In Prozent, gewichtet nach Leistung

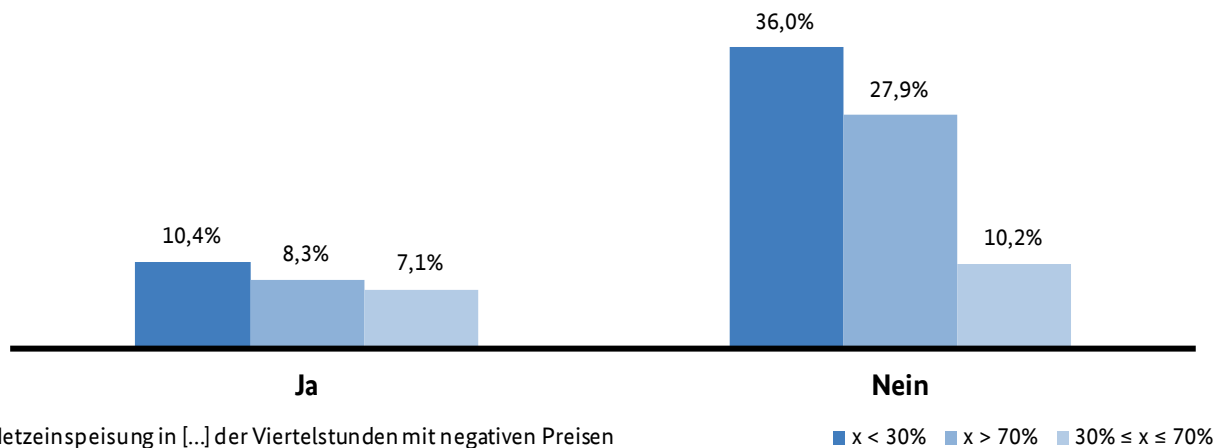


Abbildung 21: Geplante Investitionen zur Flexibilisierung der Erzeugungseinheit Darstellung in Prozent nach der Bereitschaft zur Einspeisung im Verhältnis der geplanten Investitionen (Darstellung in Prozent/Gewichtung: nach Leistung)

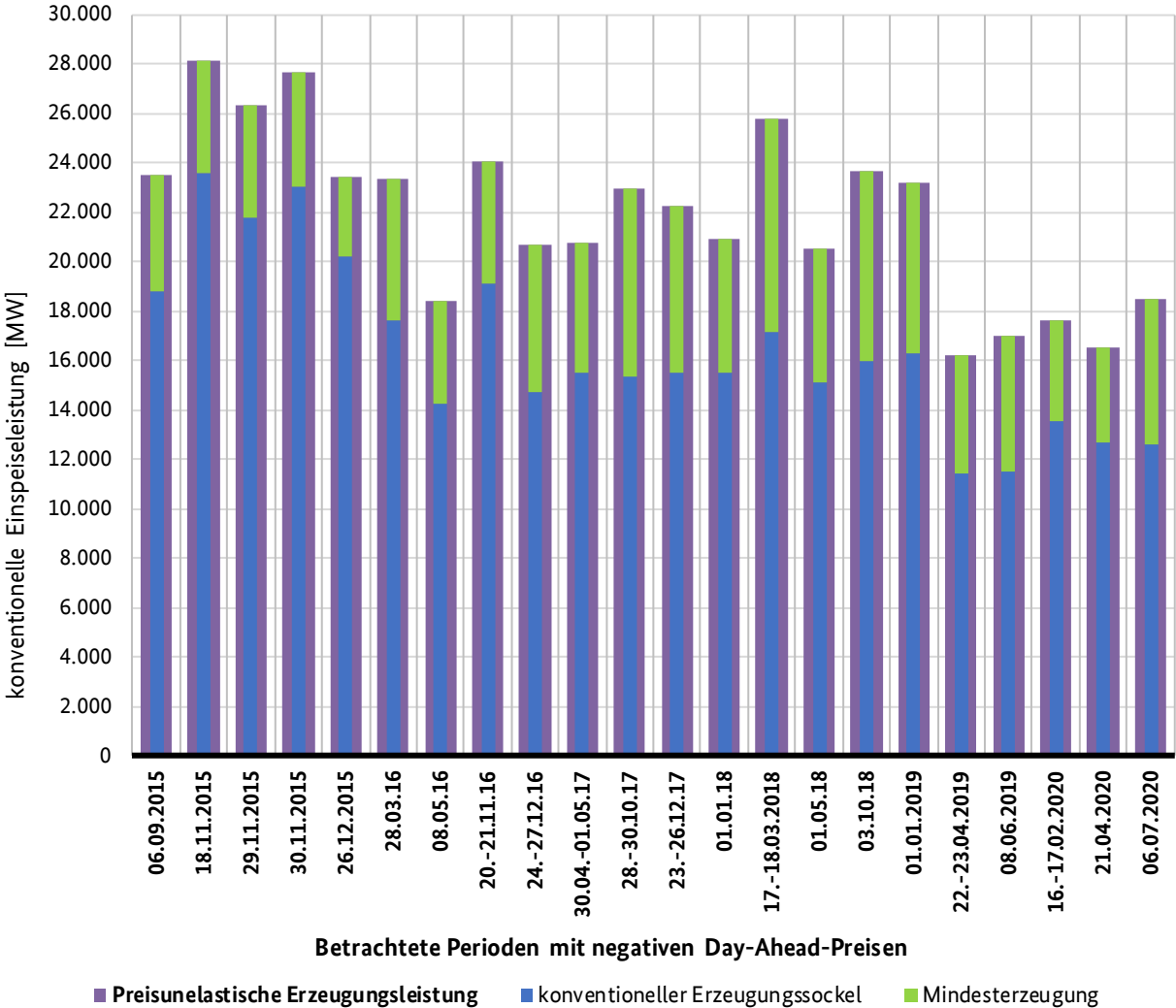
Insgesamt sind demnach in 74,1 % der Fälle (bezogen auf die installierte Leistung der Anlagen) keine Investitionsmaßnahmen in die Flexibilisierung vorgesehen. In 25,8 % der Fälle soll in Flexibilisierung investiert werden. Betreiber von Anlagen der Gruppe, die in weniger als 30 % der Viertelstunden mit negativen Preisen eingespeist haben, die also als flexibel gelten, planen demnach erwartungsgemäß relativ betrachtet eher seltener in (weitere) Flexibilisierung zu investieren, als Betreiber von unflexibleren Anlagen, die in der Mehrzahl/ in allen Situationen eingespeist haben. Bei Kohlekraftwerken hemmt erwartungsgemäß der gesetzlich verankerte Kohleausstieg die Betreiber von Kohlekraftwerken in die Modernisierung ihrer Anlagen zu investieren. Demnach haben mehr als Zweidrittel der Betreiber von Kohlekraftwerken (bezogen auf die installierte Leistung der Anlagen), die nicht bereits in Modernisierung investiert haben oder keine Investition in Flexibilisierung ihrer Anlage planen, den Kohleausstieg als Grund angegeben, nicht zu investieren. Das übrige knappe Drittel hat „mangelnde Wirtschaftlichkeit“ als Grund angegeben, nicht zu investieren.

4. Vergleich mit vergangenen Berichtszeiträumen

Der hier vorliegende Bericht über die Mindesterzeugung für die Berichtsjahre 2019 und 2020 ist bereits der dritte Bericht nach 2017 und 2019. Die Evaluierungsmethode der drei Berichte ist dieselbe geblieben. Das legt nahe, das Einspeiseverhalten konventioneller Erzeugungsanlagen bei negativen Strompreisen zwischen den Jahren 2015 bis 2020 zu vergleichen.

Die folgenden Grafiken veranschaulichen die Entwicklung der preisunelastischen Erzeugungsleistung aller in den drei Mindesterzeugungsberichten betrachteter Perioden zwischen 2015 und 2020. Während die Abbildung 22 die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung abträgt, aufgeteilt nach konventionellen Erzeugungssockel und Mindesterzeugung, werden in Abbildung 23 die Beiträge der einzelnen Energieträger an der preisunelastischen Erzeugungsleistung dargestellt.

Preisunelastische Erzeugungsleistung, Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockels 2015 - 2020



Preisunelastische Erzeugungsleistung als Summe der Bestandteile konventioneller Erzeugungssockel und Mindesterzeugung

Abbildung 22: Preisunelastische Erzeugungsleistung, Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2015 - 2020

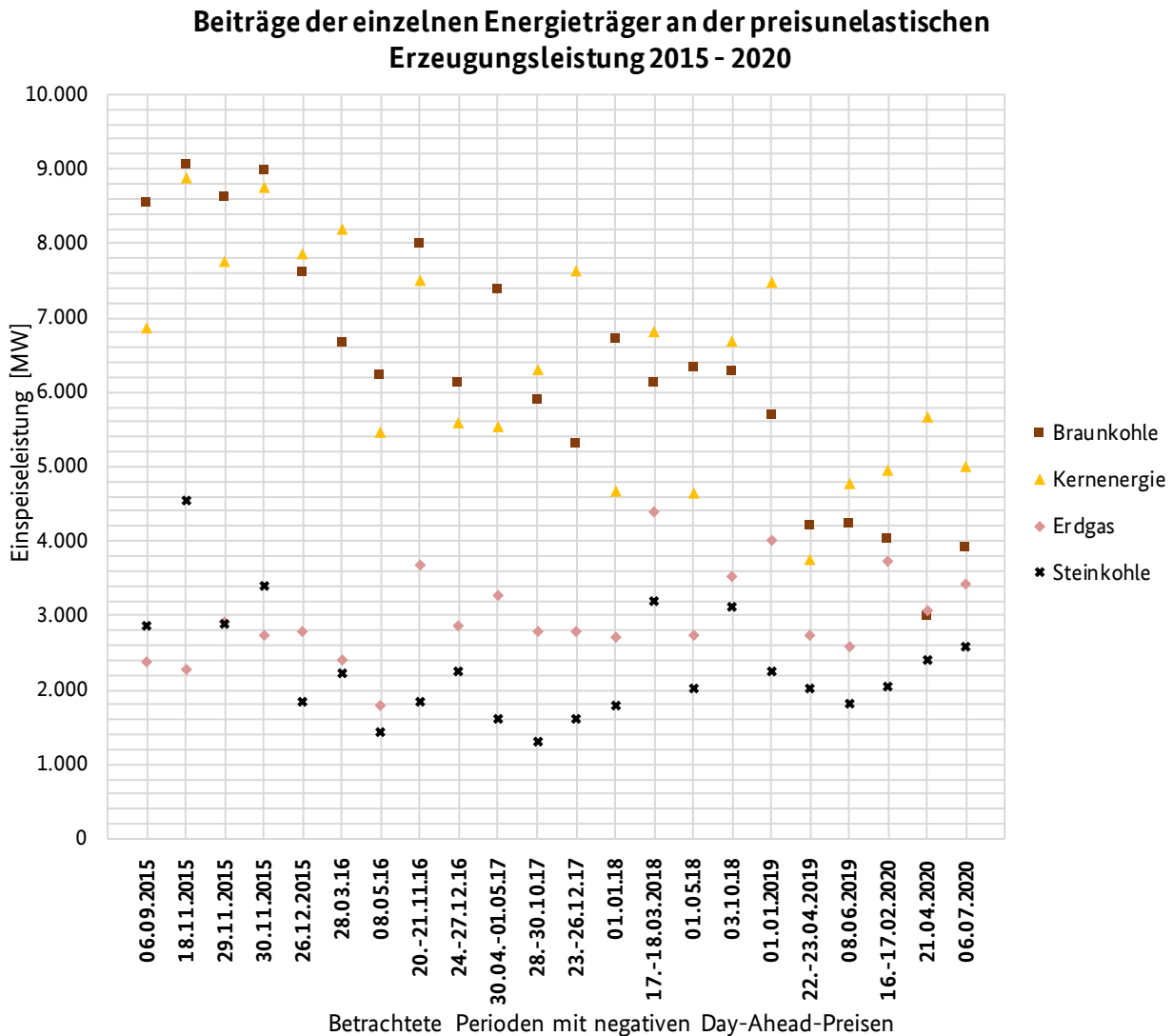


Abbildung 23: Beiträge der einzelnen Energieträger zur preisunelastischen Erzeugungsleistung 2015 - 2020

Es fällt auf, dass in der Tendenz die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung in den letzten Jahren rückläufig war. Während diese zwischen 2015 und 2018 teilweise bei bis zu 28.000 MW lag (zwischen 19.000 und 28.000 MW) ging sie ab ca. Mitte 2019 auf rund 19.000 MW zurück (zwischen 16.000 und 19.000 MW).

Dieser Rückgang lässt sich zum weit überwiegenden Teil auf einen Rückgang des konventionellen Erzeugungssockels im betrachteten Zeitraum zurückführen: Lag der höchste beobachtete Wert in den betrachteten Perioden vor Mitte 2019 bei über 23.000 MW, sank dieser Wert ab Mitte 2019 auf ca. 14.000 MW.

Die Mindesterzeugung bewegte sich in den betrachteten Jahren hingegen relativ stabil in einem Korridor zwischen 4.000 und 8.000 MW, wobei die höchsten beobachteten Werte ab Mitte 2019 die 7.000 MW nicht mehr überschritten.

Betrachtet man die Beiträge der wesentlichen konventionellen Energieträger (Kernenergie, Erdgas, Braunkohle, Steinkohle) an der preisunelastischen Erzeugungsleistung der Jahre 2015 bis 2020 so zeigt sich, dass die Beiträge sowohl der Braunkohle als auch der Kernenergie kontinuierlich gesunken sind. Während der Beitrag der Kernenergie im Jahr 2015 noch bei bis knapp 9.000 MW lag, sank dieser Wert bis 2020 auf rund

5.500 MW. Ähnlich verhält es sich mit dem Beitrag an der preisunelastischen Erzeugungsleistung der Braunkohle: Lag dieser in der Spitze der betrachteten Perioden 2015 noch bei rund 9.000 MW, so verzeichnet er einen Rückgang für die Perioden ab Mitte 2019 auf knapp über 4.000 MW.

Wesentlich für diese beobachteten Rückgänge dürften die fortschreitenden Stilllegungen der Kernkraftwerke gemäß Atomgesetz im Berichtszeitraum sein³⁸, bzw. das Überführen von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft gemäß §13g EnWG³⁹. In den kommenden Jahren ist daher insb. durch die noch ausstehenden Stilllegungen von Kernkraftwerken aber auch den zu erfolgenden Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes mit einem weiteren Rückgang der preisunelastischen Erzeugungsleistung zu rechnen.

³⁸ Späteste Abschaltzeitpunkte gemäß §7 Atomgesetz:

1. mit Ablauf des 6. August 2011 für die Kernkraftwerke Biblis A, Neckarwestheim 1, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Philippsburg 1 und Krümmel,
2. mit Ablauf des 31.12.15 für das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld,
3. mit Ablauf des 31.12.17 für das Kernkraftwerk Gundremmingen B,
4. mit Ablauf des 31.12.19 für das Kernkraftwerk Philippsburg 2,
5. mit Ablauf des 31.12.21 für die Kernkraftwerke Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf,
6. mit Ablauf des 31.12.22 für die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

³⁹ Überführungen in die Sicherheitsbereitschaft gemäß §13g EnWG:

1. bis zum 01.10.16: Kraftwerk Buschhaus,
2. bis zum 01.10.17: a) Block P des Kraftwerks Frimmersdorf und b) Block Q des Kraftwerks Frimmersdorf,
3. bis zum 01.10.18: a) Block E des Kraftwerks Niederaußem, b) Block F des Kraftwerks Niederaußem und c) Block F des Kraftwerks Jänschwalde,
4. bis zum 01.10.19: a) Block C des Kraftwerks Neurath und b) Block E des Kraftwerks Jänschwalde.

F Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels

Nach § 63 Abs. 3a EnWG behandelt der Bericht über die Mindesterzeugung *auch* die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung. Der entsprechende Ausblick wird in diesem Kapitel vorgenommen. Dabei wird zwischen einem Ausblick bezogen auf die Mindesterzeugung (1) und dem konventionellen Erzeugungssockel (2) unterschieden. In den beiden Kapiteln werden Möglichkeiten zur Senkung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels beschrieben.

1. Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindesterzeugung

Die Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt bisher im Wesentlichen aus konventionellen Kraftwerken basierend auf den Energieträgern Kohle, Erdgas und Atomkraft, sowie Wasserkraft. Im Folgenden wird ein Ausblick auf mögliche Entwicklungen bzgl. der Regelleistungsvorhaltung, der Spannungshaltung, der Kurzschlussleistung und des Redispatchbedarfs vorgenommen.

Regelleistungsvorhaltung

Regelleistung wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern diskriminierungsfrei durch Ausschreibungen beschafft. Sie ist für das Funktionieren der Elektrizitätsversorgung unverzichtbar. Auch PV- und Windkraftanlagen, kleine Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher sollen zukünftig zunehmend zur Systemstabilität beitragen, indem diese Anlagen bzw. Anlagenpools am Regelreservemarkt partizipieren und dadurch konventionelle Großkraftwerke vermehrt substituieren.

Regelenergie – und hier v.a. die negative Regelenergie – kann technisch und regulatorisch auch von Windenergie- und PV-Anlagen bereitgestellt werden⁴⁰. Eine Teilnahme von Windenergieanlagen am Regelenergiemarkt ist jedoch derzeit nur in sehr geringem Maße zu beobachten (bei der Minutenreserveleistung sind Windenergieanlagen mehrerer Anbieter präqualifiziert). PV-Anlagen sind gegenwärtig noch nicht an der Bereitstellung von negativer Regelleistung beteiligt. Die EEG-Förderung ermöglicht den Anlagen eine verlässliche und auskömmliche Vergütung über 20 Jahre. Dies lässt eine Teilnahme am Regelenergiemarkt in vielen Fällen wirtschaftlich nicht besonders attraktiv erscheinen. Das Erbringen von positiver Regelenergie würde zudem eine gedrosselte Fahrweise dieser EE-Anlagen voraussetzen. Die dadurch entgangenen Förderungen sind derzeit nur schwer durch Einnahmen am Regelenergiemarkt zu kompensieren. Zukünftig könnte sich dies jedoch ändern. Zum einen erreichen immer

⁴⁰ Mit Veröffentlichung des Leitfadens zur Präqualifikation von Windenergieanlagen (WEA) zur Erbringung von Minutenreserveleistung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2015 wurde die Teilnahme am Markt für Regelreserven für WEA im Rahmen einer Pilotphase ermöglicht. Die Pilotphase wurde im Jahr 2019 erfolgreich beendet und die Präqualifikationsanforderungen an WEA in die allgemeinen Präqualifikationsbedingungen überführt. Zu finden sind diese im Kapitel 2.9 unter https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR.

mehr Anlagen das Ende der 20-jährigen Förderdauer und zum anderen kommt auch die weitere Verkürzung der Produktzeitscheiben bei der Regelleistung auf 15 Minuten im Laufe des Jahres 2022 den Erneuerbaren entgegen. Möglicherweise werden dann auch verstärkt Windenergie- und PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt auftreten und dadurch konventionelle Kraftwerke als Regelleistungserbringer substituieren.

Die konventionelle Mindesterzeugung ließe sich auch reduzieren, wenn das Volumen der Regelleistungsvorhaltung reduziert werden könnte. Der Umfang der erforderlichen Regelleistungsvorhaltung wird auf Basis eines mathematischen Verfahrens bestimmt, welches basierend auf in der Vergangenheit aufgetretenen Systembilanzungleichgewichten und Wahrscheinlichkeiten den Regelreservebedarf berechnet. Die Ausschreibungsmengen für positive bzw. negative Sekundärregel- und Minutenreserve sind dabei in Deutschland von 2012 bis 2020 von im Mittel +4.000 MW bzw. -4.500 MW auf +3.434 MW bzw. -2.877 MW zurückgegangen. Dies entspricht einer Reduktion um 14 % für positive und um 36 % für negative Regelleistung. Das Dimensionierungsverfahren mit dem dynamischen Ansatz wird seit Ende 2019 verwendet (zunächst wöchentliche Dimensionierung) und führt zu einer höheren Volatilität der Ausschreibungsmengen für die 4 Stundenblöcke, allerdings kam es zu keiner weiteren signifikanten Reduktion der Regelreservevorhaltung, bzw. zuletzt wieder zu steigenden Regelleistungsbedarfen. Wenn die Systembilanzungleichgewichte sich im Zeitablauf reduzieren würden, dann würde auch die dynamische Dimensionierung zukünftig wieder zu geringeren Ausschreibungsvolumina führen. Durch die Neujustierung des deutschen Ausgleichsenergiepreissystems⁴¹ sollten die Anreize für eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung gewährleistet und gestärkt worden sein. Eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung kommt am Ende der Systembilanz zugute.

In Bezug auf die tatsächlich abgerufene Regelleistung erweist sich weiterhin die kontinentaleuropäische Saldierung der Regellenergiebedarfe als vorteilhaft. Hierbei werden im Rahmen der jeweils zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten gegenläufige Aktivierungen von Regelleistung vermieden und die gegenläufigen Bedarfe der unterschiedlichen Übertragungsnetzbetreiber saldiert. Durch die kontinuierliche Erweiterung des IGCC (International Grid Control Cooperation), die am 24.06.2021 erfolgreich in die europäische Imbalance Netting Platform übergegangen ist, auf mittlerweile 21 Übertragungsnetzbetreiber aus 18 Ländern, ist das monatliche Regellenergiesaldierungsvolumen auf insgesamt über 1.000 GWh angestiegen (davon durchschnittlich monatlich 100 GWh aus Deutschland).

Mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes in Deutschland 2020 und dessen europäischer Harmonisierung im Rahmen der europäischen Regelarbeitsplattformen (PICASSO für SRL, MARI für MRL) ab Sommer 2022 könnten darüber hinaus andere Anbieter noch kurzfristiger in den Regelarbeitsmarkt optieren und dadurch zunehmend derzeitige regelleistungserbringende Kraftwerke substituieren. Dies könnte perspektivisch helfen, die für negative Regelleistung vorzuhaltende konventionelle Kraftwerksleistung in Deutschland weiter zu reduzieren.

⁴¹ Anpassung der Börsenpreiskopplung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) nach Festlegung BK6-19-552 und Änderung der Knappheitskomponente des reBAP gemäß Festlegung BK6-20-345.

Spannungshaltung

Insbesondere durch den Wegfall der konventionellen Kraftwerke und beschleunigt durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung steigt der Bedarf Blindleistungsbedarf, vor allem im Bereich der dynamischen Blindleistungskompensation.

Grundsätzlich kann der Blindleistungsbedarf durch marktgestützte Beschaffung oder aus Netzbetriebsmitteln gedeckt werden. In der EnWG-Novelle vom 27.07.2021 wurde in § 12 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 12 h EnWG explizit eine Abwägung zwischen marktgestützter Beschaffung nach § 12 h EnWG und Netzbetriebsmitteln vorgesehen. Für die Reduzierung der konventionellen Mindesterzeugung ist das nicht förderlich. Denn die Bundesnetzagentur konnte eine marktgestützte Beschaffung nicht vollständig nach § 12 h EnWG ausschließen (siehe die Beschlüsse vom 18. Dezember 2020)⁴², da insbesondere auf höheren Netzebenen konventionelle Anlagen hier marktliche Dienstleistungen anbieten; faktisch führt eine marktgestützte Beschaffung bis auf weiteres noch zu einer weitgehenden Bereitstellung aus konventionellen Anlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfolgen heute die Strategie, in Bezug auf Spannungshaltung unabhängiger von konventionellen Kraftwerken zu werden, und tätigen bzw. planen entsprechende Ersatzinvestitionen: Eine Kompensation des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz soll nach dem Wegfall konventioneller Kraftwerke durch statische Kompensationsanlagen wie Drosselpulen und Kondensatoren bzw. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kopfstationen erfolgen. Für die dynamische Blindleistungskompensation müssten weitere Betriebsmittel, wie z. B. rotierende Phasenschieber und STATCOM Anlagen, installiert werden. Als Beispiel diene hier u.a. der Umbau im Kernkraftwerk Biblis A von einem Generator zum rotierenden Phasenschieber zur Stabilisierung des lokalen Blindleistungsbedarfs.

Wenn neue Blindleistungs-Kompensationselemente auch dort installiert werden, wo noch konventionelle Kraftwerke vorhanden sind, würde die Abhängigkeit der Netze von Blindleistung aus konventionellen Anlagen abnehmen und die Mindesterzeugung könnte eventuell sinken. Andererseits würden daraus vermutlich auch Mehrkosten resultieren, denn die bestehenden Kraftwerke werden bisher nur in vergleichsweise wenigen Fällen für die Bereitstellung von Blindleistung gesondert vergütet. Hier sind Betrachtungen im Einzelfall erforderlich.

Kurzschlussleistung

Für einen sicheren Betrieb und die Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität muss im Netz ein ausreichend hohes Niveau der Kurzschlussleistung vorhanden sein. Die Kurzschlussleistung ist ein Indikator für die „Stärke“ einer Netzregion. Eine starke Netzregion ist, im Gegensatz zu einer schwachen, weniger durch negative Auswirkungen durch Störungen im Netz betroffen. Darüber hinaus ist ein ausreichend großer Kurzschlussstrom, der hier Synonym zur Kurzschlussleistung verstanden wird, bei wichtigen Schutzkonzepten des Netzes für die korrekte Fehlerklärung im Störfall erforderlich. Die Kurzschlussleistung ergibt sich an einem Punkt im Netz durch den Vermaschungsgrad des Netzes sowie die elektrische Distanz zu Generatoren. Dabei spielen Anzahl, Größe und Typ der Generatoren ebenfalls eine Rolle. Da über Umrichter gekoppelte Erzeugungsanlagen im Vergleich zu Kraftwerken mit Synchrongeneratoren nur einen begrenzten Kurzschlussstrom gemäß ihrer Bemessungsleistung liefern können, ist für die Ermittlung der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung insbesondere die Anzahl und

⁴² Vgl. BK6-20-296

Verteilung synchrongekoppelter Generatoren konventioneller Kraftwerke am Höchstspannungsnetz zu betrachten.

Die Entwicklung der benötigten und verfügbaren Kurzschlussleistung wurde bereits in diversen Studien untersucht⁴³. Diese haben unter anderem gezeigt, dass zum heutigen Zeitpunkt und auch in den nächsten Jahren eine ausreichende Kurzschlussleistung im Übertragungsnetz durch konventionelle Kraftwerke im In- und Ausland bereitgestellt wird⁴⁴. Aufgrund des zu erwartenden Rückgangs konventioneller Erzeugung auch im benachbarten Ausland und der vergrößerten Spannungstrichter⁴⁵ sollte diese Entwicklung jedoch beobachtet werden, um rechtzeitig, bestenfalls grenzüberschreitend, Konzepte und Maßnahmen zu entwickeln⁴⁶.

Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung mit den für den Netzbetrieb benötigten Charakteristika scheint technisch betrachtet sowohl durch jeweils mittels Umrichter am Höchstspannungsnetz angeschlossene Windenergie- und Photovoltaikanlagen, als auch konventionelle Kraftwerke möglich. Hierzu sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig, auch mit Blick auf eine notwendige Dimensionierung der Umrichter und den damit verbundenen Kosten. Neben der technischen Realisierbarkeit ist zu prüfen, inwiefern eine ausreichende Bereitstellung aus den Verteilernetzen für das Übertragungsnetz technisch und regional möglich ist und wie gegebenenfalls Netzanschlussregeln angepasst werden müssten. Aus diesen Untersuchungen ggf. erkennbare Potentiale könnten jedoch nicht kurz-, sondern eher mittel- bis langfristig gehoben werden.

Diese Betrachtungen gelten für den Synchronbetrieb des europäischen Verbundnetzes. Sollte bei Großstörungen das Netz in kleine Inselnetze zerfallen oder gar ein Netzwiederaufbau notwendig sein, ist die Bereitstellung von Kurzschlussleistung deutlich anspruchsvoller und regionalisierter.

Redispatchbedarf

Der Redispatchbedarf als Treiber der Mindestenerzeugung kann im Wesentlichen durch einen bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze reduziert werden. Ein entsprechender Planungsprozess besteht seit 2012 durch den Netzentwicklungsplan und führt über das Bundesbedarfsplangesetz zu einer gesetzlich geregelten Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen. Die zeitgerechte

⁴³ Vgl. ef.Ruhr et al (2020): Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)“, Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“, Fassung vom: 18.08.20, S. 37 ff.

⁴⁴ Da bis zum Jahr 2025 kein zusätzlicher Bedarf an der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Kurzschlussstrom“ besteht und Kurzschlussstrom als inhärente Eigenschaft von Synchronmaschinen kostenneutral erbracht wird, hat die Beschlusskammer am 18.12.20 im Verfahren BK6-20-295 entschieden, dass für Kurzschlussstrom keine marktgestützte Beschaffung durch Übertragungsnetzbetreiber oder Verteilernetzbetreiber durchgeführt wird.

⁴⁵ Mit dem Spannungstrichter ist der in radialer Richtung vom Fehlerort ausgehende Spannungsabfall gemeint. Je höher die Entfernung zum Fehlerort, desto kleiner ist der Spannungsabfall. Um den Fehlerort bilden sich somit konzentrische Spannungsniveaus, ähnlich einem Trichter.

⁴⁶ Vgl. Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen: Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023, Abschlussbericht, Aachen, 2015

Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen ist somit Voraussetzung zur Reduktion der durch Redispatch verursachten Mindestenergieerzeugung.⁴⁷

Zur Behebung der vertikalen Engpässe (Engpässe auf Übergabetransformatoren zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber) ist insbesondere der Ausbau der überlasteten Umspannwerke erforderlich.

Die Bundesnetzagentur wird weiter beobachten, ob die überlasteten Umspannwerke von den ÜNB und VNB schnellstmöglich ausgebaut werden. Darüber hinaus ist es sinnvoll, wenn die Reduzierung von Engpassmanagementkosten durch Netzausbau oder andere Maßnahmen auf ein effizientes Maß im wirtschaftlichen Eigeninteresse der Unternehmen liegen. Mit der jüngsten ARegV-Novelle sollen bei den Übertragungsnetzbetreibern durch ein separates Anreizinstrument erstmalig Anreize zur Senkung der Engpassmanagementkosten gesetzt werden. Bei den Verteilernetzbetreibern werden Engpassmanagementkosten ab 2026 in den Effizienzvergleich einbezogen, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen, von den VNB unverschuldeten Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau getroffen hat.

Die Reduktion des Redispatchbedarfs ließe sich ferner durch einen regional gleichmäßigeren Ausbau der erneuerbaren Energien erzielen. Insbesondere würde sich ein Ausbau der erneuerbaren Energien in Süddeutschland tendenziell engpassentlastend auswirken. Dieser bleibt allerdings momentan insbesondere im Bereich der Windenergieanlagen an Land hinter den Erwartungen zurück, nicht zuletzt wegen restriktiver landesplanungsrechtlicher Vorgaben.

Der Einfluss des Redispatchbedarfs auf die konventionelle Mindestenergieerzeugung hängt –solange die Netze nicht ausreichend ausgebaut sind –, stark von den Witterungsbedingungen ab. Denn die Witterungsbedingungen haben maßgeblichen Einfluss darauf, wie viel preiswerte erneuerbare Erzeugung von den Erzeugern im Norden zu den Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Witterungsbedingungen sind zwar inzwischen sehr gut vorhersagbar. Allerdings nicht in dem Sinne, das mit einem Vorlauf von einem Jahr, das Wetter an einem konkreten Tag prognostiziert werden könnte. Daher sind Vorhersagen, wie hoch der Redispatchbedarf in 2022 oder 2023 sein wird, nicht sinnvoll zu erstellen.

Wie schon in den zurückliegenden Jahren wurden in den Jahren 2019 bis 2020 notwendige Anpassungs- und Redispatchmaßnahmen durchgeführt, mit entsprechendem Einfluss auf die Mindestenergieerzeugung.

Für die Zukunft sind bei den Engpassmanagementmaßnahmen einige gravierende Veränderungen zu erwarten:

- Aufgrund der vom EU-Recht angeordneten Steigerung der Mindesthandelskapazität auf 70 % bis zum 31.12.2025 und des Ausbaus der Offshore-Windparks wird der Redispatchbedarf vorübergehend zunehmen.

⁴⁷ Wie groß der Effekt einer in Betrieb genommenen Netzausbaumaßnahme auf die Redispatchkosten sein kann, veranschaulicht 50Hertz am Beispiel der Südwest-Kuppelleitung unter <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Engpassmanagement/Redispatch-RechnerSWKL>

- Der Leitungsausbau geht langsam, aber stetig voran und reduziert den Redispatchbedarf.
- Zum 01.10.2021 tritt das reformierte Redispatch in Kraft, das im NABEG-Gesetzgebungsprozess ins EnWG und EEG geschrieben wurde (Redispatch 2.0). Wie sich die Umstellung auf den Redispatchbedarf und auf die konventionelle Mindesterzeugung auswirkt, ist derzeit aufgrund gegenläufiger Effekte insbesondere im Hinblick auf den positiven Redispatch unsicher. Beim Redispatch 2.0 muss auch bei der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber durchgeführt werden.⁴⁸ In der Regel wird dieser Ausgleich durch positiven Redispatch erfolgen. Dies stellt eine Abweichung zum Einspeisemanagement dar. Denn im bisherigen System findet kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber statt, sondern der Bilanzkreisverantwortliche ist verpflichtet die aus der Abregelung resultierenden Fehlmengen auszugleichen. Eine Erfassung dieses Ausgleichs findet nicht statt und somit wurden diese Mengen bisher auch nicht der konventionellen Mindesterzeugung zugeordnet. Der systematische bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber beim Redispatch 2.0 könnte somit zu einem Anstieg des positiven Redispatches führen, auch wenn der negative Redispatch insgesamt (d.h. die Abregelung von konventionellen, EE- und KWK-Anlagen) abnehmen würde.
- Das im KVBG und AtG geregelte Ausscheiden der Braunkohle- und Kernkraftwerke führt zu einem Wegfall spannungsstützender Anlagen im Netz, welche historisch eine hohe Verfügbarkeit und relative lastnahe Standorte aufwiesen. Bis zur Erschließung neuer Blindleistungspotentiale über die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung oder Inbetriebnahme geeigneter neuer spannungsstützender Anlagen (sogenannte Blindleistungskompensationsanlagen), wie bspw. STATCOM, kann dies zu einem erhöhten Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch führen. Ähnliche Effekte sind bei Steinkohlekraftwerken zu beobachten, die ihre Einspeisung aufgrund von Marktgegebenheiten oder Marktaustritten reduziert bzw. eingestellt haben.

Momentanreserve

Momentanreserve wird heute durch die am Strommarkt und Regelleistungsmarkt agierenden Kraftwerke systeminhärent miterbracht, ebenso wie Blindleistung und Kurzschlussleistung. Nach dem im Auftrag des BMWi erstellten Gutachten „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)“ wird sich dies in den nächsten Jahren auch nicht ändern: So kann der Bedarf an systemweiter Momentanreserve bis zum Jahr 2025 vollständig aus den am Netz befindlichen Anlagen gedeckt werden. Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer im Verfahren BK6-20-298 am 18.12.20 entschieden, dass es keiner marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber bedarf. Die Entscheidung der Beschlusskammer ist alle drei Jahre zu überprüfen. Die nächste Überprüfung wird hinsichtlich der Entwicklung des Bedarfs an Momentanreserve über die nächsten Jahre hinaus weitere Erkenntnisse liefern.

Aus heutiger Sicht dürfte auch für den Zeitraum nach 2025 aus dem Bedarf an Momentanreserve kein eigener Bestandteil der Mindesterzeugung erwachsen. Zwar wird die Anzahl und Leistung der am Strommarkt und am Regelleistungsmarkt agierenden Kraftwerke aufgrund der gesetzlich verankerten Stilllegungen von

⁴⁸ Angesichts von Verzögerungen bei der Implementierung des Redispatch 2.0 im Markt hat der Branchenverband BDEW eine „Übergangslösung“ veröffentlicht, wonach der gezielte bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber teilweise noch nicht ab dem 01.10.2021, sondern spätestens ab dem 01.06.2022 vollumfänglich erfolgt, <https://www.bdew.de/energie/bdew-uebergangsloesung-zum-gesicherten-einstieg-in-den-redispatch-20-zum-1-oktober-2021/>

Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken abnehmen. Gleichzeitig kann mit steigender zu transportierender Leistung aufgrund genannter Stilllegungen und aufgrund des anhaltenden Ausbaus Erneuerbarer-Energien-Anlagen der Bedarf an Momentanreserve steigen. Allerdings ist damit zu rechnen, dass die umrichter-basierten Erzeugungsanlagen und die umrichter-basierten Netzbetriebsmittel zukünftig deutlich stärker ins Netz integriert werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die dafür notwendigen umrichter-basierten Netzbetriebsmittel im Eigentum der Netzbetreiber von diesen bereitgestellt werden. In Bezug auf die umrichter-basierten Erzeugungsanlagen können die Anschlussbedingungen bei Bedarf entsprechend modifiziert werden.

Obige Ausführungen haben gezeigt, welche Stellschrauben zur Reduktion der konventionellen Mindesterzeugung beitragen können. Zuvorderst reduziert Netzausbau vertikale und horizontale Engpässe und damit nachhaltig den Redispatchbedarf. Des Weiteren können insb. die stärkere Integration von umrichter-basierten Anlagen in die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie die stärkere Integration von umrichter-basierten Netzbetriebsmitteln in die Netzführung zur Reduktion der konventionellen Mindesterzeugung beitragen.

2. Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung des konventionellen Erzeugungssockels

Ein Teil des konventionellen Erzeugungssockels ergibt sich aus der Vorhaltung von gesicherter Leistung zur Bewirtschaftung der Bilanzkreise. Die Besicherung von Bilanzkreisen wird auch in Zukunft erforderlich sein. In diesem Bereich werden jedoch weiter intensiviertere Verbindungen ins europäische Ausland, weiter verbesserte Prognoseinstrumente und Besicherungskonzepte zu einer Verringerung der vorgehaltenen Besicherungsleistung beitragen. So erhöhen Intensivierte Verbindungen ins europäische Ausland die Handelsmöglichkeiten für die Bilanzkreisbewirtschaftung. Dadurch ist der Bilanzkreisverantwortliche nicht mehr so stark auf eigene gesicherte Leistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung angewiesen. Verbesserte Prognoseinstrumente und Besicherungskonzepte bei Nachfrage und Erzeugung ermöglichen eine passgenaue Bilanzkreisbewirtschaftung und vermindern dadurch die Notwendigkeit größere Leistungsscheiben zur Bilanzkreisbesicherung vorzuhalten.

Ein weiterer Teil des konventionellen Erzeugungssockels ergibt sich aus den Anreizen des Eigenverbrauchsprivilegs. Dieses wiederum ist eine direkte Folge der Systematik, mit der gegenwärtig EEG-Umlage und Netzentgelte (inklusive netzentgeltgekoppelte Umlagen) erhoben werden. Die meisten in Eigenverbrauch betriebenen konventionellen Kraftwerke sind (weitgehend) von der EEG-Umlage befreit. Die entnahmebezogenen Entgeltbestandteile bei den Netzentgelten fallen bei Eigenverbrauch nicht an. Dies hat zur Folge, dass sich eine Reaktion auf Strommarktpreise weniger rentiert und damit ein Weiterbetrieb bei negativen Preisen betriebswirtschaftlich sinnvoll sein kann.

Durch die Bezuschussung aus Steuermitteln konnte die EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh begrenzt werden. Dadurch wurde verhindert, dass die Anreize des Eigenverbrauchsprivilegs noch stärker werden. Die EEG-Umlage ist im Jahr 2022 auf 6,0 ct/kWh begrenzt und soll perspektivisch weiter sinken. Durch das Auslaufen der EEG-Förderung von Anlagen, die in der frühen Phase der Energiewende in Betrieb gegangen sind, sinkt zudem voraussichtlich in den kommenden Jahren der aus der Umlage zu finanzierende Betrag, da diese Anlagen wesentlich höher als Neuanlagen vergütet werden.

Die laufende Diskussion über eine Fortentwicklung des Entgelt- und Umlagensystems ist auch vor dem Hintergrund einer möglichst weitreichenden Integration des Verbrauchs in den Strommarkt zu führen. Die Anreize der industriellen Sonderregelungen (z. B. vermiedene Netzentgelte, Bandlastentgelte) sollten abgeschafft oder zumindest so umgestaltet werden, dass sie nicht mehr faktisch zu Anreizen führen, Kraftwerke preisunelastisch zu fahren.

Bezogen auf die in den betrachteten Situationen am Netz befindlichen Kraftwerke sollte also eine weitere Flexibilisierung der Kraftwerke (auch im Hinblick auf ihre Wärmebereitstellung) den konventionellen Erzeugungssockel reduzieren. Eine solche Flexibilisierung bedarf entsprechender ökonomischer Anreize. Negative Preise, insbesondere länger andauernde stark negative Preise, können solche Anreize setzen. Zusätzlich könnte auch die verpflichtende Berücksichtigung der KWK-Anlagen beim Redispatch 2.0 zu einer stärkeren Flexibilisierung beitragen. Die Verpflichtung zur Teilnahme am negativen Redispatch sollte die Anreize der KWK-Anlagenbetreiber verstärken, in elektrische Ersatzwärmeversorgung oder Wärmespeicher zu investieren. Da die Wärmeversorgung dann auch bei einem Abschalten der KWK-Anlage gewährleistet wäre, ist eine flexiblere Betriebsweise der Anlage möglich.

Neben obigen marktlichen und außermärklichen Anreizen, die schon jetzt Einfluss insbesondere auf den konventionellen Erzeugungssockel haben, stehen in naher Zukunft durchaus erhebliche Änderungen im konventionellen Erzeugungsbereich an, die Auswirkungen haben sollten sowohl auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel:

- Die im Atomgesetz (AtG) geregelte Abschaltung der noch am Netz befindlichen Kernkraftwerke sowie
- die im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) geregelte vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerkskapazitäten.

Nach dem Atomgesetz werden bis zum Jahr 2022 alle verbliebenen Kernkraftwerke stillgelegt. Gegenüber heute sind dies Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 8,1 GW.⁴⁹ Gemäß KVVG wurden zudem bereits bis heute knapp 8 GW Kohlekraftwerkskapazität von der Bundesnetzagentur zur Stilllegung in Ausschreibungen bezuschlagt, die bis spätestens 2022 keine Kohle mehr verfeuern dürfen.⁵⁰ Im Jahr 2030 sollen noch 9 GW Braun- und 8 GW Steinkohlekapazitäten am Strommarkt sein.⁵¹ Damit werden in den nächsten Jahren genau die Energieträger vom Netz gehen, die in den Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen den größten Anteil an der gesamten konventionellen preisunelastischen Erzeugungsleistung ausmachen. Ihr gemeinsamer Anteil lag in den in diesem Bericht betrachteten Perioden bei rund Zweidrittel (60 - 66 %)⁵². Es sollte daraus nicht gefolgert werden, dass die preisunelastische Erzeugungsleistung sich in gleichem Maße reduziert, in dem Kern- und Kohlekraftwerkskapazitäten vom Netz gehen. Zum einen speisen in den betrachteten Perioden insbesondere nicht alle Kohlekraftwerksblöcke ein, sondern ein nicht unerheblicher Teil hat seine Einspeisung bereits aus betriebswirtschaftlichen Gründen eingestellt (z. B. aufgrund der signifikant gestiegenen CO₂-Preise). Werden diese Kraftwerke nun stillgelegt, so hat dies keinen 1:1-Effekt auf die Höhe

⁴⁹ Bundesnetzagentur (2021), Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 19.01.21

⁵⁰ www.bundesnetzagentur.de/kohleausstieg, Abruf am 20.07.21

⁵¹ § 2 Abs. 2 Nr. 2 KVVG

⁵² Der Anteil wird vermutlich eher unterschätzt, da die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung nicht energieträgerscharf bekannt ist.

der preisunelastischen Erzeugungsleistung. Diejenigen Kraftwerke, die am Netz waren, liefen (nahezu) auf der unteren Leistungsgrenze, also nur zu einem Anteil an der gesamten Kraftwerkskapazität. Zum anderen kann sich ein gewisser Substitutionseffekt einstellen. In dem Fall können Kraftwerke einspeisen, die in den betrachteten Perioden nicht am Netz waren.

Darum ist das Ausmaß der Reduzierung der preisunelastischen konventionellen Erzeugungsleistung, durch Abschaltung von Kraftwerken, im Voraus nicht bezifferbar. Ebenfalls nicht seriös quantifizierbar ist, wie sich die Anzahl der Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen in den nächsten Jahren entwickeln wird. Zwei gegenläufig wirkende wesentliche Effekte dürften diese Entwicklung maßgeblich beeinflussen. Die oben beschriebene Verknappung an konventioneller (unflexibler) Erzeugungskapazität sollte reduzierend auf die Anzahl an Stunden mit negativen Preisen wirken. Gleichzeitig dürfte die Ausweitung der fluktuierenden EE-Erzeugung einen steigernden Effekt auf die Anzahl an Stunden mit negativen Preisen haben.

Quantifizieren lässt sich der Effekt der Stilllegung der Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel zum jetzigen Zeitpunkt nicht. Dass die Stilllegungen einen (senkenden) Einfluss insbesondere auf den konventionellen Erzeugungssockel haben werden, haben die ersten Marktaustritte von Kohlekraftwerken in den vergangenen Jahren gezeigt. Dass der konventionelle Erzeugungssockel auch in Zukunft absinken wird, ist angesichts der aufgezeigten Entwicklungen in den nächsten Jahren wahrscheinlich.

Anhang

Ergebnisse der Analyse des 01.01.2019

Preisunelastische Erzeugungsleistung

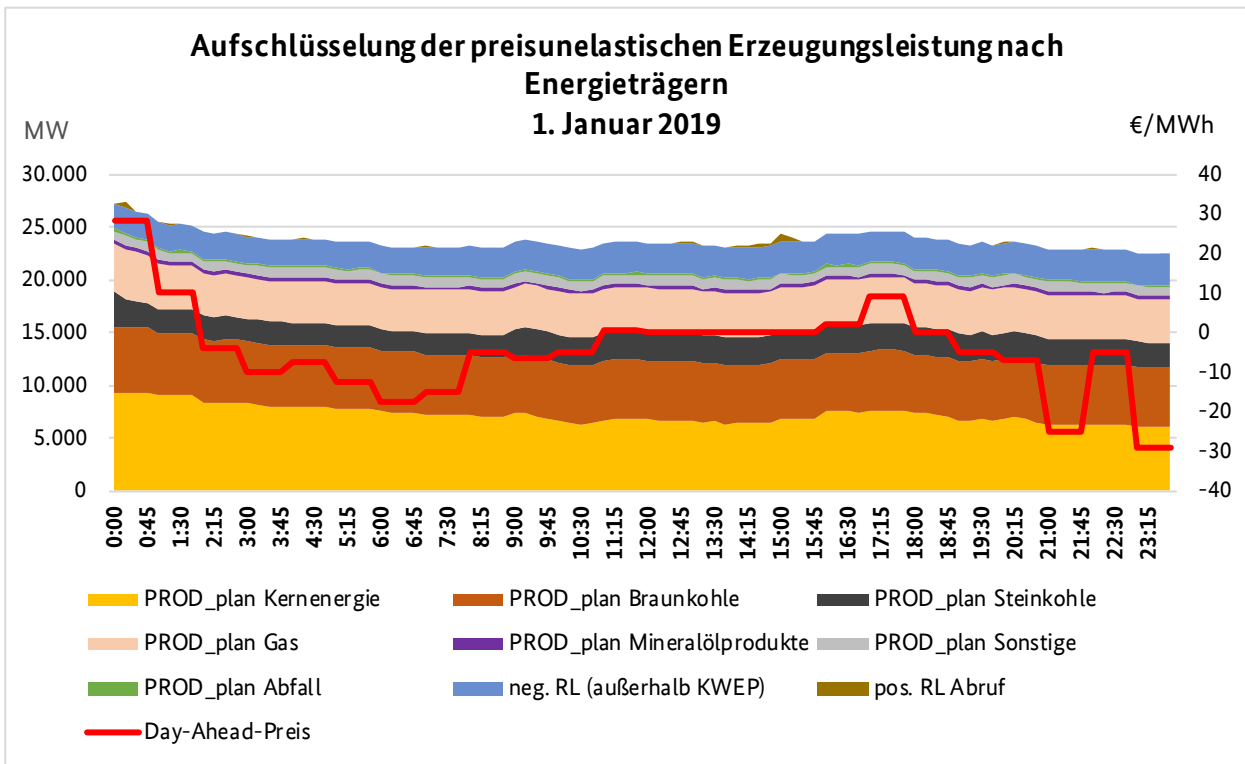


Abbildung 24: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 01.01.2019

Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

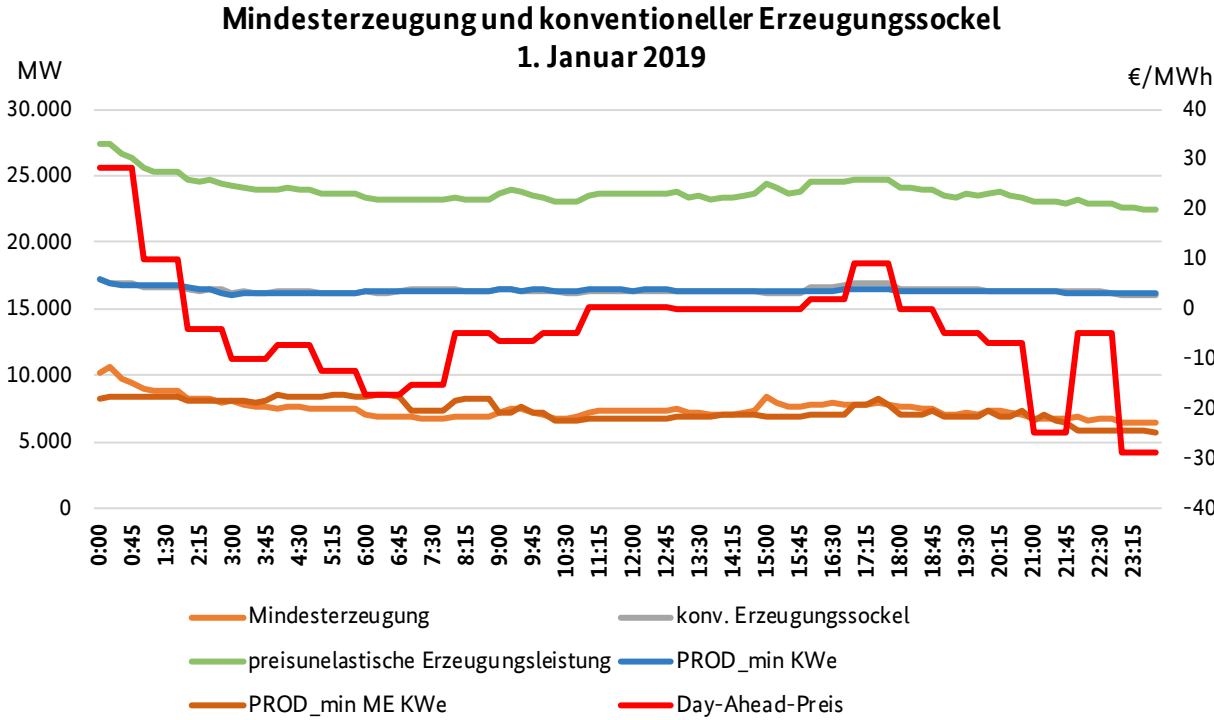


Abbildung 25: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 01.01.2019

Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise

Erster maßgeblicher Grund (Hauptgrund 1) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 01.01.2019



Abbildung 26: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.2019

Zweiter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 2) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 01.01.2019

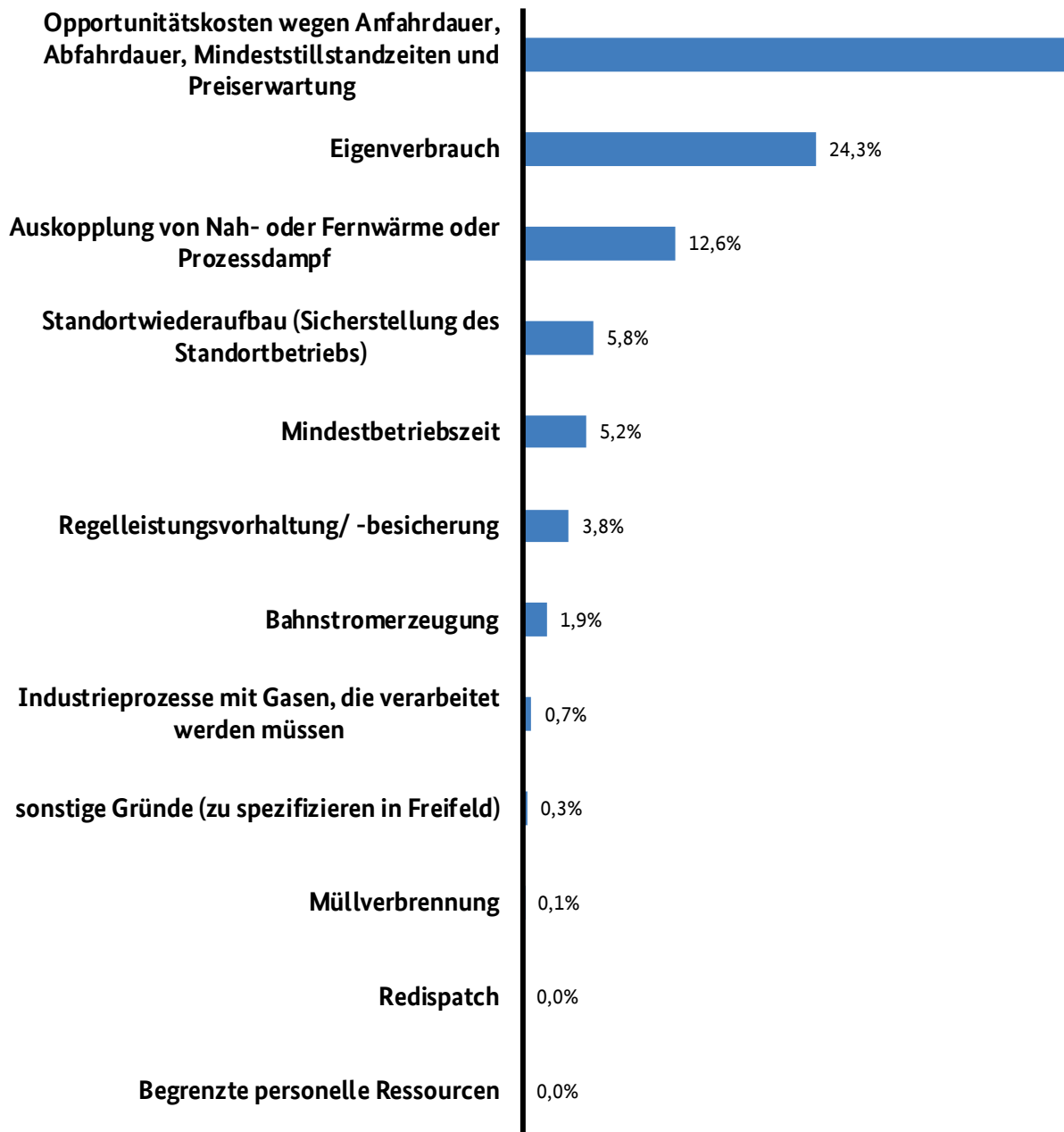


Abbildung 27: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.2019

Dritter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 3) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 01.01.2019

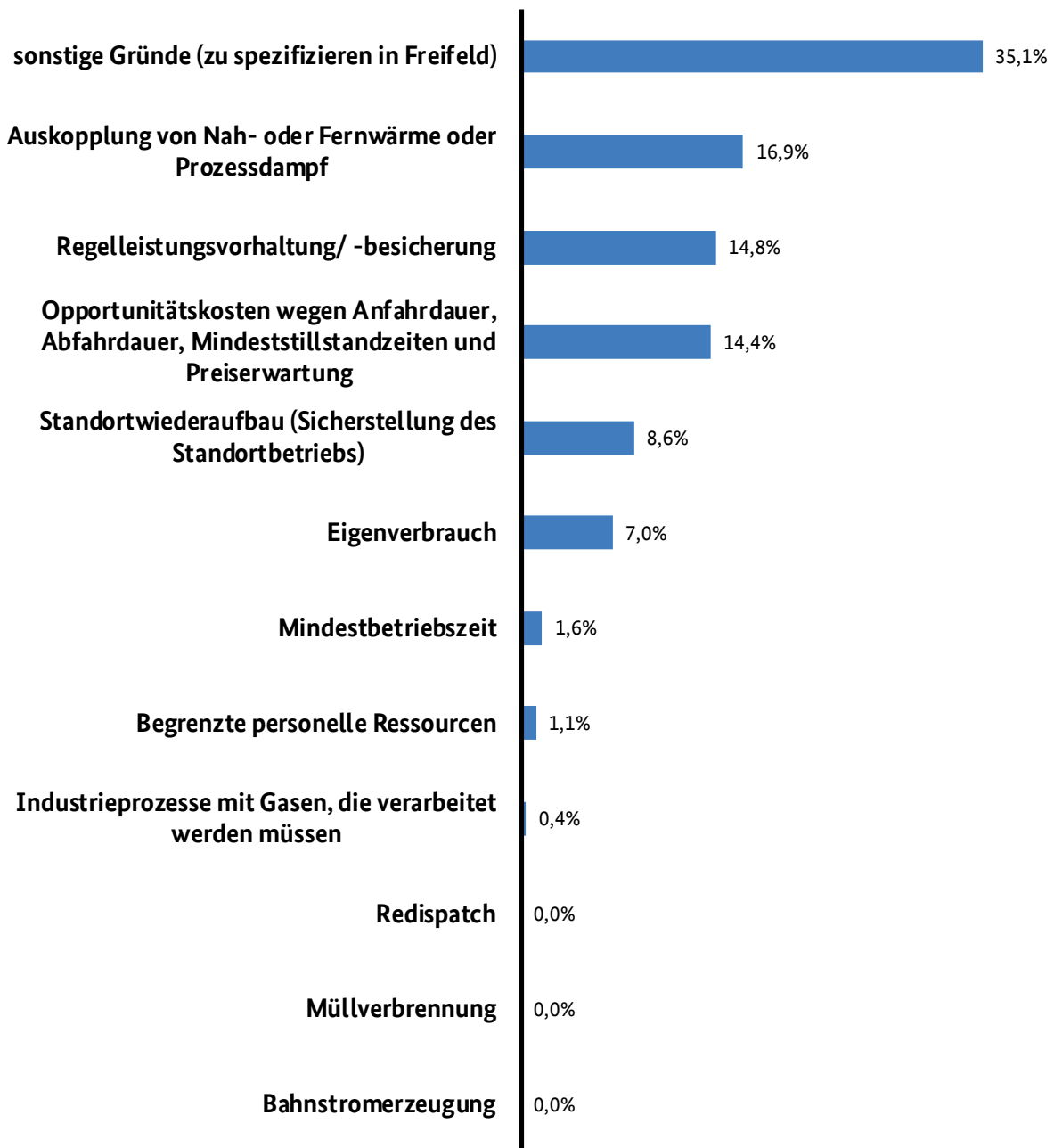


Abbildung 28: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.2019

Netzanalyse der Übertragungsnetzbetreiber

Der Betrachtungszeitraum 01.01.2019 beschreibt einen Feiertag, an dem die vertikale Netzlast, abhängig von der Region in den Regelzonen, auf einem sehr geringen Niveau zwischen -15 GW und 15 GW lag. Gleichzeitig lag in Deutschland aufgrund der eintreffenden Windflanke, eine hohe Off- und Onshore Windeinspeisung vor. In Summe lag für On- und Offshore eine Windeinspeisung zwischen 28 GW und 42 GW vor. Dies ist deutlich über der normalen Windeinspeisung. Die am 01.01.2019 eingespeiste Solarenergie in allen Regelzonen war mit 10 GWh deutlich unter dem Tagesdurchschnitt des gesamten Monats Januar 2019 mit 24

GWh. Diese vorherrschende Erzeugungs- und Lastsituation begünstigt hohe Stromflüsse aus dem Norden in Richtung Süden und spiegelt sich in den Engpässen wider.

Die folgende von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Abbildung veranschaulicht die Netzsituation am 01.01.2019 um 22:30 Uhr.

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

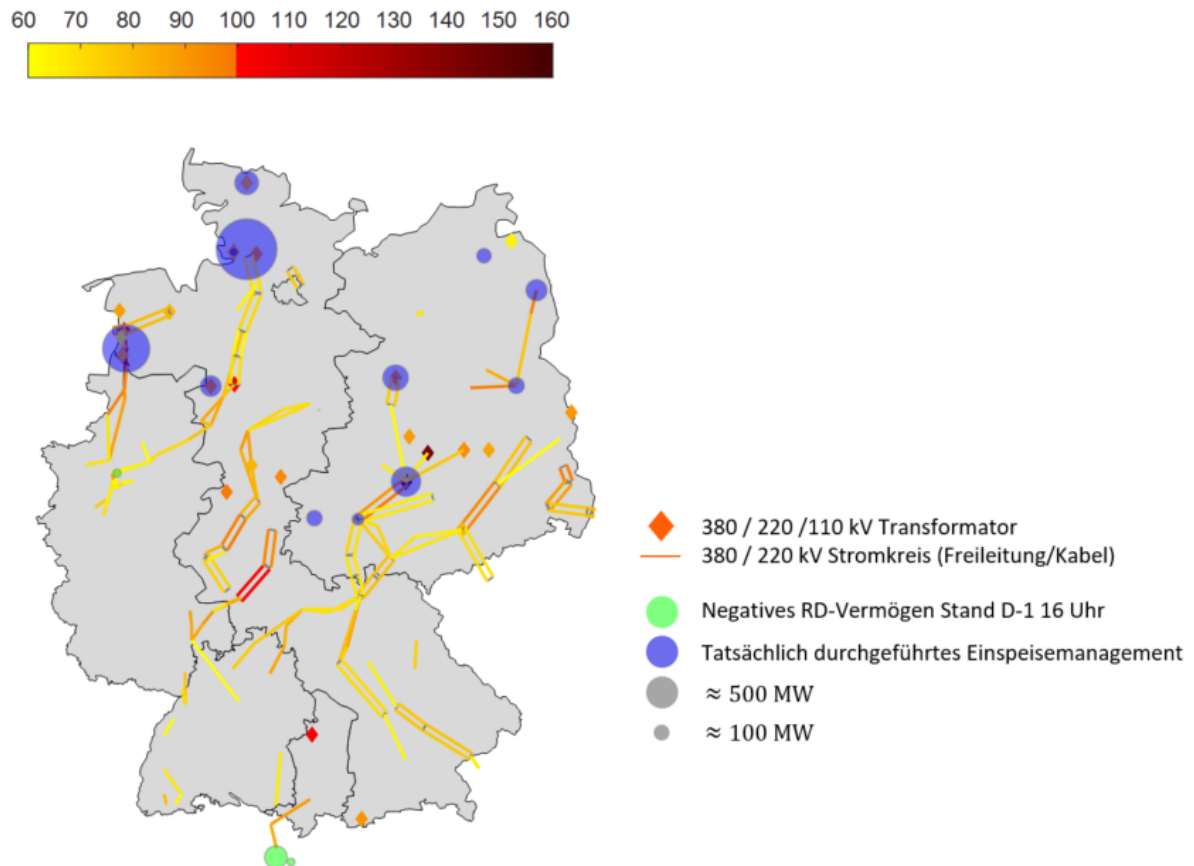


Abbildung 29: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 01.01.2019, 22:30 Uhr

Netzsituation in der TenneT-Regelzone

Am 01.01.2019 lag deutschlandweit eine niedrige Solarerzeugung vor, jedoch nahezu durchgängig eine hohe Wind-Einspeisung. Diese fiel zusammen mit einer Feiertagsbedingten geringen Last in Deutschland. Insbesondere in der Regelzone von TenneT wurde zudem am 01.01.2019 der Jahrestiefstwert der vertikalen Netzlast von ca. -6 GW für das Jahr 2019 erreicht. Daraus ergaben sich in der TenneT-Regelzone hohe Lastflüsse von Nord nach Süd, was sich in den Auslastungsgraden entsprechender Netzelemente im Übertragungsnetz widerspiegelte.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Tages hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden EinsMan-Maßnahmen angefordert,

insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetrafo zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das engpassrelevante Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Im Übrigen erfolgt bei vertikalen Engpässen nur eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB. Deren Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorrangs dabei obliegt dem VNB.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TenneT-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TenneT-Netz angefordert. Im Nachfolgenden wird genauer auf die einzelnen Engpässe sowie auf die angewandten Maßnahmen zu deren Behebung eingegangen. Dabei wird jeweils auch eventuell vorhandenes konventionelles Redispatchpotential untersucht.

Analyse der Engpasssituation bei TenneT

Engpass: 380-kV-Stromkreis Dipperz - Großkrotzenburg 2

Am 01.01.2019 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf, für dessen Entlastung konventionelles Redispatchvermögen, ein Kraftwerkspool von 50 Hertz, sowie Countertrade-Maßnahmen mit Dänemark herangezogen wurden. Da damit der Engpass nicht vollständig entlastet werden konnte, war zusätzlich eine EinsMan-Maßnahme mit einem maximalen Umfang von 500 MW nötig, die von 50 Hertz durchgeführt wurde.

Über den gesamten Tag hinweg wurden Countertrade-Maßnahmen mit Dänemark durchgeführt mit einem Maximum von 960 MW.

Für eine Entlastung des Engpasses wurde ein Kraftwerk unter Berücksichtigung von An- und Abfahrtrampen herangezogen, das sich nördlich des Engpasses befindet und an diesem Tag negatives Redispatchvermögen gemeldet hat.

Abweichungen zwischen gemeldetem und abgerufenem Redispatchvermögen lassen sich durch An- und Abfahrtrampen erklären, die gesamte Redispatcharbeit ist in beiden Fällen etwa gleich.

Ein weiteres Kraftwerk meldete ein negatives Redispatchvermögen. Die Wirksamkeit auf den Engpass sowie das gemeldete negative Redispatchvermögen von maximal 58,5 MW war dabei jedoch zu gering, als dass es zur Entlastung des Engpasses herangezogen werden könnte.

Die weiteren potentiell wirksamen Kraftwerke waren an diesem Tag außer Betrieb oder stellten im Zeitraum verschiedene Systemdienstleistungen (Besicherungsleistung und/oder Vorhaltung für Regelleistung zur Verfügung und konnten nicht für negativen Redispatch herangezogen werden.

Für eine genauere Analyse des abgerufenen Kraftwerkspools von 50 Hertz sei auf 50 Hertz verwiesen.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL

Zur Entlastung des Engpasses 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL wurden Countertrade-Maßnahmen sowie eine EinsMan-Maßnahme durchgeführt. Konventionelles Absenkpotehtial lag im betrachteten Zeitraum nicht vor, da die Kraftwerke, die für eine Entlastung des Engpasses in Frage

kommen, kein negatives Redispatchvermögen zur Verfügung stellten. Die in Frage kommenden Kraftwerke standen alle still bzw. waren außer Betrieb und konnten somit nicht weiter abgesenkt werden.

Das vorhandene Potential durch Countertrade wurde genutzt. Zur weiteren Entlastung des Engpasses waren EinsMan-Maßnahmen mit einem Maximalwert von 1.092 MW nötig.

Engpass: Voslapp Transformator 212

Am Voslapp Transformator 212 lag im Zeitraum eine hohe Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz vor. Das einzig zur Entlastung des Netzelements in Frage kommende Kraftwerk stand im Zeitraum still und konnte daher nicht weiter abgesenkt werden. Aus diesem Grund wurde eine EinsMan-Maßnahme mit maximaler Leistungsänderung von 60 MW durchgeführt.

380-kV-Stromkreis Grohnde – Vörden – Bergshausen 1

Zur Entlastung des 380-kV-Stromkreis Grohnde – Vörden – Bergshausen 1 wurden im Zeitraum EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Alle Kraftwerke, die für eine Entlastung des Engpasses mittels konventionellem Absenkpotehtial in Frage kamen standen still, waren außer Betrieb, stellten kein oder konnten kein negatives Redispatchvermögen zur Verfügung stellen. Weiteres Absenkpotehtial durch Countertrade-Maßnahmen stand nicht zur Verfügung. Deswegen wurde eine EinsMan-Maßnahme mit maximaler Leistungsänderung von 1.704 MW durchgeführt.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Emden/Borssum – Conneforde schwarz

Aufgrund einer hohen Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz lag am 220-kV-Stromkreis Emden/Borssum – Conneforde schwarz ein Engpass vor. Konventionelles Absenkpotehtial lag nicht vor, da das einzige dafür in Frage kommende Kraftwerk im Zeitraum stillstand. Deswegen wurde eine EinsMan-Maßnahme mit maximaler Leistungsänderung von 100 MW durchgeführt.

Netzsituation in der 50Hertz-Regelzone

Am 01.01 2019 stieg durch die hohe Windeinspeisung in der Regelzone die Auslastung der 380/220/110 kV Transformatoren durch Rückspeisungen aus dem unterlagerten Netz. In mehreren Umspannwerken traten vertikale Engpässe auf. Um einen (n-1) sicheren Betrieb zu gewährleisten sind EinsMan-Maßnahmen durchgeführt worden. In der Summe lag die eingesenkte Leistung im Maximum bei rund 1.000 MW (14:30 Uhr). Zusätzlich trat ein horizontaler Engpass auf, welcher durch EinsMan-Maßnahmen beseitigt werden konnte. Am Vortag war im 4ÜNB Planungsprozess ein geringer Einsatz von Redispatch in der 50Hertz Regelzone berechnet worden, welches sich bestätigte. Untertägig wurde im Rahmen der Amtshilfe für TenneT die Einspeiseleistung von einem Kraftwerkspool innerhalb der 50Hertz-Regelzone im Maximum insgesamt um 455 MW eingesenkt. Zusätzlich wurden zur Unterstützung auch EinsMan-Maßnahmen angewiesen.

Transformator Engpässe

In den Umspannwerken Stendal West, Siedenbrünzow, Pasewalk, Güstrow, Lauchstädt und Neuenhagen traten vertikale Netzengpässe auf. EinsMan stand als einzige Option zur Entlastung zur Verfügung und wurde dementsprechend auch eingesetzt.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Neuenhagen-Bertikow L303

Zur Entlastung des 220-kV-Stromkreises Neuenhagen-Bertikow L303 wurde EinsMan am UW Bertikow mit einer maximalen Leistungsänderung von 30 MW eingesetzt. Es gab kein konventionelles Kraftwerk nördlich der Leitung L303, welches hier wirksam den Befund lindern konnte.

Amtshilfe TenneT

Zur Unterstützung der Engpassbeseitigung auf dem Stromkreis Dipperz - Großkrotzenburg 2 wurde das negative Redispatchvermögen zweier Kraftwerke eingesetzt. Zwei Blöcke alternativer Kraftwerke hätten physikalisch gesehen hier ebenfalls wirken können. Bei Untersuchung der KWEP-Daten wurde deutlich, dass die Blöcke entweder nicht in Betrieb waren oder eine Einsenkung nicht möglich war. Der eine Block hat entsprechend der gemeldeten Mindestleistung eingespeist und konnte nicht heruntergefahren werden, da der Block für die Besicherung von Regelleistung ausgewiesen war. Für den anderen Block wurde kein negatives RDV gemeldet. Das Kraftwerk wurde für den Abruf von Regelleistung bereitgehalten. Zur Umsetzung der Amtshilfe wurde ein weiteres Kraftwerk angefragt und eingesenkt. Zusätzlich sind EinsMan-Maßnahmen in der Höhe von 479 MW in Vieselbach, Lauchstädt und Eisenach durchgeführt worden.

Netzsituation in der Amprion-Regelzone

Für den 01.01.2019 waren in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) die markanten (n-1)-Befunde. Zusätzlich wiesen die beiden von Hanekenfähr weiter nach Süden führenden Stromkreise „Gronau West“ und „Münsterland“ geringere (n-1)-Befunde auf. Des Weiteren zeigt sich ein Engpass auf den Stromkreisen „Senne Süd 1“ und „Senne Nord 2“.

Die im Netzbetrieb aufgetretenen Befunde auf den Emsland-Stromkreisen wurden über den gesamten Tag mit bis zu 1.092 MW EinsMan-Maßnahmen behoben.

Am 01.01.2019 traten keine Engpässe außer der von TenneT behandelten Engpässe auf den Emsland-Stromkreisen und in direkter Nähe zu diesen Stromkreisen in der Regelzone der Amprion auf.

Netzsituation in der TransnetBW-Regelzone

Am 01.01.2019 traten keine Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Insgesamt wurden 21,7 GWh positiver Redispatch auf Anforderung der TenneT und 4,6 GWh positiver Redispatch am Vortag im Rahmen der deutschen Betriebsplanungsprozesse mit einer Leistung von bis zu 1.460 MW durch TransnetBW angewiesen.

Ergebnisse der Analyse des 22.-23.04.2019

Preisunelastische Erzeugungsleistung

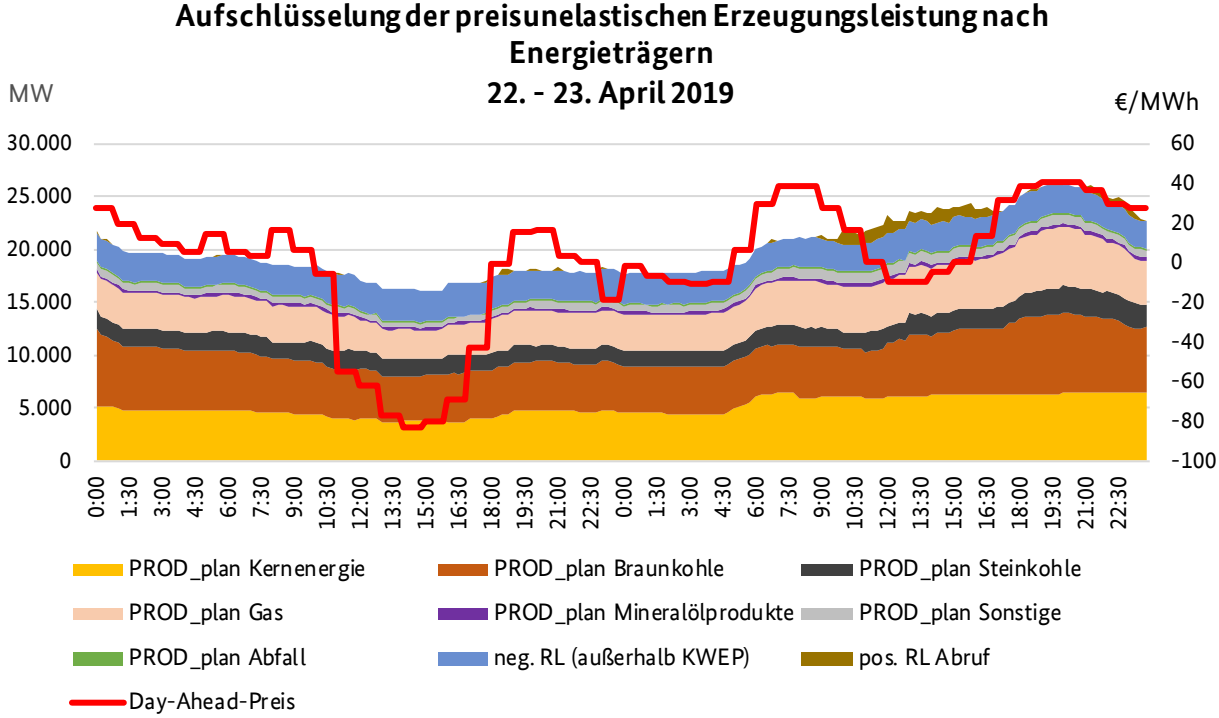


Abbildung 30: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 22.-23.04.2019

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

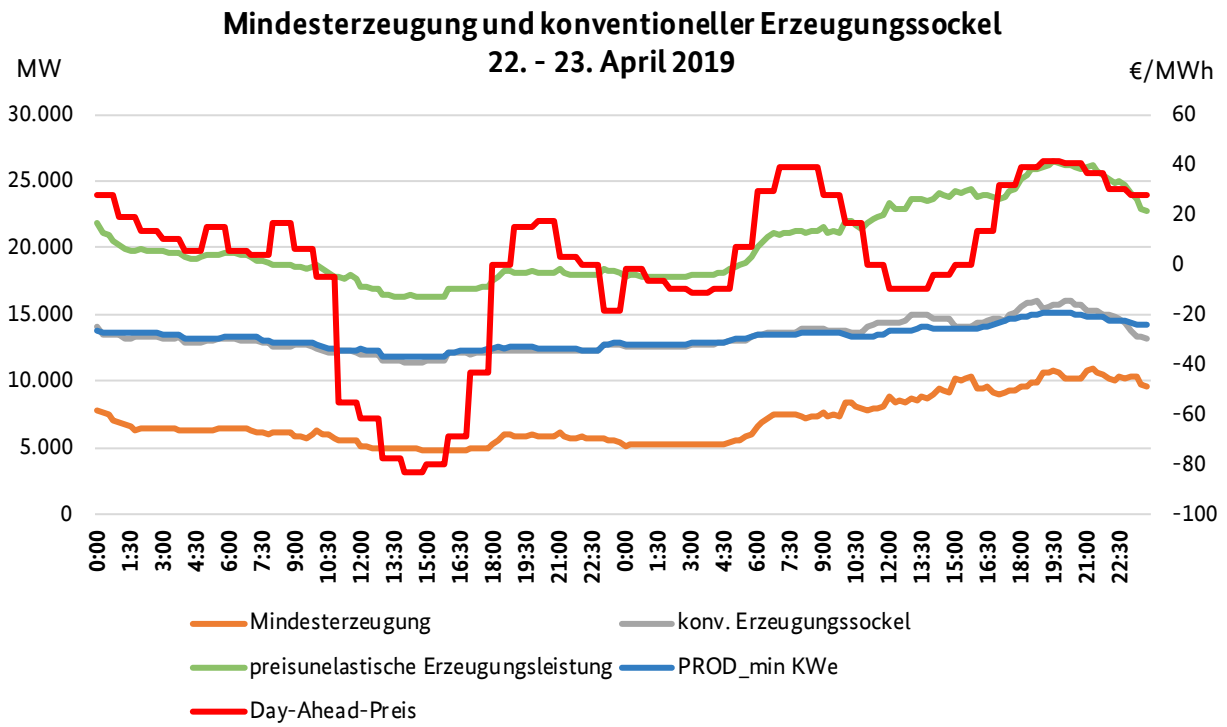


Abbildung 31: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 22.-23.04.2019

Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise

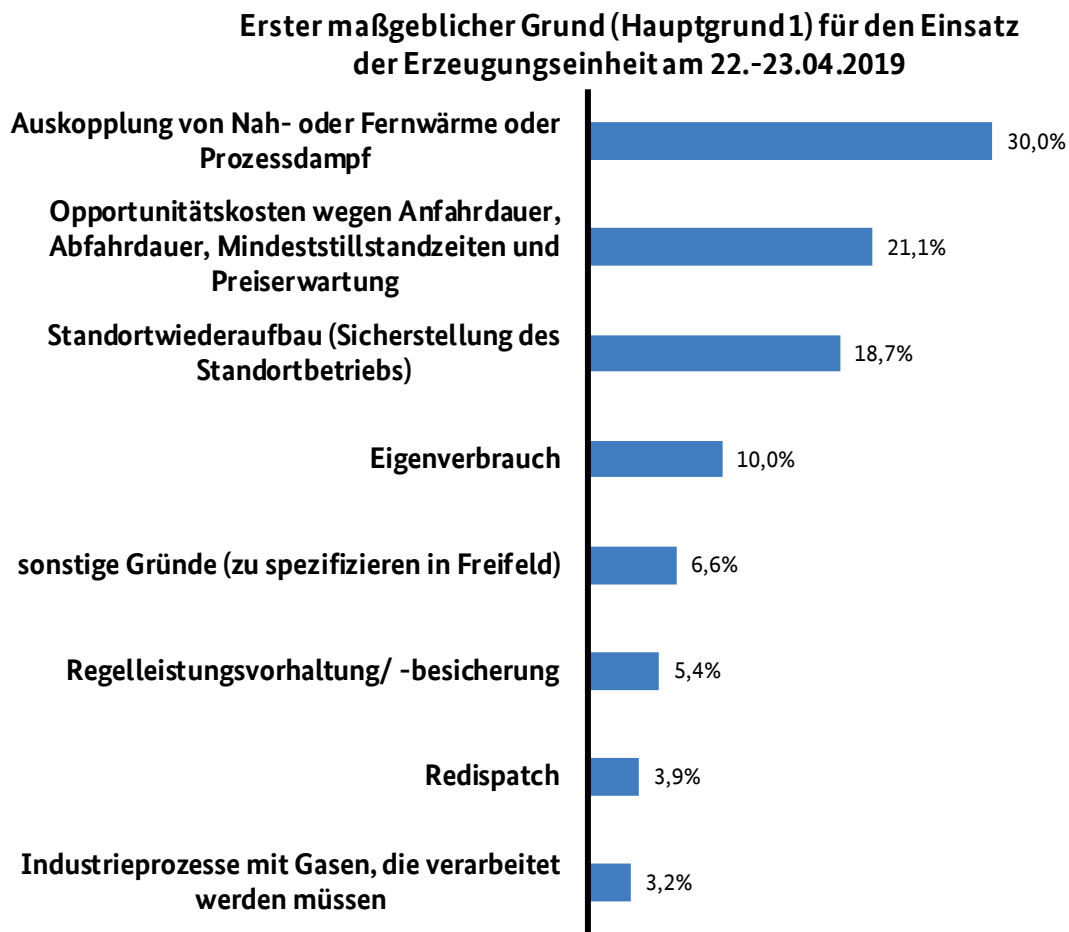


Abbildung 32: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 22.-23.04.2019

Zweiter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 2) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 22.-23.04.2019

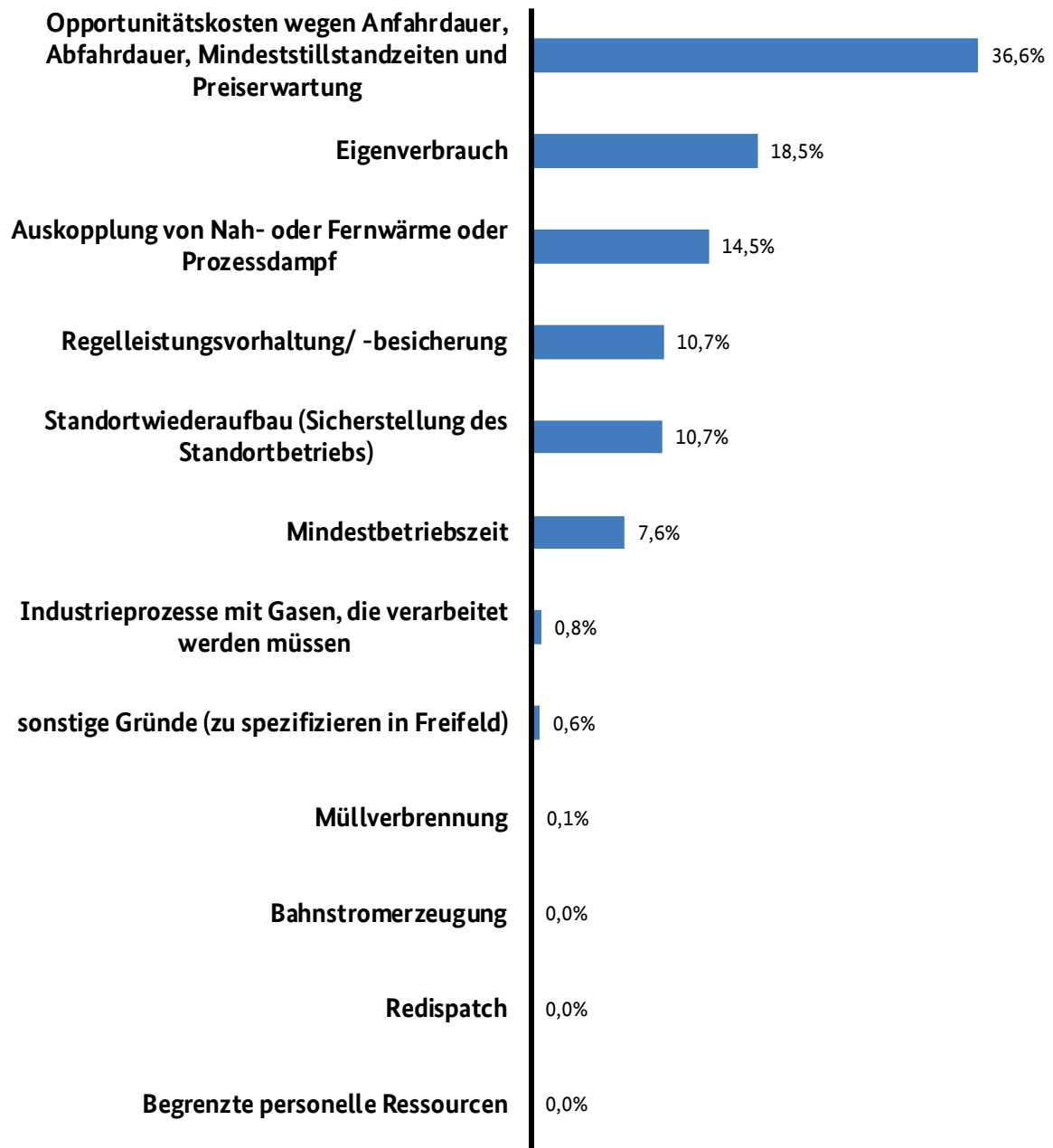


Abbildung 33: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 22.-23.04.2019

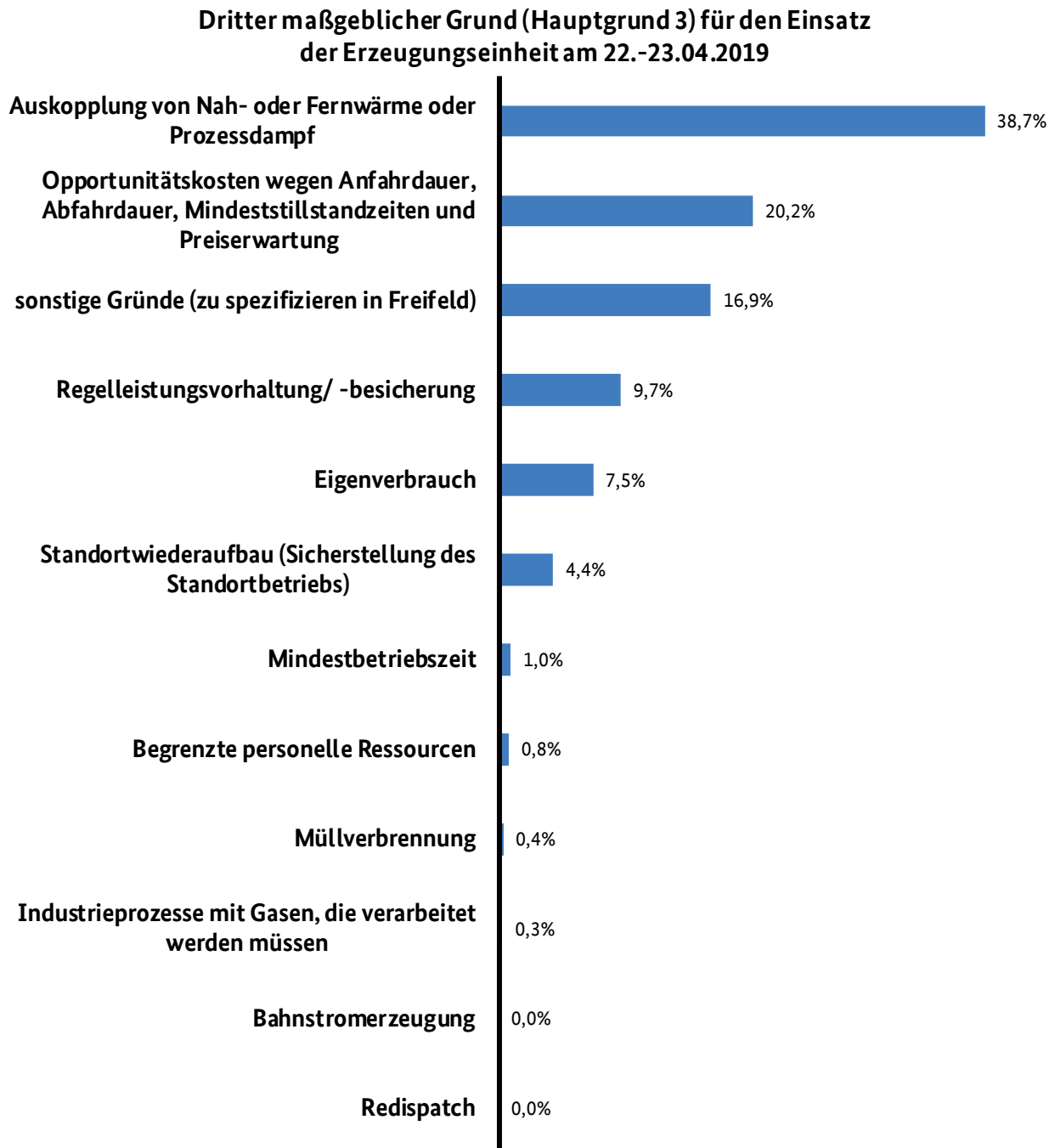


Abbildung 34: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 22.-23.04.2019

Netzanalyse

Der 22. April 2019 war Ostermontag und somit ein Feiertag. Die vertikale Netzlast lag je nach Region an den Tagen 22. und 23. April 2019 zwischen -15 GW und 20 GW. Am 22. April 2019 ab etwa 10 Uhr stieg die Windeinspeisung in allen Regelzonen von etwa 11 auf 33 GW an und blieb fast den ganzen 23. April auf diesem hohen Niveau. Hinzu kommt eine relativ hohe Solareinspeisung von maximal 30 bzw. 27 GW in Süddeutschland an beiden Tagen zur Mittagszeit. Die vorherrschende Erzeugungs- und Lastsituation begünstigt hohe Stromflüsse aus dem Norden in Richtung Süden und spiegelt sich in den Engpässen wider.

Die folgenden von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Abbildungen veranschaulichen die Netzsituationen am 22.04.2019 um 13:30 Uhr und 23.04.2019 um 02:30 Uhr.

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

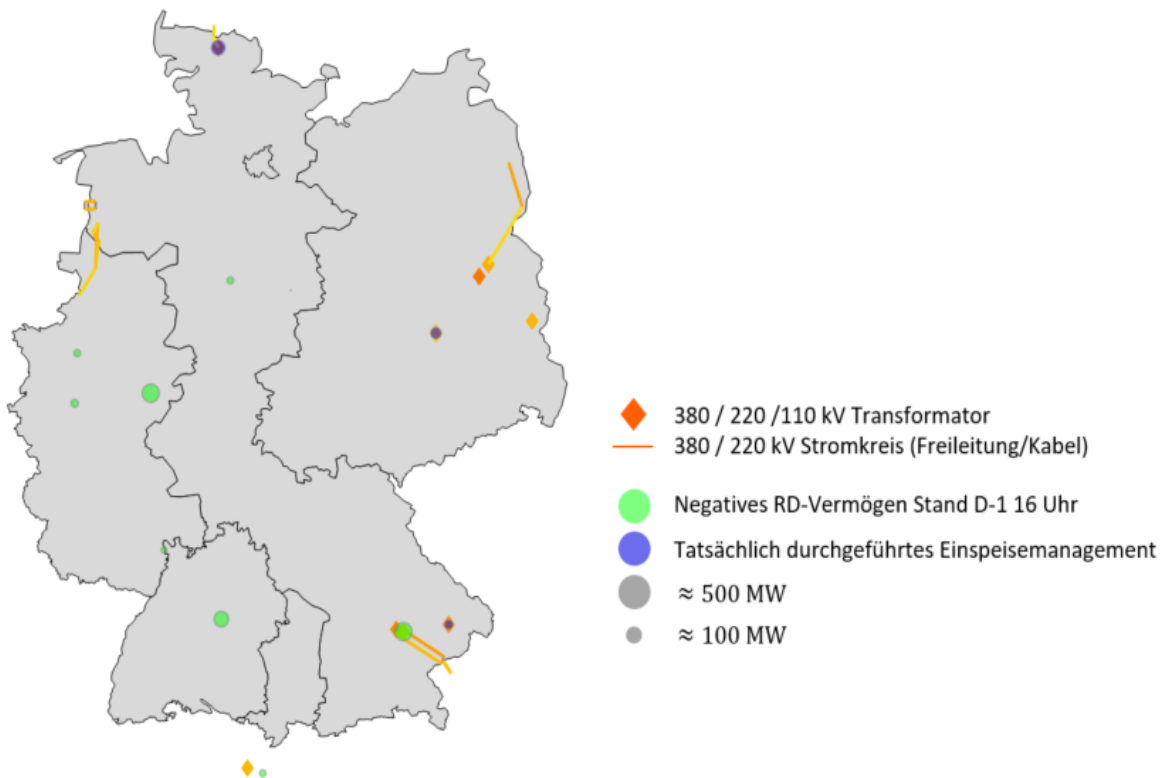
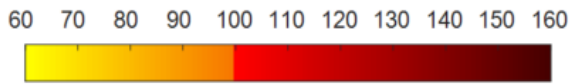


Abbildung 35: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 22.04.2019, 13:30 Uhr

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

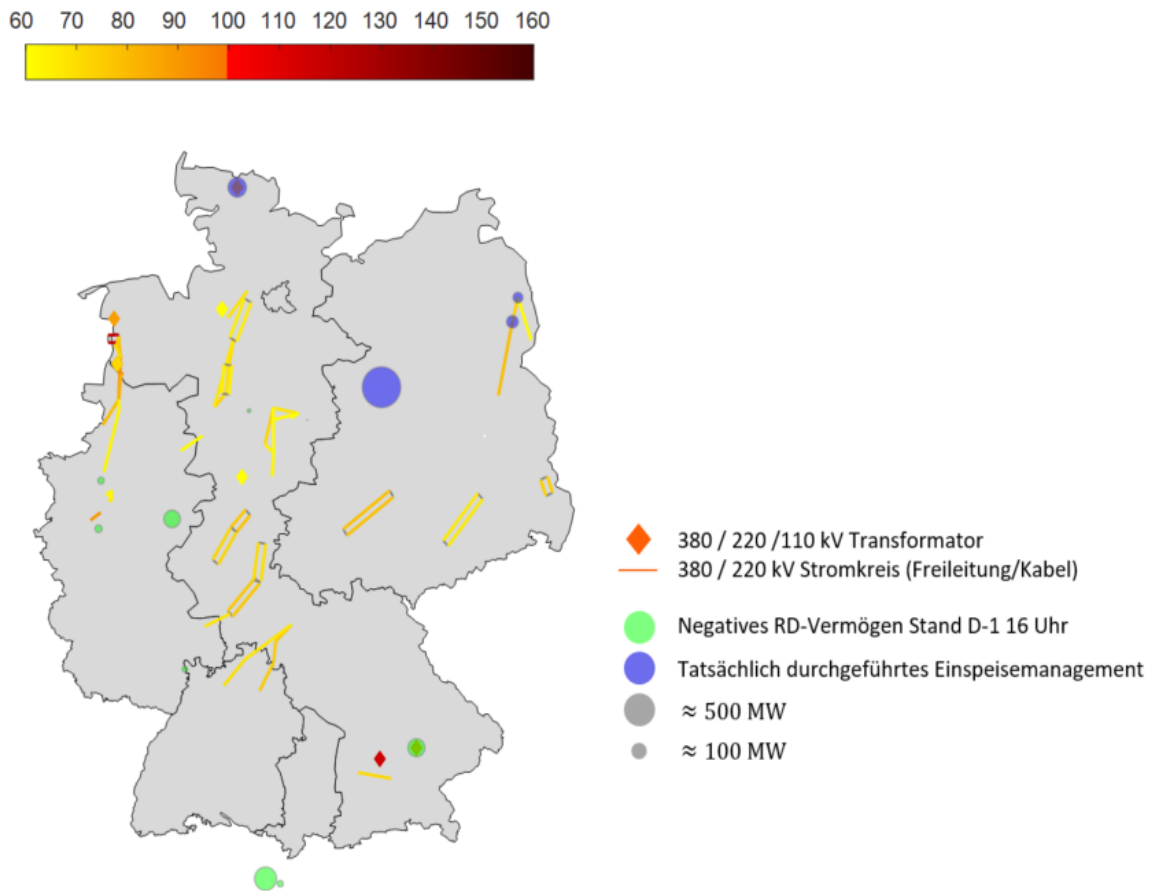


Abbildung 36: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 23.04.2019, 02:30 Uhr

Netzsituation in der TenneT-Regelzone

Die hohe Wind- und Solareinspeisung in Deutschland spiegelt sich insbesondere in der TenneT-Regelzone wider. Davon sind insbesondere Netzelemente am Übergang zu Nachbarregelzonen betroffen.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Tages hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden EinsMan-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetrafo zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Im Übrigen erfolgt bei vertikalen Engpässen nur eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB. Deren Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorrangs dabei obliegt dem VNB.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TTG-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TTG-Netz angefordert. Im Nachfolgenden wird genauer auf die einzelnen Engpässe sowie auf die angewandten Maßnahmen zu deren

Behebung eingegangen. Dabei wird jeweils auch eventuell vorhandenes konventionelles Redispatchpotential untersucht.

Analyse der Engpassituation bei TenneT

Engpass: 380-kV-Stromkreis Dipperz – Großkrotzenburg 1

Am 23.04.2019 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf, für dessen Entlastung Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt wurden. Außerdem waren zusätzlich EinsMan-Maßnahmen mit einem Umfang von bis zu 2 GW nötig, die von 50 Hertz durchgeführt wurden. Dies lag daran, dass im Zeitraum das Absenkpotehtial durch Countertrade-Maßnahmen mit Dänemark ausgeschöpft war und kein weiteres konventionelles Absenkpotehtial vorhanden war. Von drei zur Entlastung des Engpasses in Frage kommenden konventionellen Kraftwerke lag zum Zeitpunkt des Engpasses negatives Redispatchpotential vor.

Recherchen zeigen nach Aussage von TenneT, dass ein Kraftwerk für Redispatch herangezogen wurde und dass der operative Betrieb das maximal mögliche neg. Redispatchpotential zum klärungszeitpunkt abgerufen hat.

Das vom einem weiteren Kraftwerk gemeldete negative Redispatchvermögen liegt außerhalb des Zeitraums, in dem die EinsMan-Maßnahme durchgeführt wurde, sodass es nicht zur Entlastung herangezogen werden konnte.

Weiter hat TenneT die 50Hertz ersucht um weiteres verfügbares negatives Redispatchvermögen abzurufen. Dabei wurde der 50Hertz-Kraftwerkspool genutzt um den Engpass zu entlasten.

Alle weiteren in Frage kommenden Kraftwerke standen im Zeitraum still oder nicht zur Verfügung (d.h. $P_{\max} = 0$, die Kraftwerke waren damit nicht beanspruchbar) oder meldeten kein freies negatives Redispatchvermögen.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Hamburg/N/50Hertz – Hamburg/O/50Hertz 961

Am 23.04.2019 wurden zur Entlastung eines Engpasses am betroffenen Netzelement Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Da dies nicht ausreichend war, waren zusätzlich EinsMan-Maßnahmen nötig.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Dollern – Wilster rot

Am 23.04.2019 trat am betrachteten Netzelement ein Engpass auf, der durch EinsMan-Maßnahmen entlastet wurde. Das verfügbare Absenkpotehtial durch Countertrade-Maßnahmen mit Dänemark wurde abgerufen. Ein Kraftwerk würde auf den Engpass entlastend wirken, welches auch negatives Redispatchvermögen für den in Frage kommenden Zeitraum meldet. Dieses Kraftwerk wurde bereits vollständig für die Entlastung des Engpasses 380-kV-Stromkreis Dipperz – Großkrotzenburg 1 herangezogen, diese Maßnahme wirkt ebenfalls auf den Engpass Dollern-Wilster.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Hanekenfähr/Amprion – Meppen/Amprion Meppen

Am 23.04.2019 wurden zur Entlastung eines Engpasses am betrachteten Netzelement EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Kraftwerke auf der Seite TenneTs, die ein konventionelles Absenkpotehtial zur Verfügung stellen könnten, standen im Zeitraum still bzw. waren außer Betrieb.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Diele – Dörpen/W gelb

Am 23.04.2019 trat ein Engpass am betrachteten Netzelement auf, für dessen Entlastung eine EinsMan-Maßnahme durchgeführt wurde. Dabei war kein konventionelles Absenkpotehtial vorhanden, da die in Frage kommenden Kraftwerke bereits stillstanden bzw. außer Betrieb waren. Die EinsMan-Maßnahme wurde für einen Zeitraum von 1,5 Stunden mit einer Maximalabsenkung von 400 MW durchgeführt.

Engpass: Voslapp Transformator 212

Am Voslapp Transformator 212 lag am 22. und 23.04.2019 eine hohe Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz vor. Ein Kraftwerk, welches als einziges zur Entlastung des Netzelements in Frage käme, stand im Zeitraum still und konnte nicht weiter abgesenkt werden. Aus diesem Grund wurden an beiden Tagen EinsMan-Maßnahmen mit maximaler Leistungsänderung von 90 MW durchgeführt.

Besonderheiten

Die KWEP-Daten wiesen analog zu den Vorkommnissen des letzten Mindestenergieberichts ähnliche Auffälligkeiten auf.

Netzsituation in der 50Hertz-Regelzone

Der Ostermontag (22.04.2019) war sehr ruhig in der 50Hertz Regelzone. Die Peaks der PV- und Windeinspeisung traten zeitlich versetzt auf. Es kam daher nur zu wenigen (n-1) Befunden. Diese bestanden sowohl aus vertikalen Engpässen an den Transformatoren, als auch horizontalen Engpässen. Es wurden keine Redispatch-Maßnahmen für Kraftwerke in der Regelzone von 50Hertz durchgeführt. Am 23.04.2019 sind über den ganzen Tag verteilt an mehreren Umspannwerken vertikale Netzengpässe aufgetreten. Die höchste Belastung trat zur Mittagszeit auf, da hier gleichzeitig die Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen ihr Maximum erreichte. Zusätzlich kam es zu horizontalen Engpässen in der eigenen und auch benachbarten Regelzone. Es wurden Redispatch-Maßnahmen mit einem Maximum von 430 MW um 15:00-16:00 Uhr angewiesen.

Analyse der Engpasssituation bei 50Hertz**Transformator Engpässe**

Am 22.04.2019 traten vertikale Netzengpässe an den Transformatoren in den Umspannwerken Stendal West, Pasewalk, Lauchstädt und Jessen Nord auf und konnten durch EinsMan-Maßnahmen in der Höhe von 668 MW beseitigt werden. Der Großteil der eingesenkten Leistung entfiel auf das Umspannwerk Stendal West. Am Folgetag (23.04.2019) war ein Großteil der Regelzone aufgrund der hohen Einspeisung aus dem Verteilnetz von vertikalen Netzengpässen betroffen. Zur Linderung wurden EinsMan-Maßnahmen in der Höhe von rund 3.500 MW aus Anlagen in unterlagerten Netzen angewiesen.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Neuenhagen-Bertikow L303

An beiden Tagen gab es einen horizontalen Engpass auf der L303. Da hier kein konventionelles Kraftwerk in der Nähe für Redispatch zur Verfügung stand, wurde die Leitung mit EinsMan-Maßnahmen am UW Bertikow entlastet. Am 22.04.2019 bestand die Maßnahme aus einer Absenkung um 60 MW für ca. 1,5 Stunden. Am 23.04.2019 wurde zur Entlastung der Leitung für 92 Viertelstunden EinsMan-durchgeführt mit einer maximalen Leistungseinsenkung von 170 MW.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Hamburg Nord-Hamburg Ost L961

Zur Beseitigung des (n-1) Befunds auf dem Netzelement L961 im Raum Hamburg wurde durch TenneT im Rahmen der Amtshilfe EinsMan durchgeführt, siehe Ausführung TenneT.

Amtshilfe TenneT

Zur Unterstützung bei der Engpassbeseitigung auf dem 380-kV-Stromkreis Dipperz – Großkrotzenburg 1 wurden mehrere Kraftwerksblöcke eingesenkt. Ebenfalls wirksame Blöcke waren zeitweise zur Besicherung von Regelleistung eingeplant gewesen und haben daher kein bzw. wenig negatives RDV gemeldet.

Netzsituation in der Amprion-Regelzone

Für den 22.04.2019 sind in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) stark ausgelastet. Im Netzbetrieb zeigten sich allerdings keine (n-1)-Befunde, so dass keine EinsMan-Maßnahmen erforderlich waren.

Für den 23.04.2019 waren in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) die markanten (n-1)-Befunde. Zusätzlich zeigten weitere Stromkreise an der Grenze Amprion - TTG (n-1)-Befunde auf. Diese waren „Senne Süd 1“ und weiter südlich „Untermain Nord 2“.

In diesem Zusammenhang wurde zur Behebung dieser Engpässe in den Vorschau-Prozessen ab 13:45 Uhr positiver Redispatch mit einer Gesamtleistung von maximal 533 MW mit Gegenpart bei TTG bestellt. Zusätzliche im Netzbetrieb auftretende Befunde auf den Emsland-Stromkreisen wurden ab 08:45 mit bis zu 800 MW EinsMan-Maßnahmen behoben.

Des Weiteren zeigten sich im Netzbetrieb unerwartet hohe Lastflüsse auf den Stromkreisen „Persebeck“ zwischen Witten und Kruckel sowie „Westfalen West“ zwischen Mengede, Kusenhorst und Hüllen. Zur Behebung dieser Engpässe wurde zwischen 12:00 und 22:00 Uhr bis zu 400 MW Cross-Border-Redispatch zwischen TTG und Amprion für Amprion durchgeführt. Die Hochfahrleistung bei Amprion teilt sich auf die zwei Kraftwerksblöcke auf.

Netzsituation in der TransnetBW-Regelzone

Am 22.04.2019 traten keine strombedingten Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Aufgrund der niedrigen Regelzonenlast und der hohen PV-Einspeisung waren jedoch 2,67 GWh spannungsbedingter Redispatch im mittleren Neckarraum notwendig, um das Spannungsniveau innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzwerte zu halten.

Am 23.04.2019 traten keine Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Insgesamt wurden 1,7 GWh positiver Redispatch auf Anforderung der Amprion, 0,8 GWh positiver Redispatch auf Anforderung der TenneT und 2,0 GWh am Vortag im Rahmen der deutschen Betriebsplanungsprozesse mit einer Leistung von bis zu 1,05 GW durch TransnetBW angewiesen.

Ergebnisse der Analyse des 08.06.2019

Preisunelastische Erzeugungsleistung

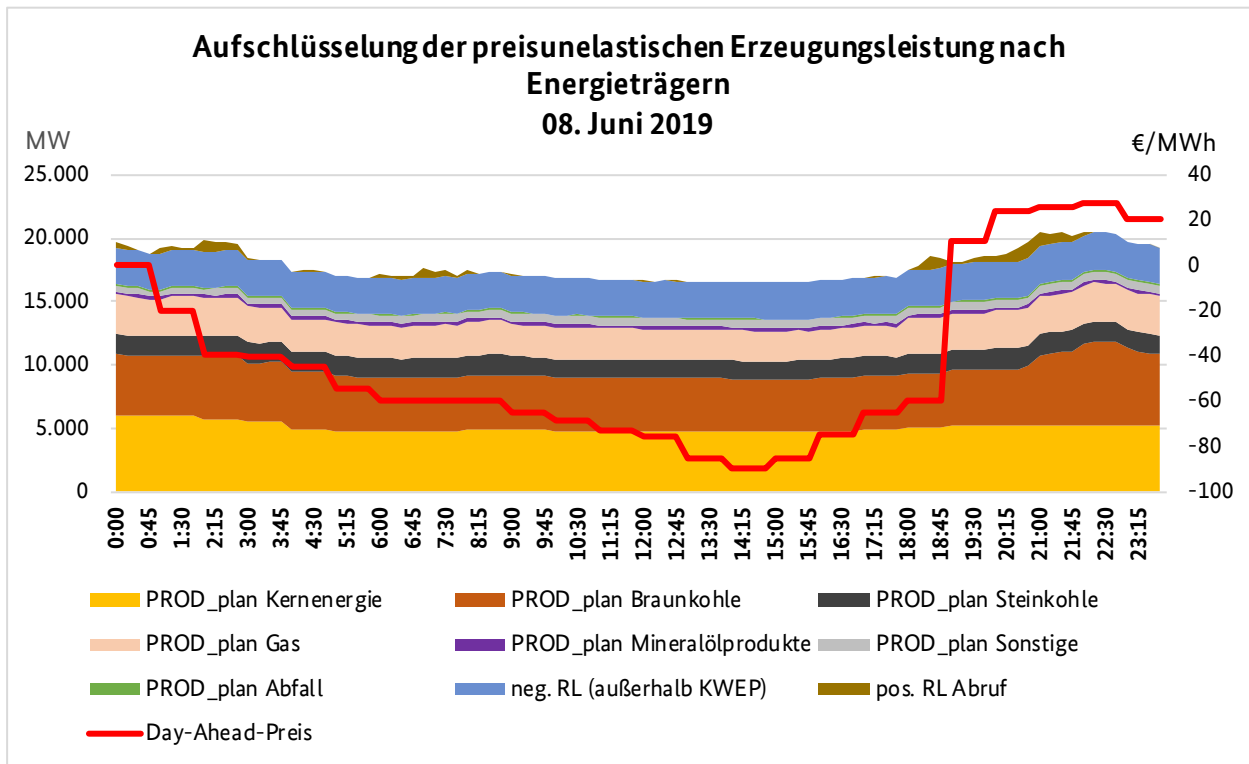


Abbildung 37: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 08.06.2019

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

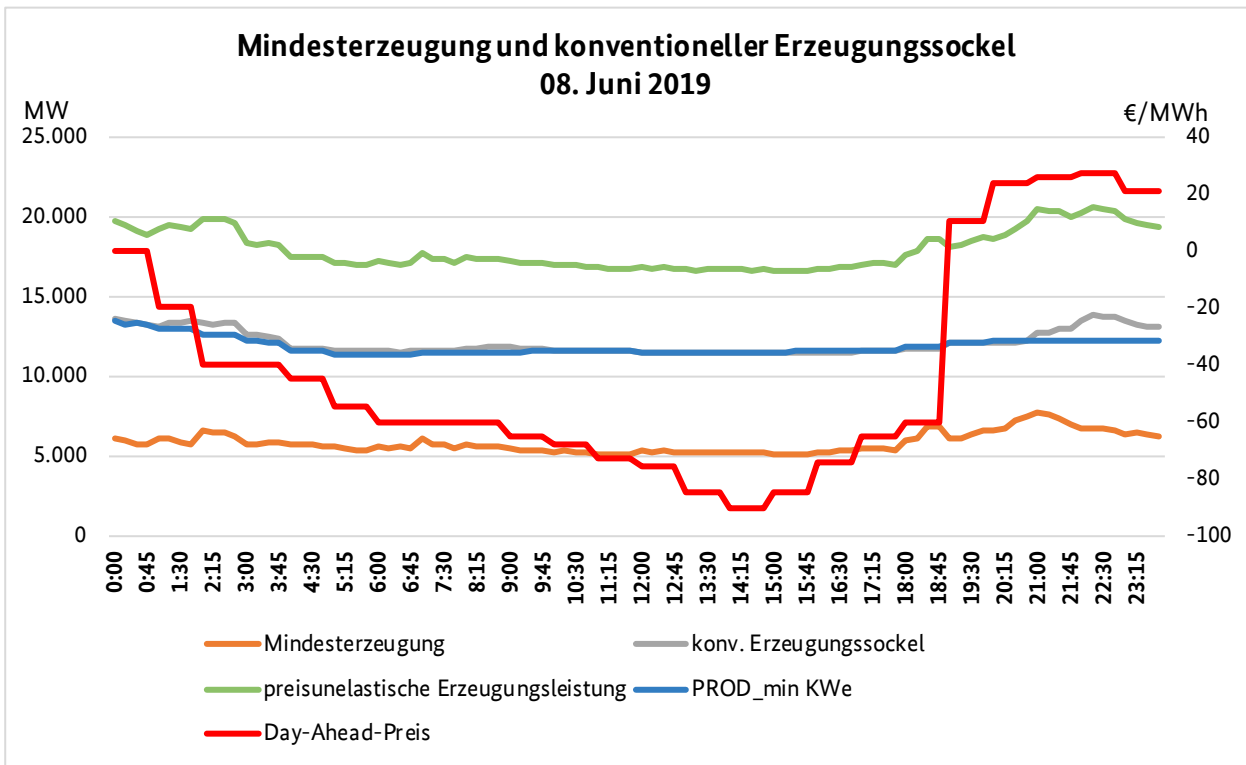


Abbildung 38: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 08.06.2019

Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise



Abbildung 39: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 08.06.2019

Zweiter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 2) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 08.06.2019

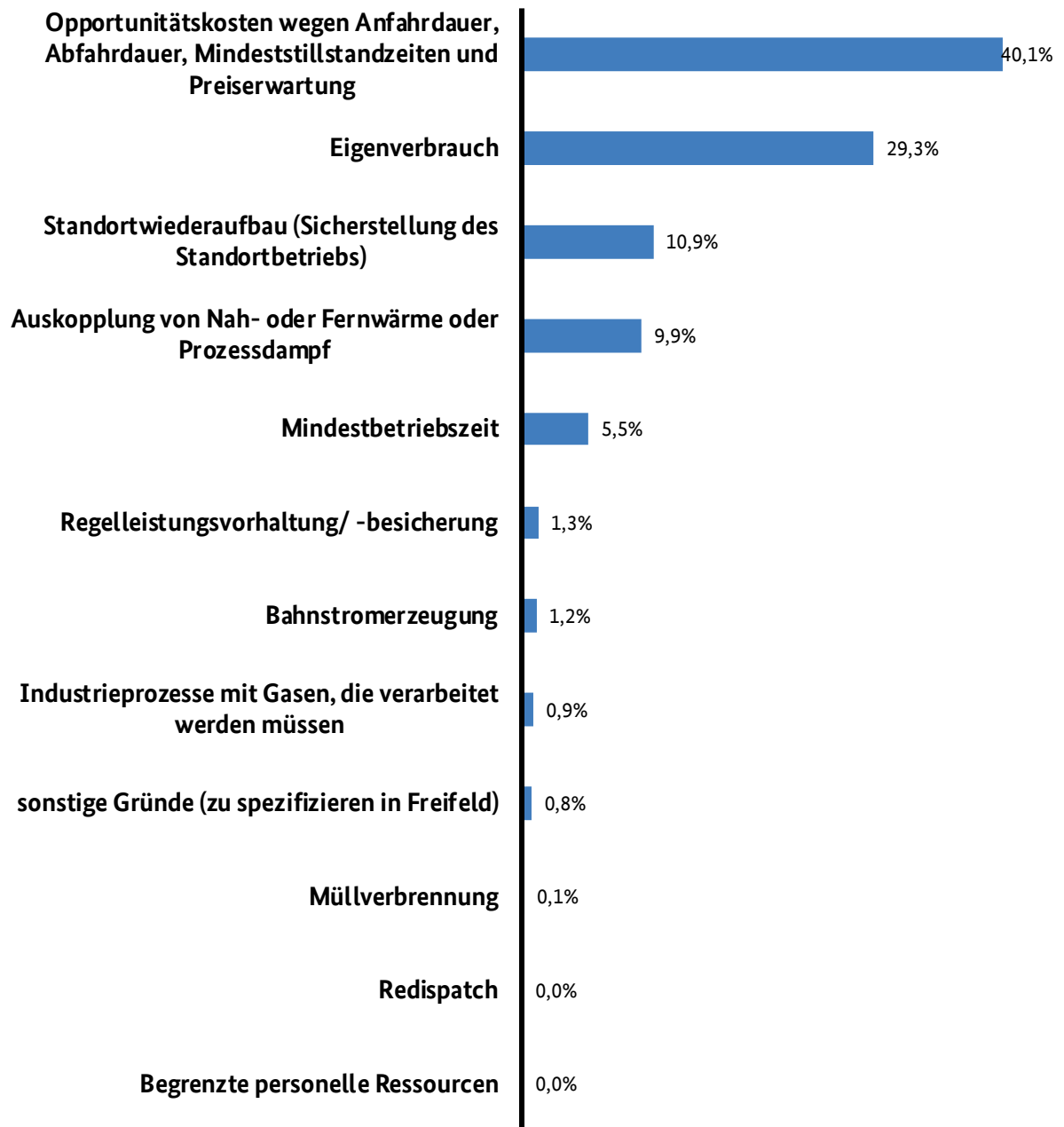


Abbildung 40: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 08.06.2019

Dritter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 3) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 08.06.2019

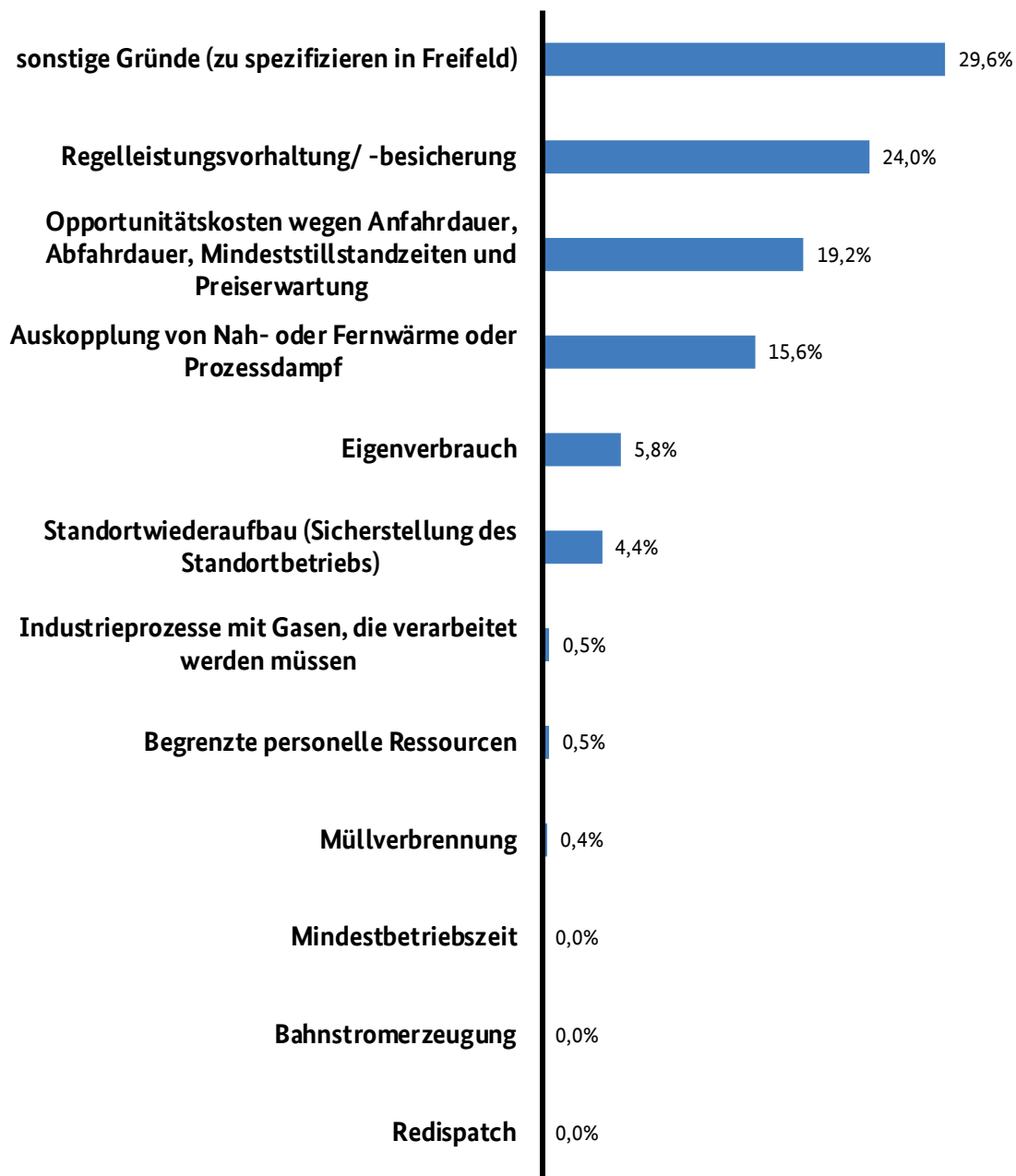


Abbildung 41: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 08.06.2019

Netzanalyse

Der 08. Juni 2019 war der Samstag des Pfingstwochenendes. Die Netzlast lag je nach Region zwischen -15 und 22 GW. Die Windeinspeisung in allen Regelzonen lag zwischen 18 und 33 GW mit einem ausgeprägten Maximum zur Mittagszeit. Hinzu kam eine Solareinspeisung von maximal 23 GW ebenfalls zur Mittagszeit.

Die folgenden von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Abbildungen veranschaulichen die Netzsituationen am 08.06.2019 um 13:30 Uhr.

Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

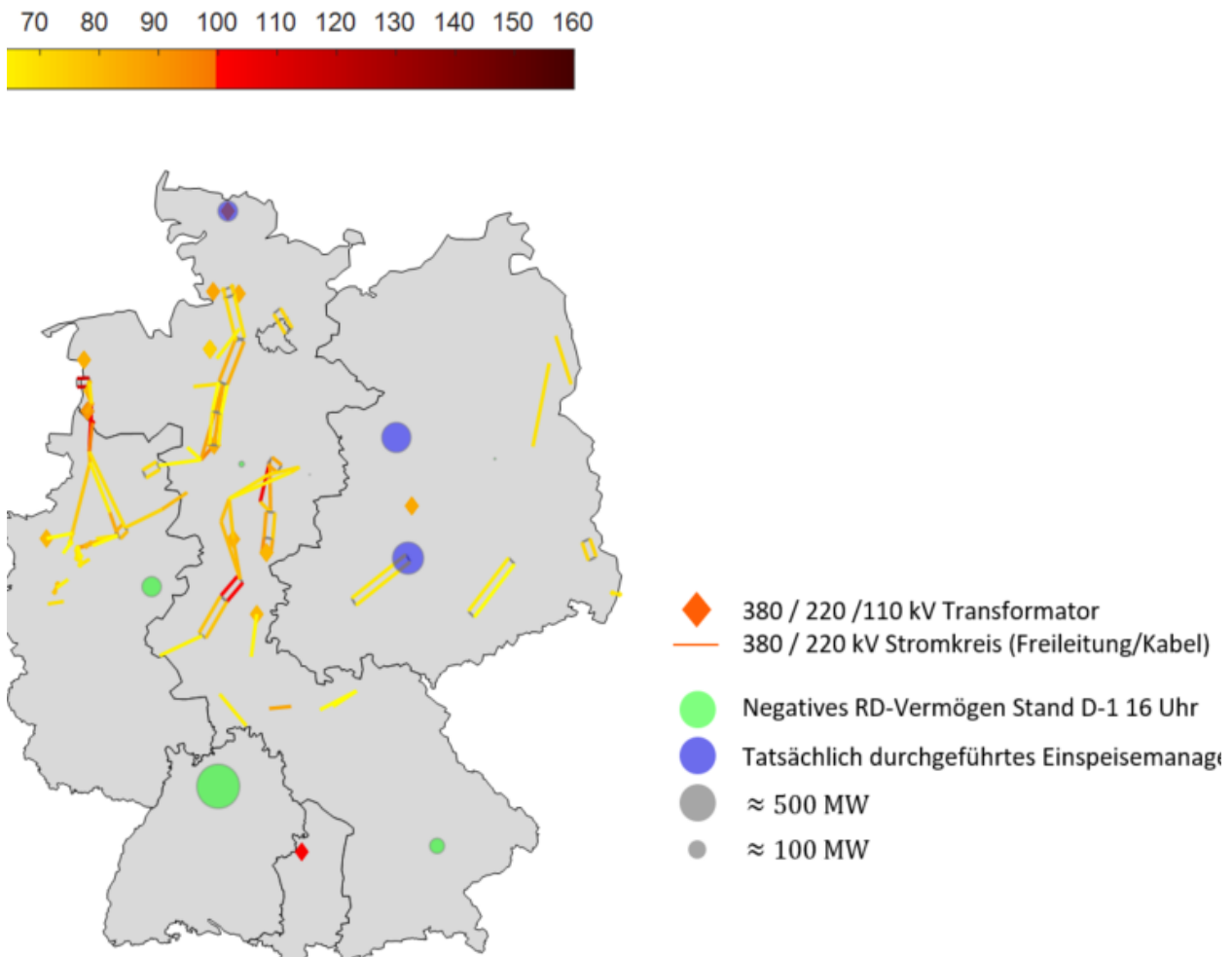


Abbildung 42: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 08.06.2019, 13:30 Uhr

Netzsituation in der TenneT-Regelzone

Die hohe Wind- und Solareinspeisung in Deutschland spiegelte sich insbesondere in der TenneT-Regelzone wider. Dies machte sich insbesondere am Auslastungsgrad der Transformatoren im Norden Deutschlands, die von Windeinspeisung betroffen sind, bemerkbar.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Tages Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden EinsMan-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetrafo zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Im Übrigen erfolgte bei vertikalen Engpässen nur eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB. Deren Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorrangs dabei obliegt dem VNB.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TTG-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TTG-Netz angefordert. Im Nachfolgenden wird genauer auf einen einzelnen Engpass sowie die dafür angewandte Maßnahme zu dessen

Behebung eingegangen. Dabei wird auch eventuell vorhandenes konventionelles Redispatchpotential untersucht.

Analyse der Engpasssituationen in der TenneT-Regelzone

Engpass: Voslapp Transformator 212

Am Voslapp Transformator 212 lag im betroffenen Zeitraum eine hohe Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz vor. Das als einziges zur Entlastung des Netzelements in Frage gekommene Kraftwerk stand im Zeitraum still und konnte nicht weiter abgesenkt werden. Deswegen wurde eine EinsMan-Maßnahme zur Entlastung des Engpasses durchgeführt mit einer Maximalabsenkung von 70 MW über einem Zeitraum von 17 Stunden. Netzsituation in der 50Hertz-Regelzone

Am 06.08.2019 traten über den Mittag leichte vertikale Netzengpässe auf. Durch die Einspeisung im Raum Bertikow kam es zu einem horizontalen Netzengpass auf der L303. Zur Beseitigung der Probleme wurden EinsMan-Maßnahmen eingesetzt. Im Norden kam es zu Spannungsproblemen. Hier wurde spannungsbedingter Redispatch mit dem einzig wirksamen Kraftwerk durchgeführt.

Analyse der Engpasssituationen in der 50Hertz-Regelzone

Transformator Engpässe

Am betrachteten Tag waren in den Umspannwerken Güstrow, Neuenhagen, Pasewalk, Stendal West und Lauchstädt (n-1) Befunde an den Transformatoren aufgetreten. Zur Beseitigung dieser wurde im Maximum 684 MW für 14:45-15:00 Windeinspeisung eingesenkt.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Neuenhagen-Bertikow L303

Zur Beseitigung des horizontalen Engpasses auf der Leitung L303 wurde am UW Bertikow EinsMan in der Höhe von maximal 80 MW eingesetzt. Das einzige wirksame Kraftwerk nördlich des Engpasses hatte am 08.06.2019 für den gesamten Tag ein RDV- von 0 gemeldet.

Spannungsprobleme

Zur Beseitigung von Spannungsproblemen im nördlichen Raum der Regelzone, hervorgerufen durch einen unternatürlichen Betrieb der Freileitungen durch geringe Auslastung, wurde ein Kraftwerk für spannungsbedingten Redispatch angewiesen. Das Kraftwerk wurde den gesamten Tag angewiesen 260 MW einzuspeisen und dabei induktive Blindleistung, zur Senkung der Spannung auf ein sicheres Betriebsniveau, bereitzustellen.

Netzsituation in der Amprion-Regelzone

In dem betrachteten Zeitraum waren in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) die markanten (n-1)-Befunde. Im Netzbetrieb zeigten sich allerdings keine (n-1)-Befunde, so dass keine EinsMan-Maßnahmen für die Emsland-Stromkreise erforderlich waren.

Netzsituation in der TransnetBW-Regelzone

Am 08.06.2019 traten keine strombedingten Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Aufgrund der niedrigen Regelzonenlast und der hohen PV-Einspeisung waren jedoch 8,47 GWh spannungsbedingter

Redispatch im mittleren Neckarraum und an der oberen Rheinschiene notwendig, um das Spannungsniveau innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzwerte zu halten.

Ergebnisse der Analyse des 16.-17.02.2020

Preisunelastische Erzeugungsleistung

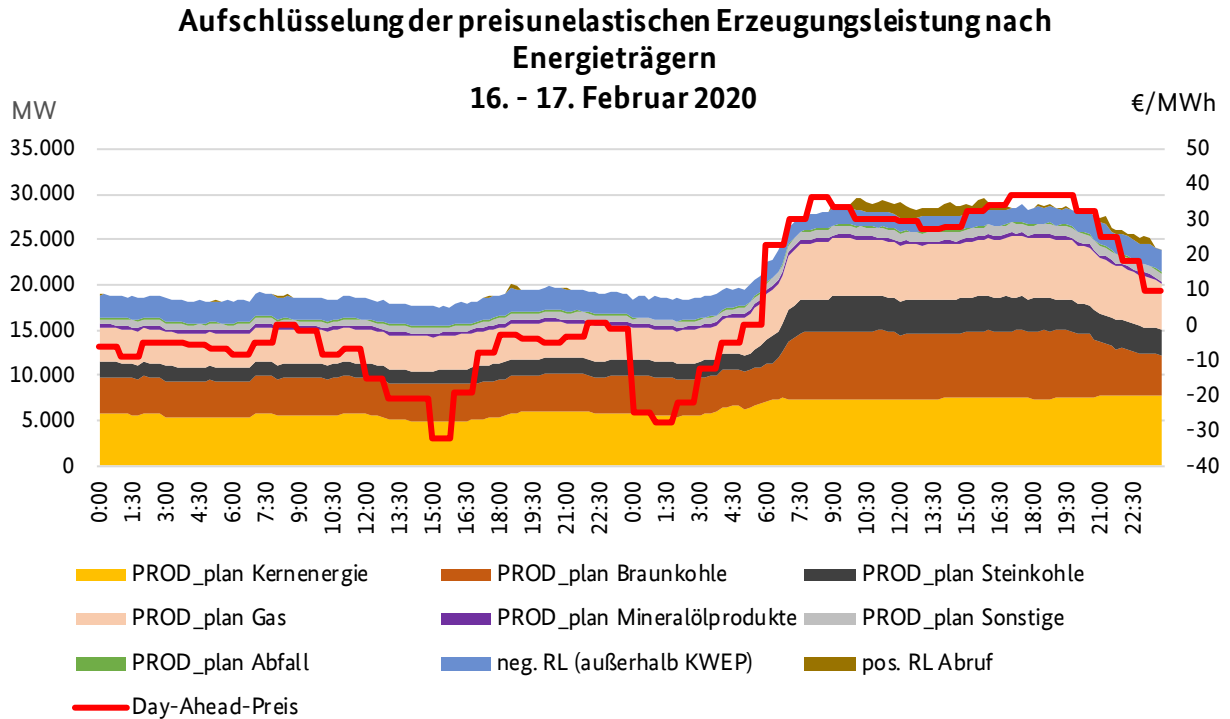


Abbildung 43: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 16.-17.02.2020

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

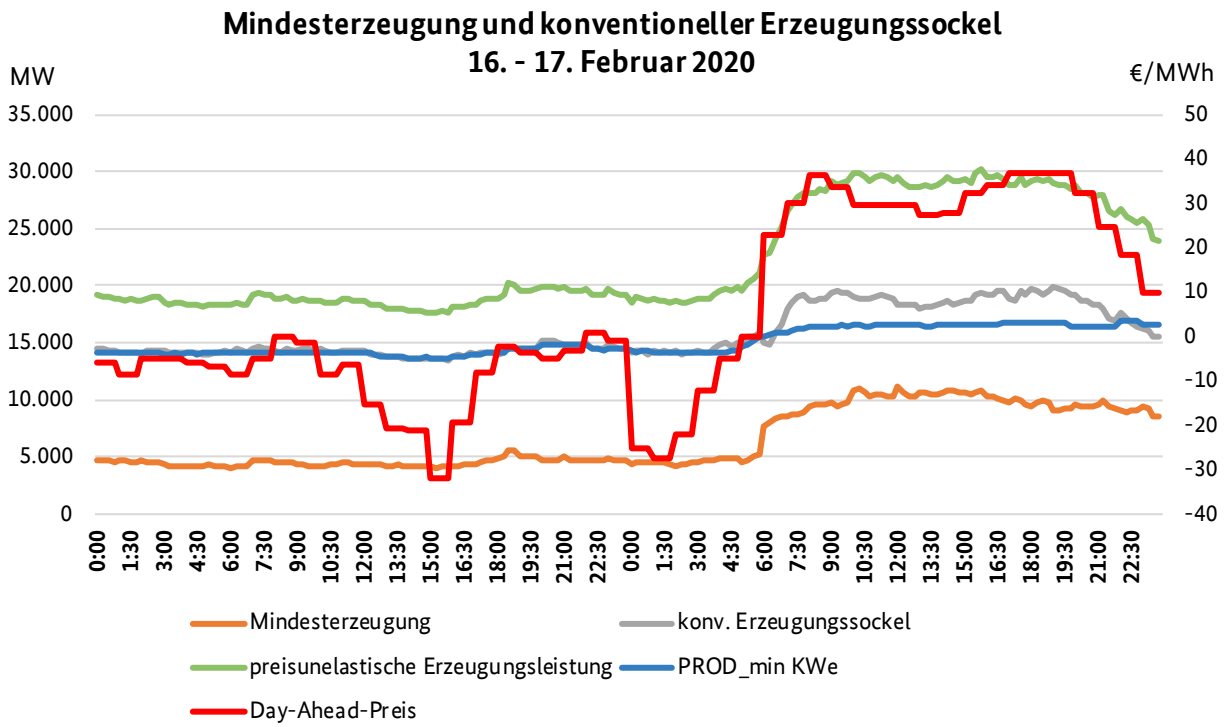


Abbildung 44: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 16.-17.02.2020

Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise

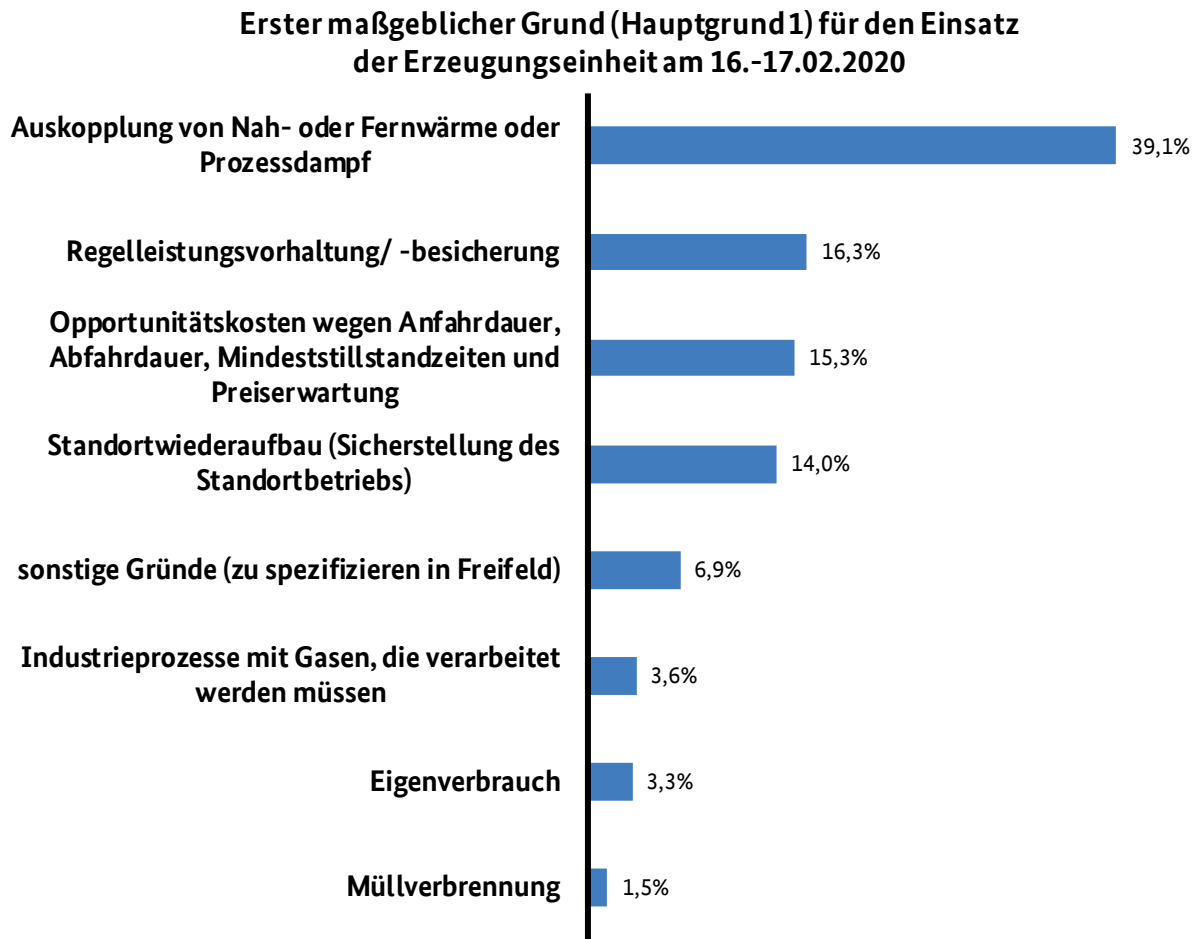


Abbildung 45: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 16.-17.02.2020

Zweiter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 2) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 16.-17.02.2020

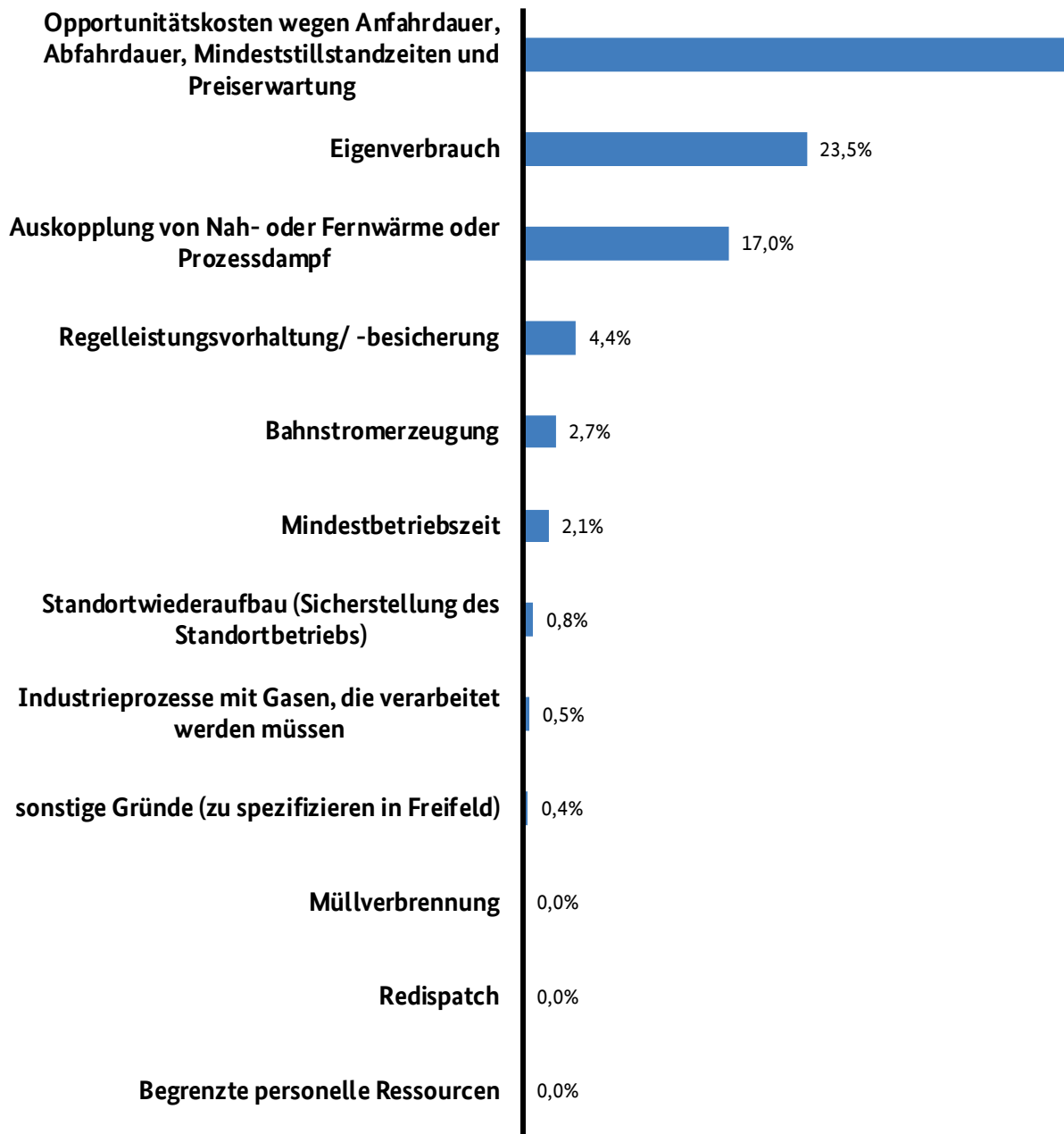


Abbildung 46: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 16.-17.02.2020

Dritter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 3) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 16.-17.02.2020

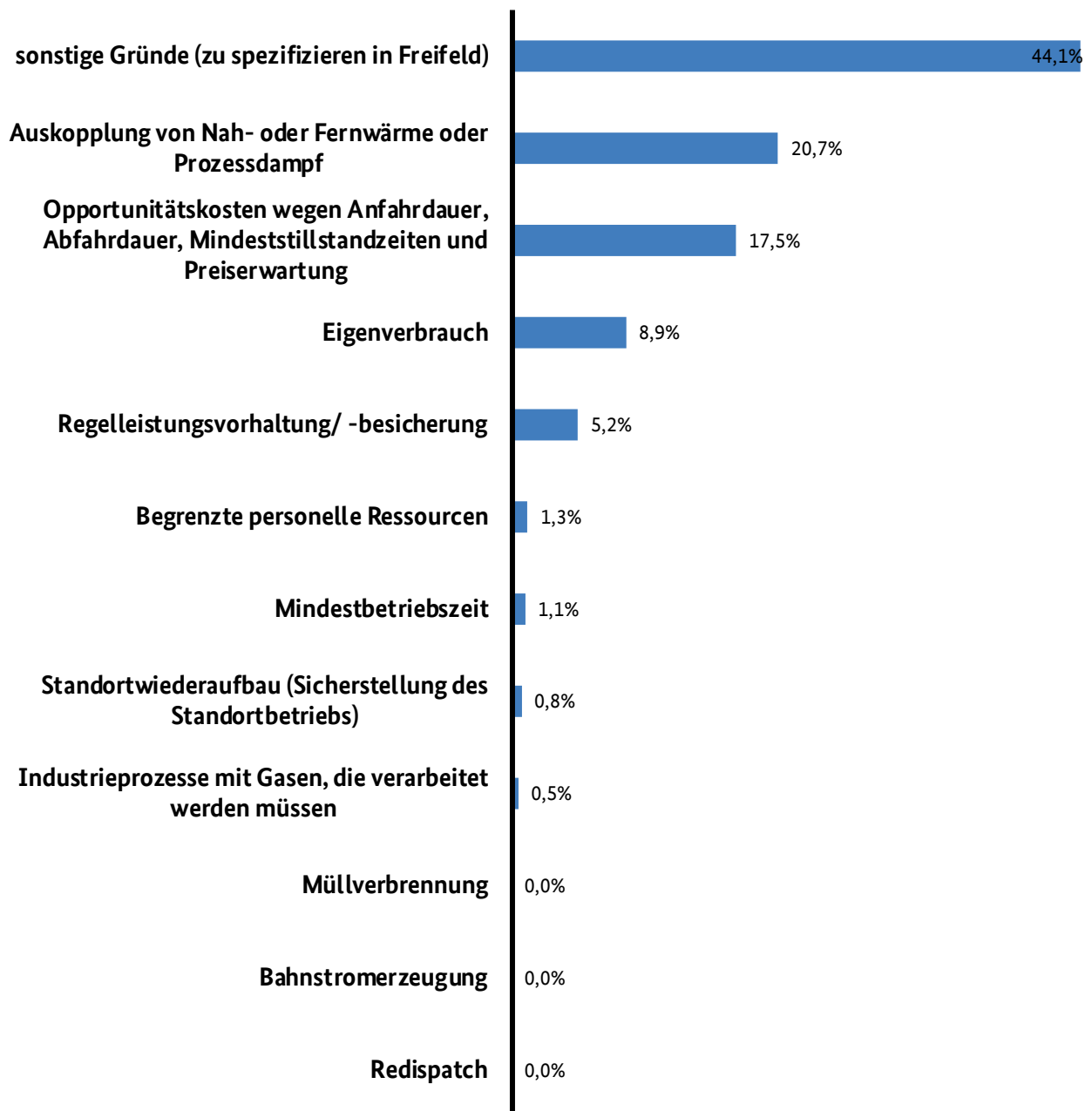


Abbildung 47: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 16.-17.02.2020

Netzanalyse

Der 16. und 17.02.2020 waren ein Sonntag und Montag mit einer relativ hohen Windeinspeisung von 39 bis 44 GW am 16.02.2020 und von 31 bis 42 GW am 17.02.2020. Die Solareinspeisung befand sich an beiden Tagen auf niedrigem Niveau mit einem Maximalwert von etwa 6 bzw. 7 GW. Gleichzeitig fand an beiden Tagen vorzugsweise ein Stromexport von Deutschland in alle Nachbarländer statt. Die vertikale Netzlast bewegte sich je nach Regelzone am 16.02.2020 zwischen -7 und 11 GW und am 17.02.2020 zwischen -7 und 14 GW. Die vorherrschende Erzeugungssituation gekoppelt mit länderübergreifenden Stromtransporten sowie die

zwischen den Regelzonen unterschiedliche Netzlast begünstigte hohe Stromflüsse von Nord nach Süd und spiegelte sich in den Engpässen wider.

Die folgenden von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Abbildungen veranschaulichen die Netzsituationen am 16.02.2020 um 14:30 Uhr und 17.02.2020 um 00:30 Uhr.

Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

70 80 90 100 110 120 130 140 150 160

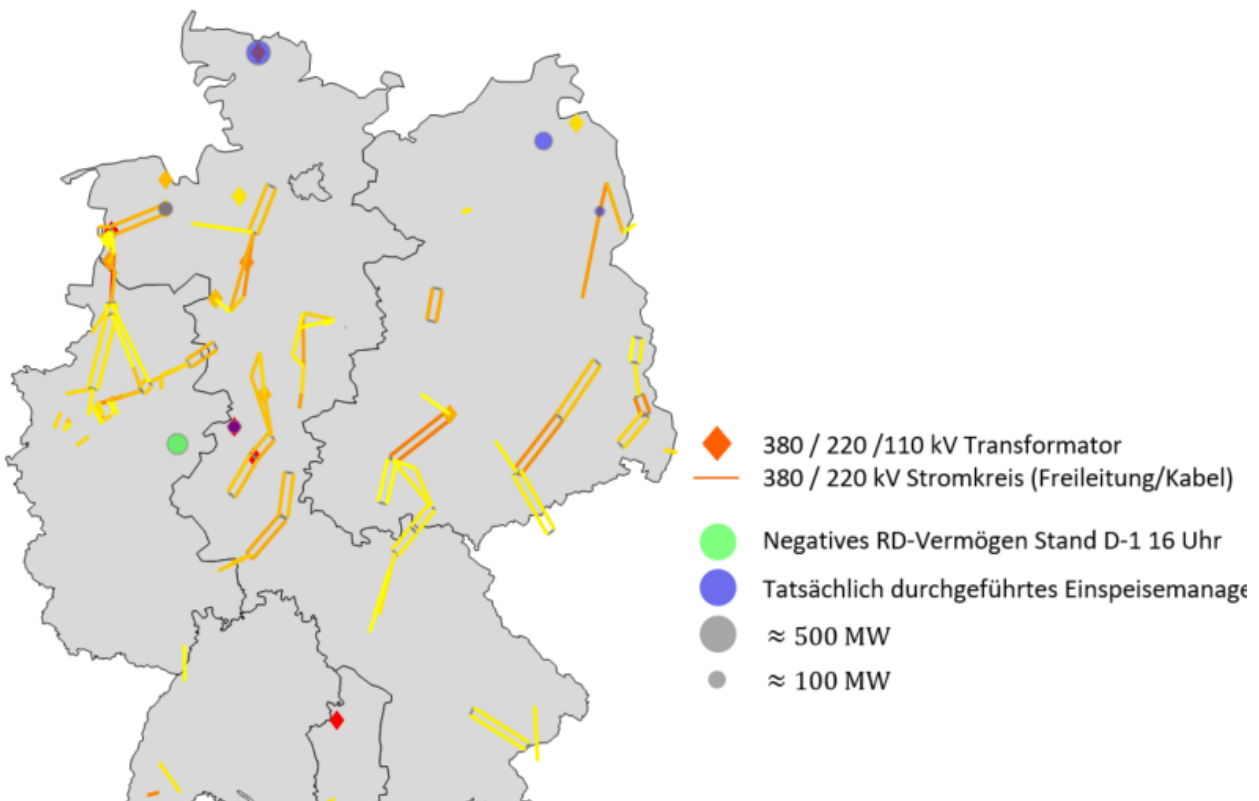


Abbildung 48: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 16.02.2020, 14:30 Uhr

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

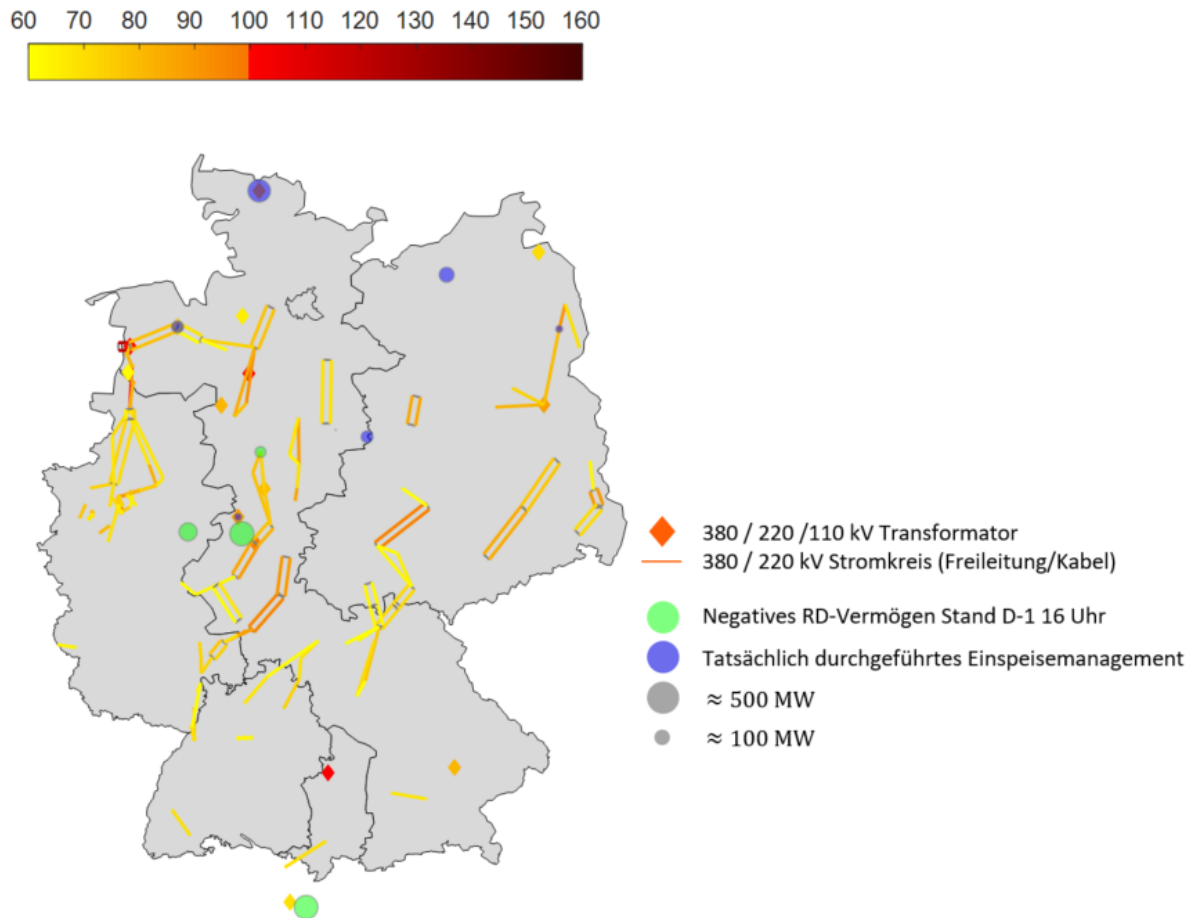


Abbildung 49: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 17.02.2020, 00:30 Uhr

Netzsituation in der TenneT-Regelzone

In der Regelzone von TenneT spiegelte sich die oben beschriebene Situation deutlich wider, da die Regelzone von TenneT insbesondere eine konstant hohe Windeinspeisung von 16 bis 19 GW an beiden Tagen aufwies. Die vertikale Netzlast war zumeist negativ, was eine hohe Rückspeisung aus unterlagerten Netzen in das Übertragungsnetz bedeutete. Hinzu kam die geringe Solareinspeisung in ganz Deutschland, was insbesondere in der Regelzone von TenneT zu einem hohen Stromtransport von Nord nach Süd führte.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Tages hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden EinsMan-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetrafo zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Im Übrigen erfolgt bei vertikalen Engpässen nur eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB. Deren Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorrangs dabei obliegt dem VNB.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TTG-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TTG-Netz angefordert. Im Nachfolgenden wird genauer auf die einzelnen Engpässe sowie auf die angewandten Maßnahmen zu deren Behebung eingegangen. Dabei wird jeweils auch eventuell vorhandenes konventionelles Redispatchpotential untersucht.

Analyse der Engpasssituation in der TenneT-Regelzone

Engpass: 380-kV-Stromkreis Asslar - Giessen/N - Borken 4/2

Am 16.02. und 17.02.2020 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 230 MW durchgeführt wurden. Einzelne konventionelle Kraftwerke, die hinsichtlich einer Entlastung des Engpasses in Frage kämen, meldeten negatives Redispatchvermögen im betroffenen Zeitraum. Eines dieser Kraftwerke befindet sich zwischen diesem und einem weiteren Engpass. Ein Einsatz dieses Kraftwerks muss wohl dosiert erfolgen, da ein Eingriff in die Fahrweise auf einen der beiden Engpässe eine verschlimmernde Wirkung hat. Daher kam ein Abruf dieses Kraftwerks nicht in Frage.

Das besagte und ein weiteres Kraftwerk wurden dabei im Rahmen der Möglichkeit bereits für eine Engpassentlastung herangezogen.

Die übrigen potentiell in Frage kommende Kraftwerke meldeten entweder keine Einspeisung und konnten somit auch nicht weiter abgesenkt werden oder waren an beiden Tagen nicht am Netz.

Auf bestehendes Countertradepotential wurde für diverse Engpässe im TenneT und 50 Hertz-Netz zurückgegriffen. Diese Abrufe entlasteten auch den hier beschriebenen Engpass.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Niederlangen - Meppen/Amprion E-OWS

An den Tagen 16.02. und 17.02.2020 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einem Maximum von 800 MW herangezogen wurden. Dies war die einzige Möglichkeit, da im betroffenen Zeitraum kein konventionelles Redispatchpotential zur Verfügung stand. Kraftwerke, die hinsichtlich einer konventionellen Absenkung in Frage kämen, standen nicht zur Verfügung oder meldeten keine Einspeisung. Somit blieb nur die Abregelung mittels EinsMan.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Landesbergen - Sottrum 2

Am 17.02.2020 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einem Maximum von 110 MW durchgeführt wurden. Konventionelles Absenkpotential stand im betroffenen Zeitraum nicht zur Verfügung. Kraftwerke, die dafür in Frage kämen, standen im Zeitraum nicht zur Verfügung, meldeten keine Einspeisung oder das gemeldete negative Redispatchvermögen wurde bereits für andere Engpässe verwendet. Somit war keine Alternative zur Entlastung mittels EinsMan-Maßnahme vorhanden.

Engpass: Conneforde/O Transformator 421

Am 16. & 17.02.2020 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf, der mittels EinsMan-Maßnahmen mit einem Maximum von 300 MW entlastet wurde. Im selben Zeitraum stand kein konventionelles Absenkpotential zur Verfügung. Die Kraftwerke, die für eine Entlastung in Frage kämen, standen im Zeitraum

still bzw. nicht zur Verfügung. Somit blieb keine Alternative zur Entlastung des Engpasses als die Verwendung von EinsMan-Maßnahmen.

Engpass: Voslapp 110-kV TRAFO 212

Am 16. & 17.02.2020 trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einem Maximum von 90 MW durchgeführt wurden. Das Kraftwerk, das zur Entlastung mittels konventionellem Redispatchvermögen in Frage käme, stand im betroffenen Zeitraum still. Somit waren EinsMan-Maßnahmen die einzige Möglichkeit zur Entlastung des Engpasses.

Auffälligkeiten KWEP-Daten

Auffälligkeiten in den KWEP-Daten der Kraftwerke gibt es für zwei Kraftwerke. In beiden Fällen existierten Zeiträume, in denen das abgerufene negative Redispatchvermögen über dem gemeldeten lag (es wurde also mehr abgesenkt als gemeldet). Der Unterschied zwischen gemeldetem und abgerufenem Redispatchvermögen betrug dabei bis zu 50 MW im Fall des einen Kraftwerks und bis zu 265 MW im Fall des anderen Kraftwerks.

Netzsituation in der 50Hertz-Regelzone

Am 16. Februar 2020 stieg durch die hohe Windeinspeisung in der Regelzone die Auslastung der 380/220/110 kV Transformatoren durch Rückspeisungen aus dem unterlagerten Netz. In mehreren Umspannwerken traten vertikale Engpässe auf. Um einen (n-1) sicheren Betrieb zu gewährleisten wurden EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. In der Summe lag die eingesenkte Leistung im Maximum bei rund 208 MW (09:00-13:00 Uhr). Zusätzlich trat ein horizontaler Engpass auf, welcher durch eine EinsMan-Maßnahme beseitigt werden konnte. Untertägig wurde im Rahmen der Amtshilfe für TenneT die Einspeiseleistung von einem Kraftwerk um 29 MW eingesenkt.

Am 17. Februar 2020 wurde kein Redispatch in der 50Hertz Regelzone angewiesen. Durch hohe Windeinspeisung kam es zu einer erhöhten Belastung der 380/220/110 kV Transformatoren. In mehreren Umspannwerken traten vertikale Engpässe auf. Um einen (n-1) sicheren Betrieb zu gewährleisten wurden EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Zusätzlich kam es zu zwei horizontalen Engpässen, die ebenfalls per EinsMan-Maßnahmen geheilt werden konnten.

Analyse der Engpasssituation in der 50Hertz-Regelzone

Amtshilfe TenneT

Am 16. Februar 2020 wurde im Rahmen von Amtshilfe für TenneT eine Redispatch-Maßnahme in einem Kraftwerk für den TenneT Engpass auf „380-kV-Stromkreis Dipperz - Großkrotzenburg 1“ durchgeführt. Zur Reduzierung eines Strombefundes wurden ab 15:00 Uhr 29 MW Leistung eingesenkt. Es gab kein gemeldetes negatives Redispatchvermögen in Kraftwerken, die sich näher zur TenneT-Regelzone befinden.

Transformator Engpässe

Bedingt durch die Einspeisung aus dem unterlagerten Netz kam es am 16.02.2020 zu vertikalen Netzengpässen in den Umspannwerken Siedenbrünzow, Güstrow und Stendal West. Am 17.02.2020 traten in den Umspannwerken Güstrow, Pasewalk und Siedenbrünzow vertikale Netzengpässe auf, die durch EinsMan-Maßnahmen reduziert werden konnten. Bei einer Ausfallvariante trat innerhalb des Umspannwerks in Malchow ein vertikaler Engpass auf. Da das einzige Kraftwerk nördlich des Engpasses kein RDV- gemeldet hat,

wurde zur Linderung des Befunds die Leistung im Rahmen einer EinsMan-Maßnahme eingesenkt. Insgesamt wurden am Tag im Maximum gleichzeitig 810 MW eingesenkt.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Neuenhagen-Bertikow L303

Am 16.02.2020 wurde zur Entlastung des 220-kV-Stromkreises Neuenhagen-Bertikow L303 EinsMan am UW Bertikow mit einer maximalen Leistungsänderung von 30 MW eingesetzt. Es gab kein konventionelles Kraftwerk nördlich der Leitung L303, welches hier wirksam den Befund lindern konnte. Am Folgetag dem 17.02.2020 wurde zur Heilung von Befunden auf dem Stromkreisen L303 EinsMan in Bertikow von maximal 160 MW eingesetzt.

Engpass: 380-kV-Stromkreis Stendal/West-Wolmirstedt L489

Am 17.02.2020 wurde zur Heilung von Befunden auf dem Stromkreis L489 EinsMan-Maßnahmen in Stendal West in Höhe von maximal 217 MW eingesetzt. Das einzige wirksame Kraftwerk nördlich des Engpasses hat am 08.06.2019 für den gesamten Tag ein RDV- von 0 gemeldet.

Netzsituation in der Amprion-Regelzone

Für den 16.02.2020 und den 17.02.2020 sind, wie bei hoher Einspeiseleistung von Wind üblich, in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) die markanten (n-1)-Befunde.

Analyse der Engpasssituation in der Amprion-Regelzone

Redispatch über pRD1-Prozess

Im Rahmen des pRD1-Prozesses (Redispatch-Prozess am Vortrag) wurde zur Behebung der prognostizierten Engpässe (insbesondere die Emsland-Stromkreis „380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Niederlangen - Meppen/Amprion EOWS“) am 17.02.2020 ab 05:30 Uhr präventiver positiver Redispatch mit einer Gesamtleistung von maximal 800 MW bestellt. Der energetische Ausgleich wurde bei TenneT durch ein Kraftwerk realisiert.

Engpass: 380-kV-Stromkreise Emsland West Blau und Meppen

Die im Netzbetrieb am 17.02.2020 aufgetretenen Befunde auf den Emsland-Stromkreisen wurden über den gesamten Tag mit bis zu 800 MW ESM-Maßnahmen behoben. Da kein Kraftwerk in der Amprion Regelzone eine auslastungsreduzierende Sensitivität auf diesen Engpass aufweist, ist bezüglich konventionellem Absenkpotehtial auf die entsprechenden Ausführungen von TenneT verwiesen.

Netzsituation in der TransnetBW-Regelzone

Am 16.02.2020 und am 17.02.2020 traten keine Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Am 16.02.2020 wurde kein Redispatch in der Regelzone der TransnetBW durchgeführt. Am 17.02.2020 wurden 3,4 GWh positiver Redispatch am Vortrag im Rahmen der deutschen Betriebsplanungsprozesse mit einer Leistung von bis zu 320 MW durch TransnetBW angewiesen.

Ergebnisse der Analyse des 06.07.2020

Preisunelastische Erzeugungsleistung

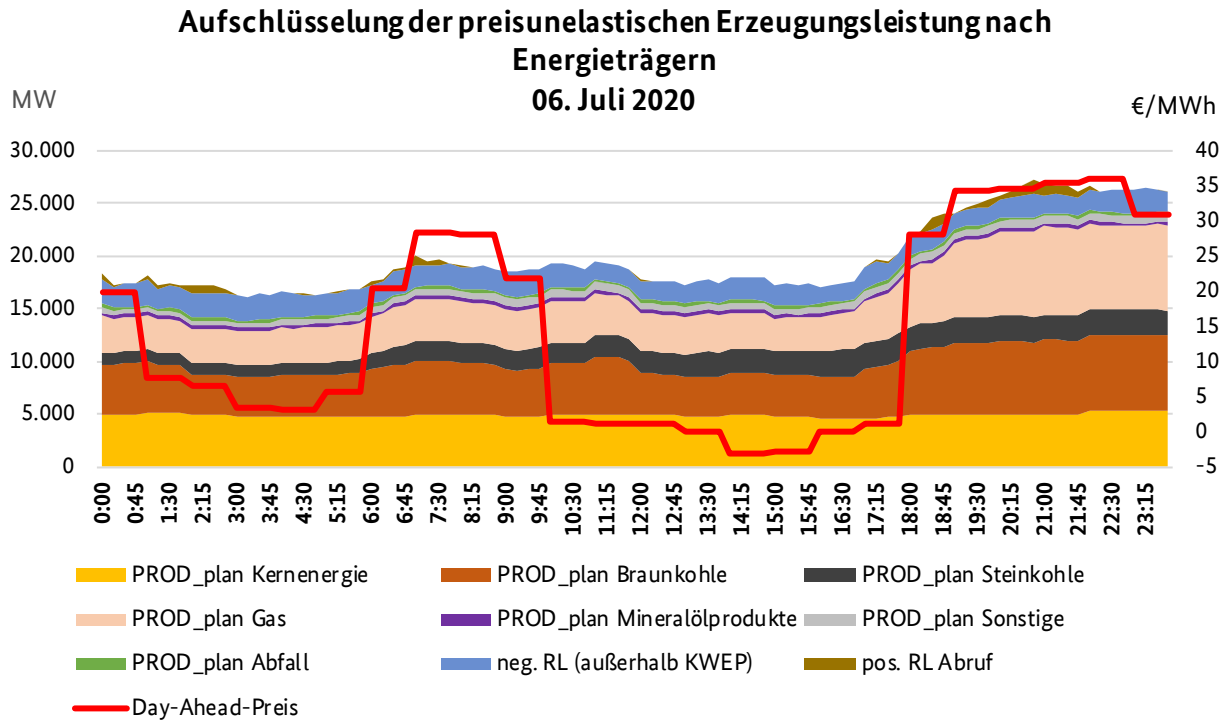


Abbildung 50: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 06.07.2020

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

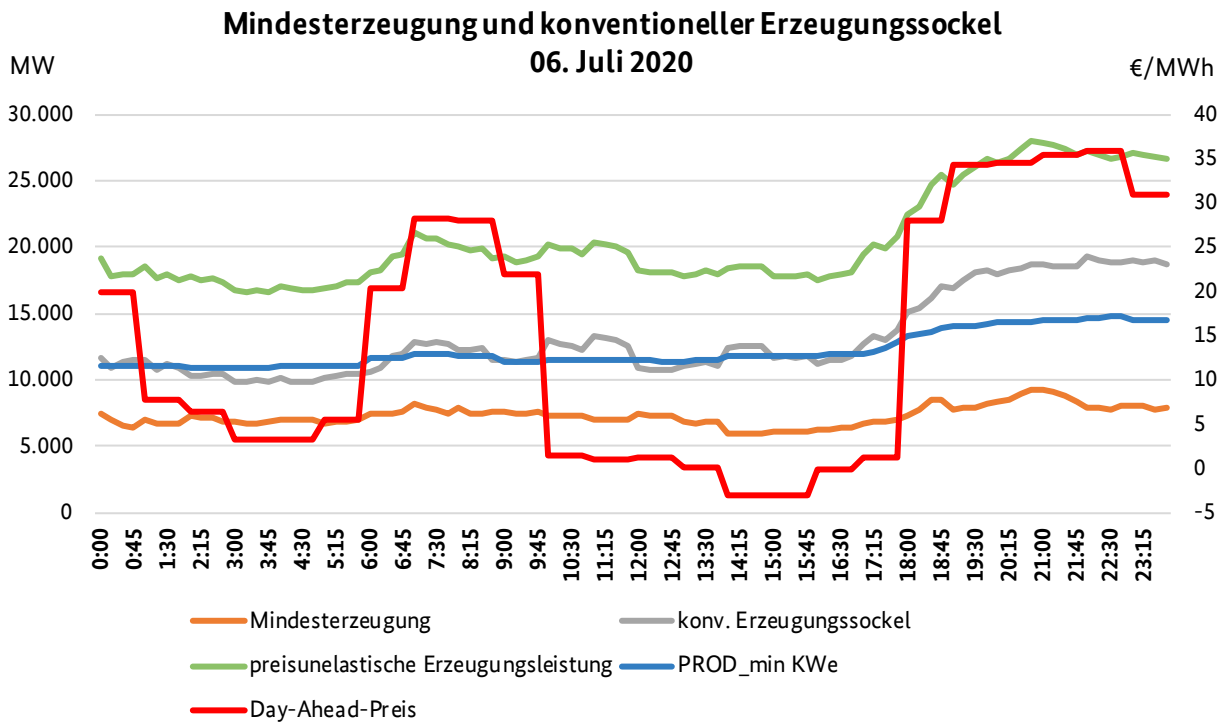


Abbildung 51: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 06.07.2020

Gründe der Stromerzeugung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise



Abbildung 52: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 06.07.2020

Zweiter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 2) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 06.07.2020

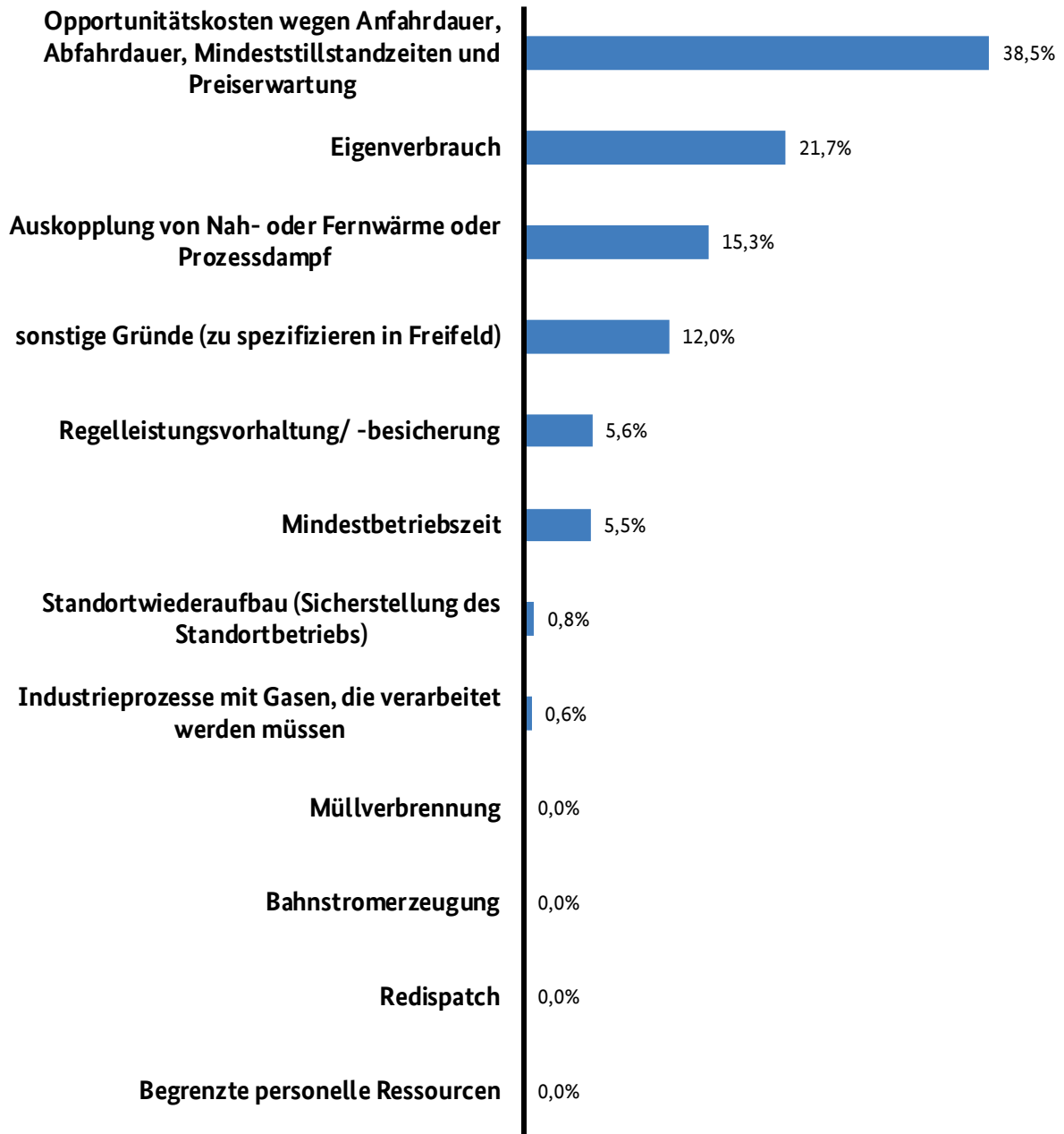


Abbildung 53: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 06.07.2020

Dritter maßgeblicher Grund (Hauptgrund 3) für den Einsatz der Erzeugungseinheit am 06.07.2020

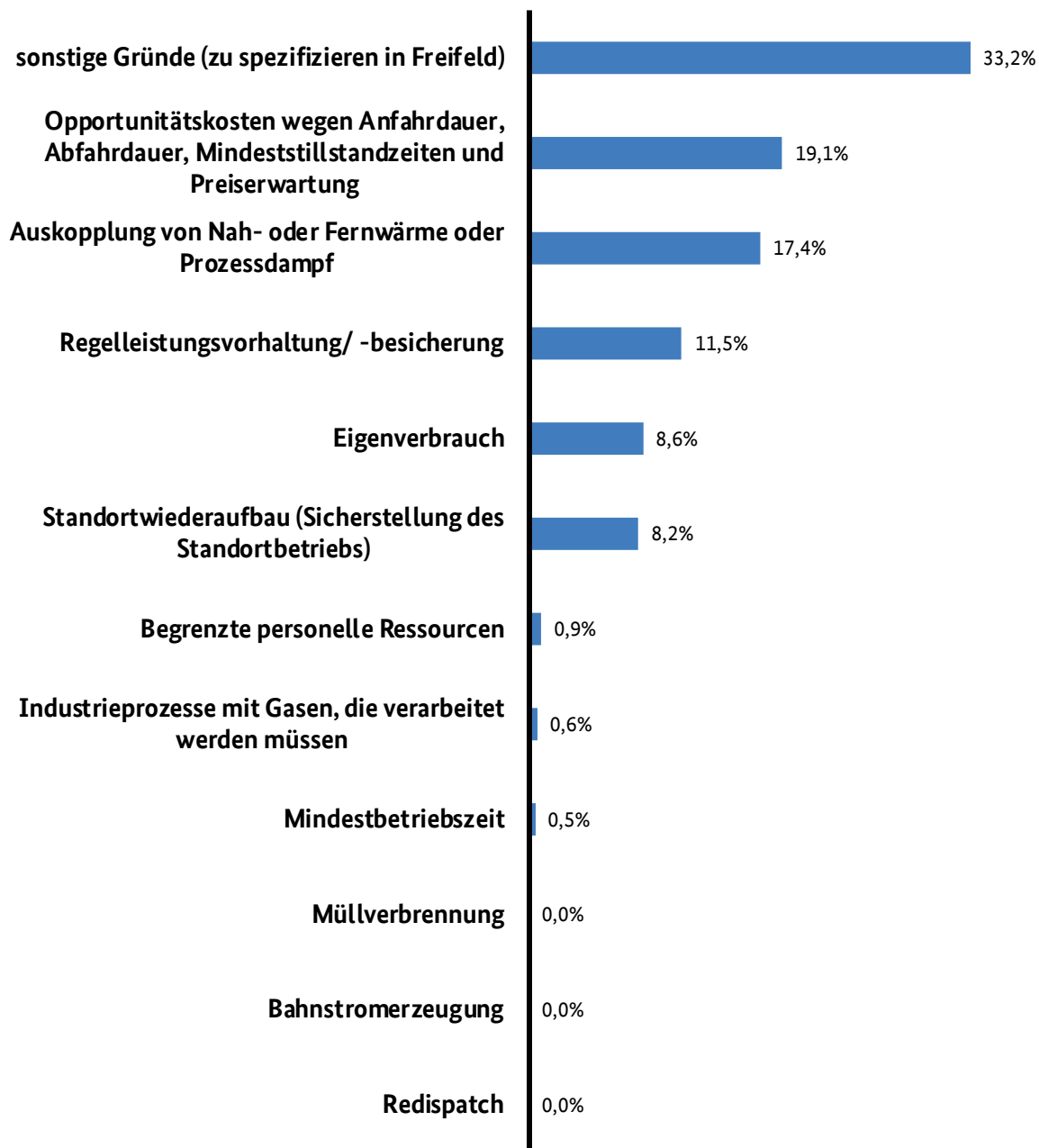


Abbildung 54: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 06.07.2020

Netzanalyse

Der 06.07.2020 war ein Montag ohne jeglichen Feiertag oder Schulferienbezug. An diesem Tag erreichte die Windeinspeisung ein Maximum von 34 GW und die Solareinspeisung ein Maximum von 23 GW. Der Stromtransport über die Ländergrenzen ist vorzugsweise aus Deutschland in die Nachbarländer mit nennenswerter zeitweiser Ausnahme nur in Richtung Dänemark. Die vertikale Netzlast in den einzelnen Regelzonen bewegt sich im Bereich -8 bis 12 GW, was teilweise eine hohe Rückspeisung aus unterlagerten Netzen bedeutete. Die vorliegende Netzsituation begünstigte das Entstehen von Engpässen an Netzelementen für den Stromtransport von Nord nach Süd sowie in der Nähe von Grenzen zu Nachbarländern.

Die folgende von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Abbildung veranschaulicht die Netzsituation am 06.07.2020 um 13:30 Uhr.

) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

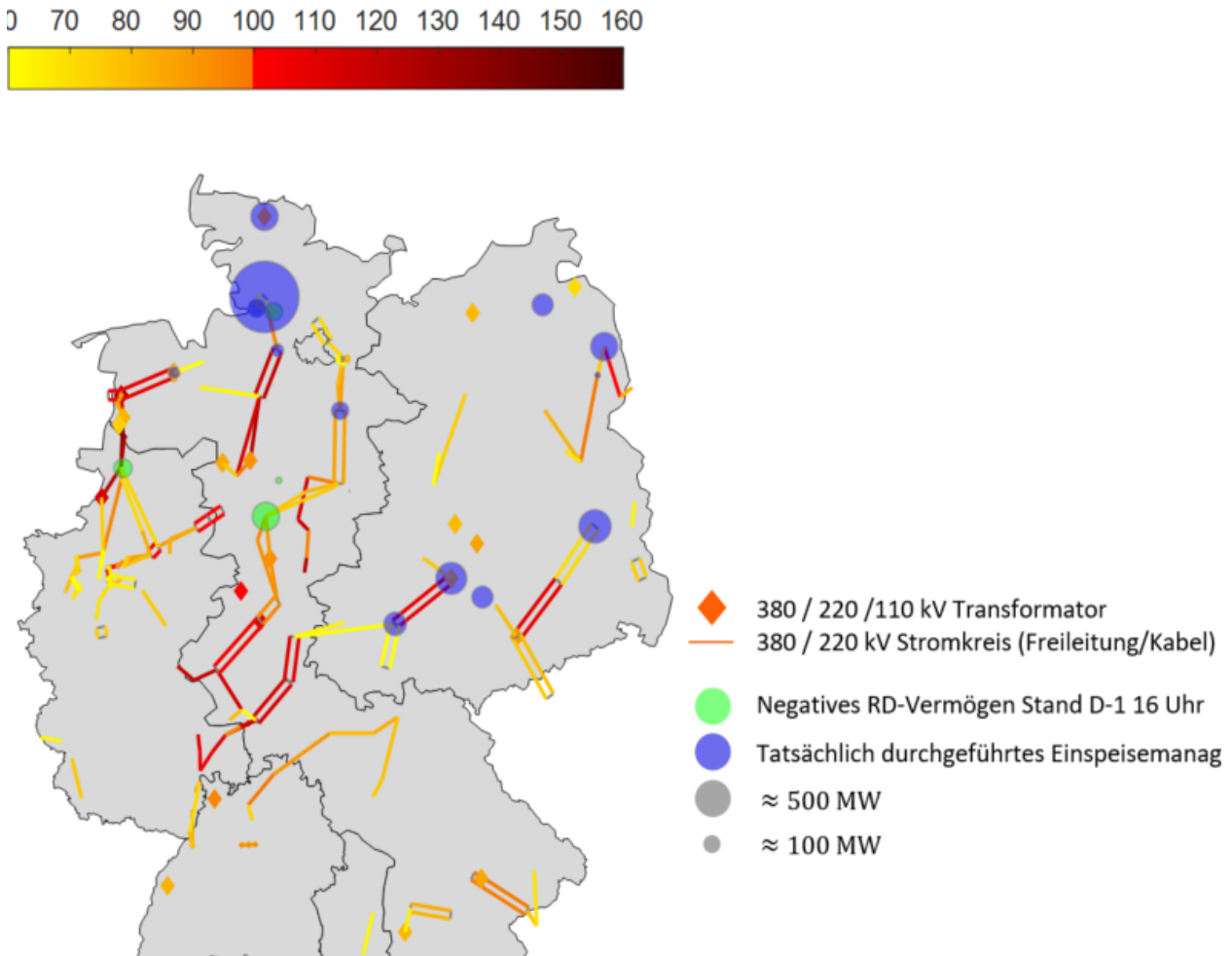


Abbildung 55: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 06.07.2020, 13:30 Uhr

Netzsituation in der TenneT-Regelzone

Die bundesweite Netzsituation spiegelte sich insbesondere in der Regelzone von TenneT wider. So betrug das Maximum der Windeinspeisung in der Regelzone von TenneT 16 GW und das der Solareinspeisung 8 GW. Die vertikale Netzlast war fast durchgehend negativ mit einem Minimum von -7 GW, sodass eine hohe Rückspeisung aus den unterlagerten Netzen vorlag. Bedingt durch die hohe Windeinspeisung und den daraus resultierenden Stromtransport von Nord nach Süd wurde das Entstehen von Engpässen in Nord-Süd-Richtung begünstigt.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Tages hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden EinsMan-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetrafo zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Im

Übrigen erfolgt bei vertikalen Engpässen nur eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB. Deren Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorrangs dabei obliegt dem VNB.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TTG-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TTG-Netz angefordert. Im Nachfolgenden wird genauer auf die einzelnen Engpässe sowie auf die angewandten Maßnahmen zu deren Behebung eingegangen. Dabei wird jeweils auch eventuell vorhandenes konventionelles Redispatchpotential untersucht.

Analyse der Engpasssituation in der TenneT-Regelzone

Engpass: TTG / 220kV / Emden/Borssum - Conneforde / schwarz

Am Netzelement trat am betroffenen Tag ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 195 MW verwendet wurden. Konventionelles Absenkpotehtial war in diesem Zeitraum nicht verfügbar, da die in Frage kommenden Kraftwerke nicht zur Verfügung standen bzw. nicht einspeisten und somit nicht weiter abgesenkt werden konnten.

Engpass: TTG / 220kV / Voslapp / T212

Am betroffenen Netzelement trat an diesem Tag ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 50 MW durchgeführt wurden. Das Kraftwerk, welches für eine konventionelle Absenkung in Frage käme, speiste an diesem Tag nicht ein und konnte somit nicht weiter abgesenkt werden.

Engpass: TTG / 380kV / Landesbergen - Sottrum / 2

An diesem Tag trat am betroffenen Netzelement ein Engpass auf, für dessen Entlastung vorwiegend Redispatchmaßnahmen mit Dänemark durchgeführt wurden. Zusätzlich wurde konventionelles Redispatchpotential verwendet und da dies noch nicht ausreichend war, waren ebenfalls EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Einsenkung von 150 MW notwendig. Der Großteil der konventionellen Kraftwerke, die für eine Entlastung des Engpasses in Frage kämen, war nicht verfügbar. Ein Kraftwerk meldete negatives Redispatchvermögen. Die RDV- Meldung war über den Tag hinweg allerdings sehr volatil und lies somit keine verlässliche Planung zu. Um das verfügbare negative Redispatchvermögen abzurufen, hat die Schicht den Dialog mit dem Einsatzverantwortlichen gesucht und das verfügbare RDV- abgefragt und schließlich soweit technisch möglich, abgerufen um die Engpasssituation zu entlasten.

Engpass: TTG / 380kV / Dipperz - Mecklar / 1

Am betroffenen Netzelement trat an diesem Tag ein Engpass auf, für dessen Entlastung EinsMan-Maßnahmen mit einem Maximum von 2.698 MW durchgeführt und angewiesen, sowie Redispatch durchgeführt wurde. Konventionelle Kraftwerke, die für eine Entlastung des Engpasses in Frage kämen, waren größtenteils nicht verfügbar. Ein Kraftwerk meldete negatives Redispatchvermögen und wurde hier nur in vernachlässigbarem Umfang herangezogen, da es bereits zur Entlastung anderer Engpässe verwendet wird. Ein weiteres Kraftwerk meldete ebenfalls negatives Redispatchvermögen und wurde für diesen Engpass herangezogen. Es wurde zudem zur Entlastung weiterer Engpässe genutzt.

Auf Seite von 50 Hertz melden die Kraftwerke Schkopau, Goldisthal, Hohenwarte kein negatives Redispatchvermögen. Das Kraftwerk Lippendorf meldet nur für die letzte Stunde der EinsMan-Maßnahme negatives Redispatchvermögen und wird nicht herangezogen.

Auffälligkeiten in den KWEP-Daten

Auffälligkeiten in den KWEP-Daten der Kraftwerke gab es für zwei Kraftwerke. Beide Male existierten Zeiträume, in denen das abgerufene negative Redispatchvermögen über dem gemeldeten lag.

Netzsituation in der 50Hertz-Regelzone

Am 06. Juli 2020 wurde kein Redispatch in der 50Hertz Regelzone angewiesen. Durch hohe Windeinspeisung kam es zu einer erhöhten Belastung der 380/220/110 kV Transformatoren. Es traten vertikale Engpässe sowie horizontale Engpässe in der 50Hertz Regelzone auf. Zur Entlastung der Transformatoren wurden untertägig EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Leistung von 450 MW abgerufen. Die Leitungseingänge lagen wie oben beschrieben nahe zur Grenzkuppelleitung nach Polen. Zur Entlastung der kritischen Elemente wurden EinsMan-Maßnahmen mit einer maximalen Leistung von 90 MW abgerufen. Zusätzlich wurde im Rahmen der Amtshilfe für TenneT zur Reduzierung der Belastung eines Stromkreises EinsMan im Maximum von 990 MW durchgeführt.

Analyse der Engpasssituation in der 50Hertz-Regelzone

Transformator Engpässe

In den Umspannwerken Siedenbrünzow und Pasewalk traten vertikale Netzengpässe auf. EinsMan stand als einzige Option zur Entlastung zur Verfügung und wurde dementsprechend auch eingesetzt.

Amtshilfe TenneT

Zur Unterstützung der Engpassbeseitigung auf dem Stromkreis Dipperz – Mecklar 1 wurden EinsMan-Maßnahmen in unterlagerten Netzen angewiesen.

Engpass: 220-kV-Stromkreis Neuenhagen - Bertikow L303 und 220-kV-Stromkreis Vierraden - Pasewalk L306

Zur Entlastung der 220-kV-Stromkreise L303 und L306 wurde EinsMan am UW Bertikow mit einer maximalen Leistungsänderung von 90 MW eingesetzt. Es gab kein konventionelles Kraftwerk nördlich der Leitungen, welches hier wirksam die Befunde lindern konnte.

Netzsituation in der Amprion-Regelzone

Für den 06.07.2020 waren in der Amprion-Regelzone in den Prognosen der Vorschau-Prozesse die Emsland-Stromkreise („Emsland West Blau“ und „Meppen“) die markanten (n-1)-Befunde. Zusätzlich wiesen die beiden von Hanekenfähr weiter nach Süden führenden Stromkreise „Gronau West“ und „Uentrop Nord“ geringere (n-1)-Befunde auf. Des Weiteren zeigten sich Engpässe auf den Stromkreisen „Ried West“ und „Ried Ost“ sowie auf dem PST in Gronau.

Analyse der Engpasssituation in der Amprion-Regelzone

Redispatch über pRD1-Prozess

Im Rahmen des pRD1-Prozesses wurde insbesondere zur Behebung der Engpässe auf den Emsland-Stromkreisen ab 03:00 Uhr bis 20:00 Uhr positiver Redispatch mit einer Gesamtleistung von maximal 420 MW mit Gegenpart bei TTG bestellt.

Spannungshaltung

Zur lokalen Spannungshaltung wurden die Stromkreise „Metternich“ zwischen Koblenz und Weißenthurm, „Mittelrhein“ zwischen Sechtem und Weißenthurm, „Ville West“ zwischen Rommerskirchen und Sechtem sowie „Oberbachern Süd“ zwischen Meitingen und Oberbachern ausgeschaltet.

Netzsituation in der TransnetBW-Regelzone

Am 06.07.2020 traten keine strombedingten Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Aufgrund der niedrigen Regelzonenlast und der hohen PV-Einspeisung am Wochenende wurden bis 05:00 Uhr 1,6 GWh spannungsbedingter Redispatch durchgeführt, um das Spannungsniveau innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzwerte zu halten. Zusätzlich wurden auf Anforderung der TenneT 11,6 GWh strombedingter Redispatch durch TransnetBW mit einer Leistung von bis zu 1 GW angewiesen. Im Rahmen der deutschen Betriebsplanungsprozesse wurden am Vortag 5,3 GWh strombedingter Redispatch mit einer Leistung von bis zu 420 MW durch TransnetBW angewiesen.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veranschaulichung von konventioneller Mindesterzeugung sowie konventionellem Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindesterzeugung steht.....	6
Abbildung 2: Preisunelastische Erzeugungsleistung, Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2015 - 2020.....	8
Abbildung 3: Bestandteile der Mindesterzeugung 2015 - 2020.....	10
Abbildung 4: Veranschaulichung von konv. Mindesterzeugung sowie konv. Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindesterzeugung steht.....	18
Abbildung 5: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2014), Prozessbeschreibung „Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“.....	22
Abbildung 6: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 21.04.20 ..	34
Abbildung 7: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 21.04.20.....	36
Abbildung 8: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 21.04.20	39
Abbildung 9: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 21.04.20	40
Abbildung 10: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 21.04.20.....	41
Abbildung 11: Anteil KWK-Anlagen nach Einspeiseverhalten.....	43
Abbildung 12: Anteil gekoppelte Strommenge nach Energieträgern.....	43
Abbildung 13: Nutzung der ausgekoppelten Wärme von KWK-Anlagen nach Einspeiseverhalten.....	44
Abbildung 14: Ersatzwärmeversorgung nach Einspeiseverhalten.....	45
Abbildung 15: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 21.04.20, 13:30 Uhr	47
Abbildung 16: Preisunelastische Erzeugungsleistung, konventioneller Erzeugungssockel und Mindesterzeugung in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	55
Abbildung 17: Beiträge einzelner Energieträger zur preisunelastischen Erzeugungsleistung in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen 2019 - 2020.....	56
Abbildung 18: Bestandteile der Mindesterzeugung in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen 2019 - 2020	58
Abbildung 19: Bereitschaft zum Einstellen der Stromproduktion der Erzeugungseinheit in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Day-Ahead-Preis (DAP) bei einer Mindestdauer von 6 Stunden (Darstellung in Prozent/Gewichtung: nach Leistung)	60
Abbildung 20: Bereitschaft zum Einstellen der Stromproduktion der Erzeugungseinheit in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Day-Ahead-Preis (DAP) bei einer Mindestdauer von 6 Stunden (Darstellung in Prozent/Gewichtung: nach Leistung)	61

Abbildung 21: Geplante Investitionen zur Flexibilisierung der Erzeugungseinheit Darstellung in Prozent nach der Bereitschaft zur Einspeisung im Verhältnis der geplanten Investitionen (Darstellung in Prozent/Gewichtung: nach Leistung).....	62
Abbildung 22: Preisunelastische Erzeugungsleistung, Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2015 - 2020.....	63
Abbildung 23: Beiträge der einzelnen Energieträger zur preisunelastischen Erzeugungsleistung 2015 - 2020 ..	64
Abbildung 24: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 01.01.2019	78
Abbildung 25: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 01.01.2019	79
Abbildung 26: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.2019.....	80
Abbildung 27: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.2019.....	81
Abbildung 28: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.2019.....	82
Abbildung 29: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 01.01.2019, 22:30 Uhr	83
Abbildung 30: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 22.-23.04.2019	87
Abbildung 31: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 22.-23.04.2019	88
Abbildung 32: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 22.-23.04.2019.....	89
Abbildung 33: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 22.-23.04.2019.....	90
Abbildung 34: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 22.-23.04.2019.....	91
Abbildung 35: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 22.04.2019, 13:30 Uhr	92
Abbildung 36: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 23.04.2019, 02:30 Uhr	93
Abbildung 37: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 08.06.2019	97
Abbildung 38: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 08.06.2019	98
Abbildung 39: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 08.06.2019.....	99
Abbildung 40: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 08.06.2019.....	100
Abbildung 41: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 08.06.2019.....	101
Abbildung 42: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 08.06.2019, 13:30 Uhr	102
Abbildung 43: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 16.-17.02.2020	105
Abbildung 44: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 16.-17.02.2020	106

Abbildung 45: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 16.-17.02.2020.....	107
Abbildung 46: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 16.-17.02.2020.....	108
Abbildung 47: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 16.-17.02.2020.....	109
Abbildung 48: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 16.02.2020, 14:30 Uhr	110
Abbildung 49: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 17.02.2020, 00:30 Uhr	111
Abbildung 50: Aufschlüsselung der preisunelastischen Erzeugungsleistung nach Energieträgern am 06.07.2020	115
Abbildung 51: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel am 06.07.2020	116
Abbildung 52: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 06.07.2020.....	117
Abbildung 53: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 06.07.2020.....	118
Abbildung 54: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 06.07.2020.....	119
Abbildung 55: Prognostizierte Netzsituation (Vorabendprognose) inkl. erfolgter EinsMan-Maßnahmen, 06.07.2020, 13:30 Uhr	120

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Definition einzelner Datenkategorien in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten	21
Tabelle 2: Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber	26
Tabelle 3 Hauptgründe pro Energieträger.....	42

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 615
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999

Stand

08.10.2021

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Text

Bundesnetzagentur
Referat 615

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de