
Klimaneutrales Stromsystem 2035

Wie der deutsche Stromsektor bis zum
Jahr 2035 klimaneutral werden kann

STUDIE

Agora
Energiewende



Klimaneutrales Stromsystem 2035

IMPRESSUM

STUDIE

Klimaneutrales Stromsystem 2035

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

PROJEKTPARTNER

Prognos AG
www.prognos.com | info@prognos.com

Consentec GmbH
www.consentec.de | info@consentec.de

Die Prognos AG erstellte die Strommarktmodellierung (Kapitel 2) und die Consentec GmbH die Stromnetzmodellierung (Kapitel 3).

PROJEKTLEITUNG

Simon Müller
simon.mueller@agora-energiewende.de
Thorsten Lenck
thorsten.lenck@agora-energiewende.de
Dr. Barbara Saerbeck
barbara.saerbeck@agora-energiewende.de

Satz: RadiCon, Berlin | Kerstin Conradi
Satzkoordination: Urs Karcher
Korrektur: Infotext GbR
Titelbild: kazuend | unsplash

264/04-S-2022/DE

Version 1.0, Juni 2022

AUTORINNEN UND AUTOREN:

Elias Althoff, Hans Dambeck, Hanno Falkenberg, Aurel Wunsch, Marco Wunsch, Inka Ziegenhagen (Prognos AG), Dr. Christoph Maurer, Sebastian Willemsen, Tom Dröscher (Consentec GmbH), Felix Heilmann, Thorsten Lenck, Simon Müller, Dr. Barbara Saerbeck (Agora Energiewende).

DANKSAGUNG

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Mauricio Belaunde, Alexander Dusolt, Philipp Godron, Janne Görlach, Katharina Hartz, Mareike Herrndorff, Urs Karcher, Jahel Mielke, Julia Metz, Ada Rühring, Gloria Watzinger, Anja Werner, und Moritz Zackariat (Agora Energiewende). Außerdem danken wir Dr. Hartmut Kahl und Dr. Markus Kahles (Stiftung Umweltenergierecht) für den fachlichen Austausch sowie Kommentare und Einschätzungen insbesondere zu den rechtlichen Aufgaben sowie Anselm Eicke (Neon Neue Energieökonomik) für seine wertvollen Beiträge und Anregungen.



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

nie war der Handlungsdruck für die Energiepolitik in Deutschland größer: zur immer drängenderen Klimakrise kommen seit vergangenem Jahr eine fossile Energiepreiskrise und eine akute Gefahr für die Versorgungssicherheit aufgrund einer unsicheren Gasversorgung.

Aktuell bestimmt die unmittelbare Krisenreaktion die öffentliche Debatte, insbesondere die Diversifizierung der Erdgasversorgung und das Abfedern rasant steigender Energiepreise. Dabei verdienen die strukturellen Lösungen ebenfalls höchste Aufmerksamkeit: der konsequente Umstieg auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien.

Die vorliegende Studie will hierzu einen Beitrag leisten. Sie zeigt erstmalig mit einer umfassenden Strommarkt- und ergänzenden Netzmodellierung, wie der Anteil Erneuerbaren Stroms am Stromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent gesteigert werden

kann. Dafür braucht es einen echten Ausbauturbo für Erneuerbare und Energieinfrastruktur. Gelingt dieser, entfacht er eine Dynamik, die bis 2035 ein klimaneutrales Stromsystem ermöglicht.

Zusätzlich zu den bekannten Handlungsnotwendigkeiten beim Ausbau von Erneuerbaren und Netzen heißt das vor allem, dass Elektrifizierung und Flexibilisierung des Verbrauchs bereits jetzt konsequent mitgedacht und umgesetzt werden müssen.

Erneuerbarer Strom ist der Schlüssel zum Erreichen der Klimaneutralität und das Fundament für die Zukunft des Industriestandorts Deutschland. Die Zeit drängt, die Lösungen liegen auf dem Tisch. Nun gilt es, eine ambitionierte Umsetzung zu gestalten.

Ich wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre!

Simon Müller
Direktor Deutschland, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

2030 können Erneuerbare Energien 80 Prozent des Stromverbrauchs decken, wenn der Windkraft- und Photovoltaik-Zubau deutlich stärker priorisiert und beim Ausbau der Strom- und Wasserstoffnetze ein Paradigmenwechsel vollzogen wird. Hierzu sind schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die beschleunigte Ausarbeitung eines integrierten Systementwicklungsplans entscheidend.

2

80 Prozent erneuerbarer Strom im Jahr 2030 und zunehmend mit grünem Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke sichern den rechtzeitigen Kohleausstieg und ermöglichen bis 2035 ein klimaneutrales Stromsystem. Hierfür müssen verlässliche Investitionsbedingungen sichergestellt werden.

3

Die Umstellung auf grünen Strom in Industrie, Gebäuden und im Verkehr durch Elektrolyseure, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrodenkessel muss von Beginn an systemdienlich erfolgen. Hierzu bedarf es einer zügigen Reform der Netzentgelte, eines intelligenteren Verteilnetzbetriebs und eines konsequenten Smart-Meter-Rollouts.

4

Der sichere Stromnetzbetrieb bei 100 Prozent Erneuerbaren Energien erfordert ein breites Technologieportfolio zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und den effizienten Umgang mit Netzengpässen. Dazu muss ein Maßnahmenpaket für Systemsicherheit bei 100 Prozent erneuerbaren Energien umgesetzt und die Einführung von lokalen Strompreissignalen geprüft werden.

Inhalt

1	Zusammenfassung	7
1.1	Motivation	7
1.2	Fragestellung und methodisches Vorgehen	7
1.3	Kernergebnisse	7
1.3.1	Erzeugung	8
1.3.2	Elektrifizierung, Flexibilität und Stromverbrauch	9
1.3.3	Energieinfrastruktur	12
1.4	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	15
1.4.1	Planung und Genehmigungsverfahren	15
1.4.2	Erzeugung	16
1.4.3	Infrastruktur	17
1.4.4	Flexibilität und Nachfrage	18
2	Annahmen und Modellierung klimaneutrales Stromsystem 2035	21
2.1	Stromerzeugung	21
2.1.1	Zielpfad Klimaneutrale Stromerzeugung 2035	21
2.1.2	Erneuerbare Energien	22
2.1.3	Einsatz von Gaskraftwerken sowie Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in Gaskraftwerken	25
2.1.4	Wasserstoff	28
2.1.5	Bedeutung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise für den Rückgang der Kohleverstromung	30
2.1.6	Entwicklung der Treibhausgasemissionen	31
2.2	Stromverbrauch	32
2.2.1	Berechnung Stromverbrauch	33
2.2.2	Systembedingte Abregelung	35
2.3	Flexibilität und regelbare Leistung als Grundvoraussetzung für die Deckung der Nachfrage bei hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom	35
2.3.1	Regelbare Kraftwerke	35
2.3.2	Flexible Lasten und Speicher	37
2.3.3	Stromtausch mit europäischen Nachbarn	40
2.4	Sensitivitätsbetrachtung: Folgen geringer Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen	42
2.5	Fazit zu Stromerzeugung,-verbrauch und Flexibilität	49

3	Übertragungsnetzinfrastruktur für ein klimaneutrales Stromsystem 2035	51
3.1	Annahmen und Modellierung	51
3.1.1	Regionalisierung	51
3.1.2	Startnetz sowie Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation	58
3.1.3	Ermittlung der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen	58
3.1.4	Sensitivitäten	59
3.2	Mögliche Konsequenzen für den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz	59
3.3	Einordnung des Netzausbaubedarfs	63
3.4	Handlungsempfehlungen zur Sicherstellung der netztechnischen Umsetzbarkeit des Szenarios KNS2035	65
3.4.1	Breites Technologieportfolio optimal nutzen	65
3.4.2	Standortwahl beeinflussen und systemdienlichen Betrieb ermöglichen	65
3.4.3	Beschleunigte und vereinfachte Genehmigungen	66
3.4.4	Prüfung von Stabilitäts-Randbedingungen	66
3.4.5	Gewährleistung ausreichender Momentanreserve	67
3.4.6	Sicherstellung notwendiger Blindleistungs- und Kurzschlussstrombeiträge	67
3.4.7	Gewährleistung der Fähigkeit zum Netzwiederaufbau	68
3.5	Fazit zur Infrastruktur des Übertragungsnetzes	68
<hr/>		
	Literaturverzeichnis	69

1 Zusammenfassung

1.1 Motivation

Die Koalitionsparteien der neuen Bundesregierung haben sich ambitionierte Ziele gesetzt. Im Koalitionsvertrag ist verankert, dass bis zum Jahr 2030 80 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen soll, bei gleichzeitig ansteigendem Verbrauch. Darüber hinaus hat sich Deutschland im Rahmen seiner G7-Präsidentschaft erfolgreich dafür eingesetzt, dass die G7-Länder bis 2035 einen überwiegend dekarbonisierten Stromsektor anstreben.

Die Umstellung auf ein erneuerbares Stromsystem ist ein entscheidender Wegbereiter für die gesamtwirtschaftliche Transformation zur Klimaneutralität. In der zukünftigen, klimaneutralen Welt steht erneuerbarer Strom am Anfang beinahe jeder Energieversorgungskette und ermöglicht damit auch Treibhausgaseinsparungen in anderen Sektoren. Fossile Energieträger können aber nur ersetzt werden, wenn ausreichend erneuerbarer Strom produziert wird und direkt, dank der Elektrifizierung von Prozessen, oder indirekt, als Wasserstoff oder synthetischer Energieträger, zu entsprechend ausgestatteten Abnehmern gelangen kann. Dies gelingt umso leichter, je energieeffizienter bestehende und neue Verbraucher sind.

1.2 Fragestellung und methodisches Vorgehen

Das hier vorgelegte Szenario „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ (KNS2035) widmet sich der Frage, wie die Umstellung des deutschen Stromsystems auf Erneuerbare Energien bis 2035 erfolgen kann. Es analysiert die Konsequenzen für Stromerzeugung und -verbrauch und beleuchtet die Auswirkungen auf Netzausbau und -betrieb. Dabei baut es auf der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (KNDE2045) auf, in der ein gesamtwirtschaftliches

Transformationsszenario zur Klimaneutralität modelliert wurde.¹ KNS2035 entwickelt KNDE2045 weiter, indem das bestehende Modell entsprechend den neuen Regierungszielen für erneuerbare Stromerzeugung und Stromverbrauch aktualisiert wurde. Die Prognos AG, welche bereits die Strommarktmodellierung für KNDE2045 erstellte, hat hierfür ein aktualisiertes Strommarktmodell gerechnet (Kapitel 2). Darauf aufbauend hat die Consentec GmbH eine ergänzende Netzbetrachtung erstellt (Kapitel 3).

1.3 Kernergebnisse

Das KNS2035-Szenario zeigt einen gangbaren Pfad zum Erreichen von 80 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf. Zudem weist es nach, dass die konsequente Fortsetzung des Wegs zu 80 Prozent erneuerbarem Strom 2030 zu einem klimaneutralen Stromsystem 2035 führt. Gleichzeitig erfolgt der Kohleausstieg bis 2030 durch Marktinstrumente und den konsequenten und beschleunigten Ausbau von Erneuerbaren Energien; die Deckung der Residuallast wird durch regelbare Gaskraftwerke abgesichert. Die schnelle Umstellung auf erneuerbaren Wasserstoff beziehungsweise Wasserstoffderivate senkt dabei fossilen Gasverbrauch und Treibhausgasemissionen.

Die vorliegende Analyse unterstreicht gleichzeitig die Größe der Herausforderung: Der Zubau von Windkraft- und Solaranlagen steigt von 7 Gigawatt (GW) 2021 auf bereits 29 GW 2025 und erreicht in der Spitze 39 GW im Jahr 2030. Gleichzeitig wird das Stromübertragungsnetz verstärkt und erweitert, sodass es 2035 rund 50.000 Stromkreiskilometer umfasst – ein Anstieg von rund 15.000 Stromkreiskilometern gegenüber heute. Die Stromnachfrage nimmt bis 2030 um 146 Terawattstunden (TWh) zu und erreicht 726 TWh. Bis 2035 kommen nochmals 168 TWh hinzu. Getrieben wird dieser Nachfragezu-

¹ Prognos et al. (2021)

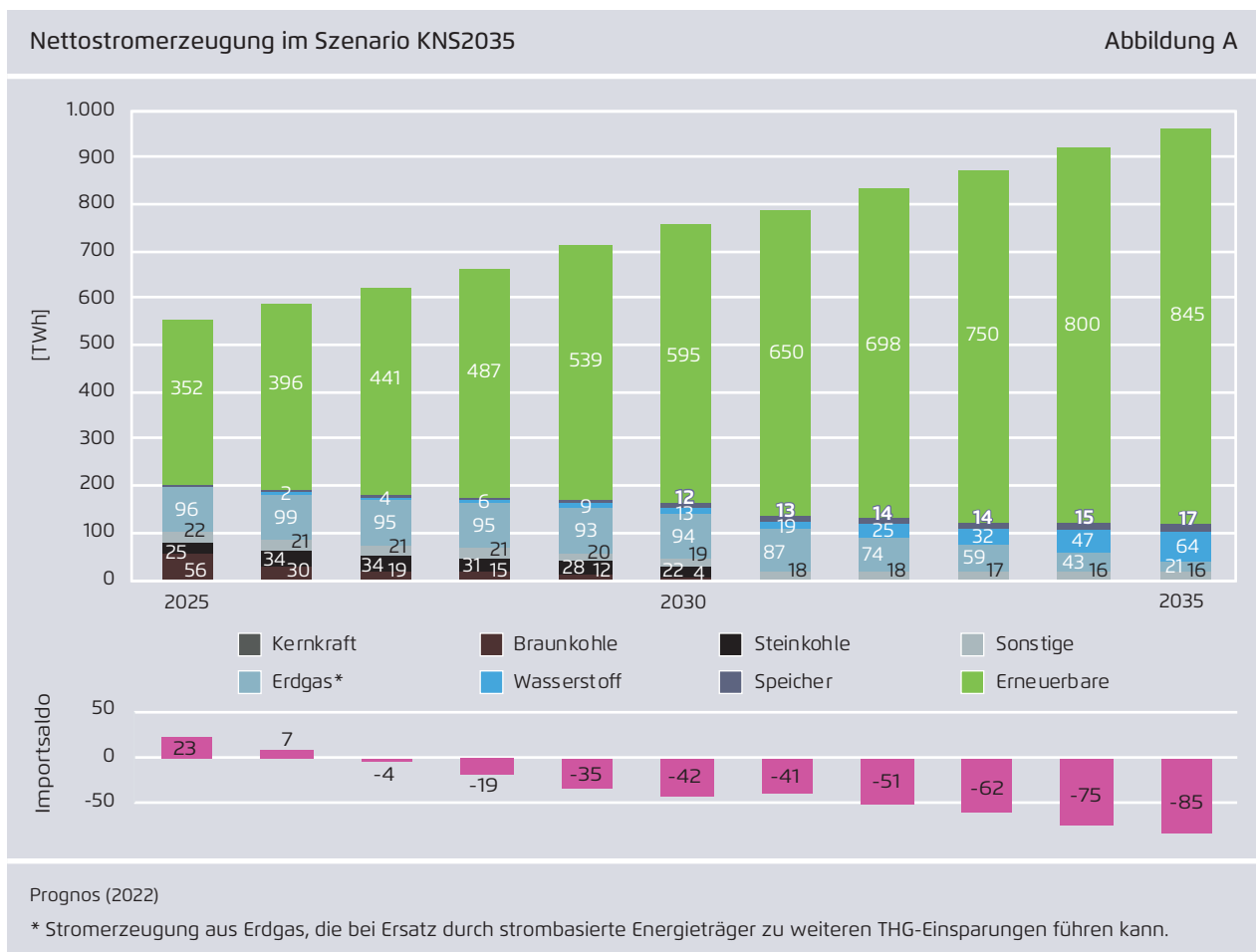
wachs durch eine schnelle Elektrifizierung in Industrie, Gebäuden und Verkehr. Die Umstellung zum klimaneutralen Stromsystem setzt darüber hinaus voraus, dass insbesondere die Stromverteilnetze deutlich intelligenter gesteuert und neue Verbraucher wie Elektromobile, Elektrolyseure und Wärmeerzeuger konsequent flexibel betrieben werden.

Die Zielerreichung erfordert damit einen Paradigmenwechsel in Kernbereichen des Stromsystems. Insbesondere müssen Planungs- und Genehmigungsverfahren für Erneuerbare Energien, Strom- und Wasserstoffnetze konsequent vereinfacht und beschleunigt werden. Darüber hinaus ist für die Koordinierung des Infrastrukturausbaus ein integrierter Systementwicklungsplan für Strom-, Gas-

und Wasserstoffnetze dringend erforderlich. Dafür notwendige Maßnahmen müssen unverzüglich ergriffen werden.

1.3.1 Erzeugung

Bis 2035 steigt die erneuerbare Stromerzeugung durch den weiterhin starken Ausbau der Windenergie und Photovoltaik im Szenario KNS2035 auf 845 TWh (Abbildung A). Mit einem massiven Zubau werden Windkraft und Solarenergie die tragenden Säulen des klimaneutralen Stromsystems 2035. Damit das gelingt, muss der jährliche Zubau von Dach- und Freiflächenphotovoltaik zügig von 5 GW 2021 auf durchschnittlich 21 GW zwischen 2026 und 2035 mehr als vervierfacht werden. Im gleichen Zeitraum muss der Zubau von Windkraft an Land von 1,7 GW auf 10 GW pro Jahr um circa einen



Faktor sechs gesteigert werden. Der Zubau von Windenergie auf See erreicht in der Spitze 8 GW und beträgt von 2031 bis 2035 6 GW. Windenergieanlagen an Land tragen mit 40 Prozent am stärksten zur erneuerbaren Nettostromerzeugung bei. Photovoltaik leistet einen Beitrag von einem Drittel, auf Offshore-Windenergie entfällt ein Viertel.

Im Jahr 2035 liegt der Erneuerbaren-Anteil an der Stromerzeugung bei 89 Prozent direkter Erzeugung durch Erneuerbare Energien und 7 Prozent Erzeugung aus Wasserstoffkraftwerken. Da Deutschland Nettoexporteur ist, beträgt der Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch rechnerisch über 100 Prozent.

Parallel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien werden in den 2030er-Jahren regelbare Gaskraftwerke zur Deckung der Residuallast eingesetzt. Diese Kraftwerke erzeugen mit sinkender Tendenz zwischen 107 TWh (2030) und 86 TWh (2035) Strom. Im klimaneutralen Stromsystem 2035 verdoppelt sich die installierte Leistung von Gaskraftwerken von 30 GW (2022) auf 61 GW.² Erdgas wird dabei zunehmend durch Wasserstoff ersetzt, sodass der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung im Jahr 2035 nur noch zwei Prozent beträgt.³

Im Jahr 2030 beträgt die Stromerzeugung aus Wasserstoff etwa 13 TWh. Dafür sind voraussichtlich 4 bis 6 GW wasserstofffähige Kraftwerke notwendig. Im Jahr 2035 erzeugen Gaskraftwerke 86 TWh Strom. Gaskraftwerke werden vor allem für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr benötigt. Ein Drittel der Gaskraftwerke (20 GW) erzeugt 75 Prozent der gesamten Gasstromerzeugung im Jahr 2035. Das letzte Drittel wird nur wenige Stunden pro Jahr betrieben. Der erreichte Umstellungsgrad und die Verfügbarkeit von Wasserstoff bestimmen die Restemissionen der Stromerzeugung.

2 Davon entfallen 64 TWh auf Wasserstoff und 18 TWh auf Erdgas.

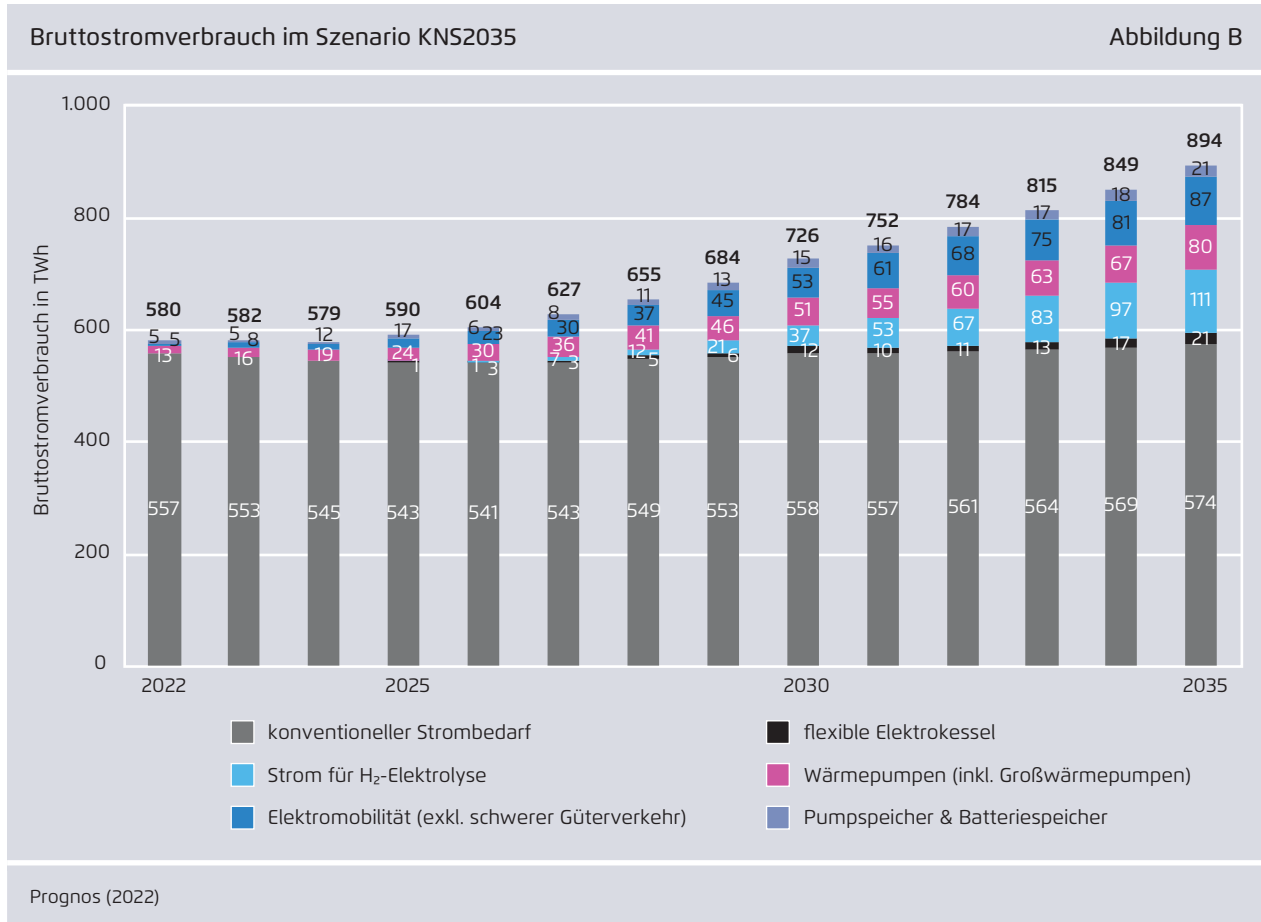
3 Dazu kommt noch ein Prozent aus der Verbrennung von Abfall und Gichtgas.

Für den Umsetzungserfolg der Energiewende sind für den Bereich Wasserstoff drei Hochlaufpfade entscheidend, die bereits heute eingeleitet werden müssen: Wasserstoffaufkommen, wasserstofffähige Kraftwerke und Wasserstoffinfrastruktur. Neue Kraftwerke müssen schon heute zu 100 Prozent H_2 -ready sein. Um zu gewährleisten, dass Erzeugung und Verbrauch der stark ansteigenden Wassermengen örtlich und zeitlich abgestimmt werden können, wird eine neue Wasserstoffinfrastruktur zum Transport und zur Speicherung notwendig. Auch sind die Optionen der Nutzung des Wasserstoffderivats Ammoniak für Kraftwerke zu prüfen, um Knappheiten im Wasserstoffaufkommen zu begegnen, da sich Ammoniak besonders gut importieren lässt.

1.3.2 Elektrifizierung, Flexibilität und Stromverbrauch

Die Höhe des zukünftigen Strombedarfs ist ein zentraler Treiber für den notwendigen Ausbaubedarf der Erneuerbaren Energien und des Stromsystems als Ganzes. Energieeffizienzmaßnahmen leisten einen wichtigen Beitrag, um den Ausbaubedarf zu begrenzen. Der konventionelle Stromverbrauch stagniert, da sich Effizienzgewinne und eine steigende Zahl von Verbrauchern ausgleichen (Abbildung B). Gleichzeitig lassen die zunehmende Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Gebäuden sowie die Wasserstoffproduktion den Strombedarf auf rund 725 TWh bis 2030 steigen. Die Elektrifizierung dieser Sektoren senkt bei einem klimaneutralen Stromsystem die deutschen Treibhausgasemissionen signifikant.

Mit zunehmender Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien und dem Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung sind neue Flexibilitätsoptionen gefragt, um den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sicherzustellen (Abbildung C). Auf der Nachfrageseite können und müssen Elektromobilität, Wärmeerzeuger und Elektrolyseure systemdienlich betrieben werden, um die Systemintegration von Wind- und Solarstrom zu stärken. Batteriespeicher und Pumpspeicherkraft-

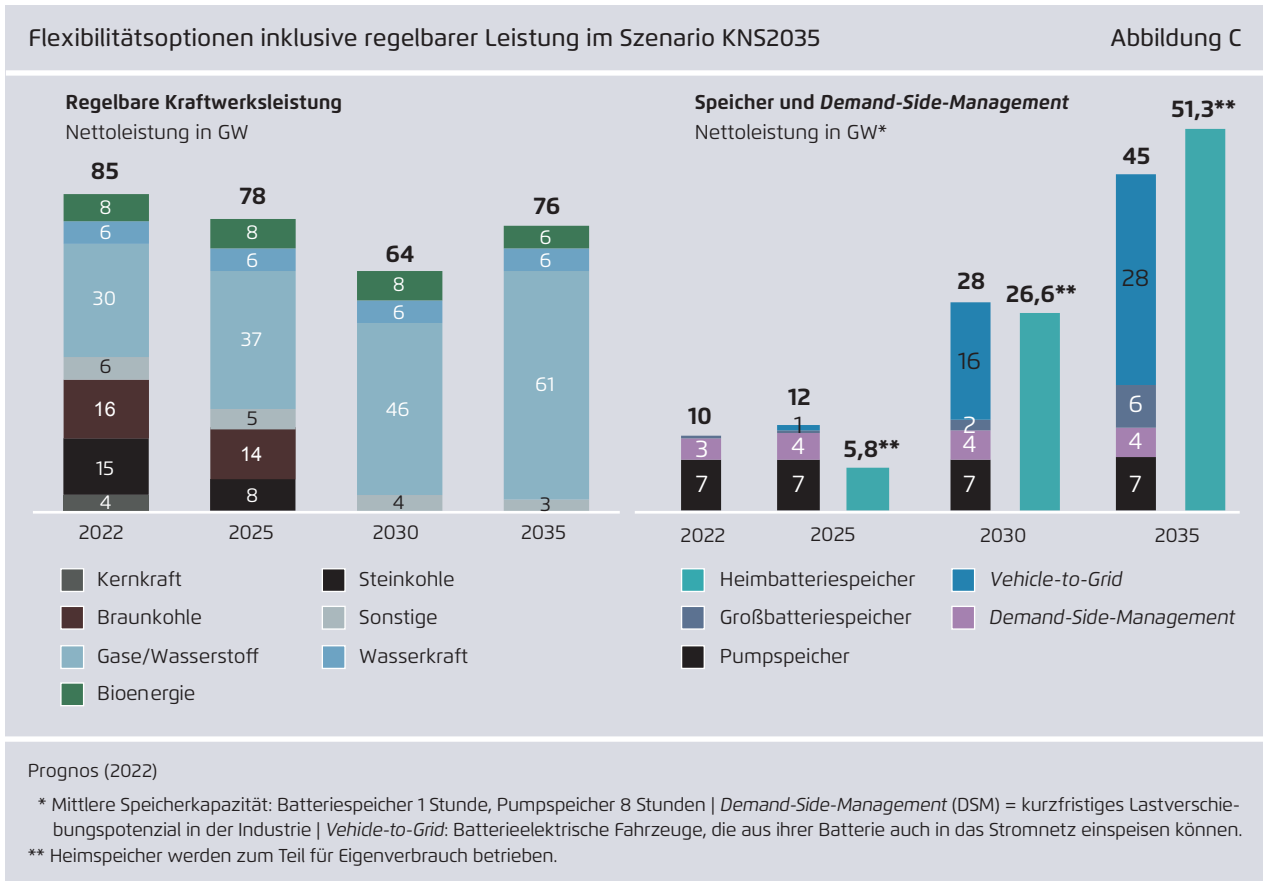


werke bieten darüber hinaus erhebliche Flexibilitäts-
potenziale.

Elektrofahrzeuge können beispielsweise in einem gewissen Maße flexibel geladen werden. Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge durch bidirektionales Laden (auch Vehicle-to-Grid genannt) als Stromspeicher agieren. Davon ausgehend, dass 25 Prozent der Elektro-Pkw im Jahr 2035 Vehicle-to-Grid nutzen und davon durchschnittlich 40 Prozent der Fahrzeuge für den Strommarkt bereitgestellt werden, beträgt die nutzbare Leistung 28 GW. Obwohl die Leistung nur für kurze Zeiträume von wenigen Stunden bereitgestellt werden kann, verringert Vehicle-to-Grid den Bedarf an kleinen Batteriespeichern in Eigenheimen sowie den Bedarf an Großbatteriespeichern. Damit trägt es zur effizienten Nutzung von erneuerbarem Strom und Ressourcen bei.

Wärmepumpen bieten zusätzliche, nachfrageseitige Flexibilität, vorausgesetzt, dass der überwiegende Anteil der knapp neun Millionen Wärmepumpen im Jahr 2035 über Softwareschnittstellen gesteuert werden kann. Die Flexibilität wird durch das Speicherpotenzial der Gebäude selbst und Pufferspeicher im Heizkreis ermöglicht. Diese kann abhängig von der Außentemperaturabhängigen Wärmeanforderung und einer nutzerseitigen Freigabe von Temperaturbandbreiten genutzt werden.

Direkte Strom-zu-Wärme-Anwendungen (*Power-to-Heat*, PtH) wie Heizstäbe oder Elektrodenkessel sind eine günstige Flexibilitätsmöglichkeit, um in Stunden hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien Strom in Wärmeanwendungen (Industrie, Nahwärme, Fernwärme etc.) zu integrieren, statt ihn abzuregeln.



Die installierte Leistung von *Power-to-Heat*-Anlagen beträgt 10 GW 2030 und 20 GW im Jahr 2035.

Elektrolyseure bieten eine weitere Nachfrageflexibilität. Im Szenario KNS2035 sind im Jahr 2035 etwa 12 GW_{el} im Einsatz. Die Elektrolyseure erzeugen Wasserstoff in Zeiten mit hoher erneuerbarer Erzeugung, in denen der Strom anderweitig nicht genutzt oder transportiert werden kann. Elektrolyseure werden insbesondere in Norddeutschland an Stellen vor Netzengpässen errichtet.

Batteriespeicher bieten dank schneller Reaktionszeit vielfältige Anwendungsmöglichkeiten im stationären und mobilen Bereich. Sie haben aufgrund ihrer elektrochemischen Eigenschaften einen Wirkungsgrad von bis zu 99 Prozent und können sowohl bei Haushalten, in der Industrie, bei Energieversorgern, Betreibern von Photovoltaik- und

Windparks oder Anbietern von Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Die installierte Leistung dezentraler Batteriespeicher (in Kombination mit PV-Aufdachanlagen) beträgt 27 GW 2030 und 51 GW 2035.

Je besser es gelingt, durch geeignete Preissignale die vorhandene technische Flexibilität zu nutzen, desto mehr erneuerbarer Strom kann direkt genutzt werden. Gleichzeitig verringern sich damit der Zubaubedarf an Gaskraftwerken und der notwendige Brennstoffeinsatz.

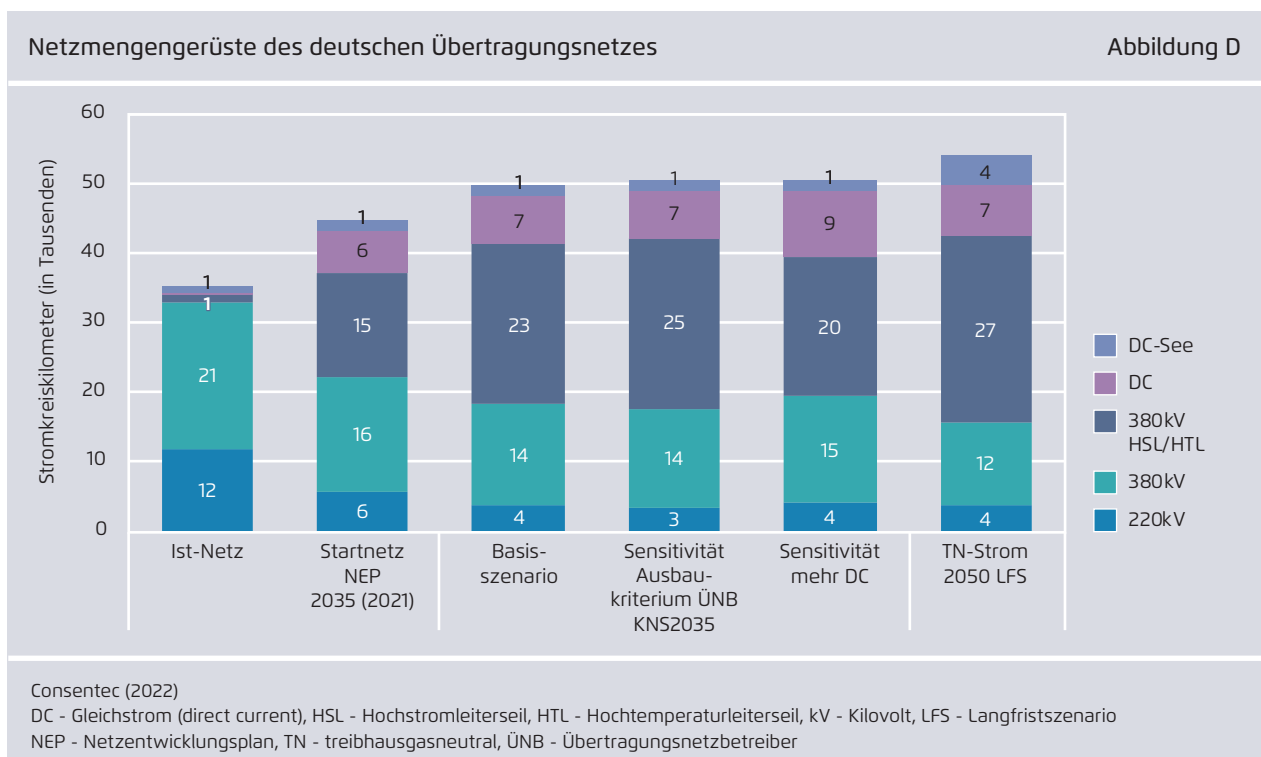
1.3.3 Energieinfrastruktur

Ein klimaneutrales Stromsystem 2035 in Deutschland stellt in Bezug auf den Netzausbau lediglich einen Zwischenschritt dar: Erstens wächst der Strombedarf durch steigende Nachfrage von anderen Sektoren auch nach 2035 weiter an. Zweitens gewinnt der Stromaustausch innerhalb Europas mit zunehmenden Anteilen der Erneuerbaren Energien und dem Ausbau der Kuppelkapazitäten auch über 2035 hinaus deutlich an Bedeutung.

Damit die Integration Erneuerbarer Energien gelingt, muss das Stromnetz schnellstmöglich ausgebaut und der Umbau hin zu einer flexiblen, optimierten und sicheren Netzbetriebsführung forciert werden. Die gesamte Stromkreislänge im deutschen Übertragungsnetz wächst im Szenario KNS2035 von circa 35.000 Stromkreiskilometern 2021 auf circa 50.000 Stromkreiskilometer im Jahr 2035 (Abbildung D). Aufgrund der langen Umsetzungsfristen müssen alle hierfür erforderlichen Projekte in den kommenden Jahren in die Umset-

zung gebracht werden. Dafür sind Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen vorzuziehen.

Es ist davon auszugehen, dass selbst bei einem deutlich beschleunigten Netzausbau strukturelle Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz bestehen bleiben werden. Um die Transportaufgaben in einem klimaneutralen Stromsystem erfüllen zu können, wird daher aller Voraussicht nach ein breites Technologieportfolio unterschiedlichster Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbautechnologien genutzt werden müssen. Vergleichsweise neuartige, aber kurzfristig verfügbare Technologien, die in diesem Zusammenhang eine Rolle spielen können, sind zum Beispiel eine messwert-/sensorbasierte Festlegung der Stromtragfähigkeit von Leitungen und eine FACTS-basierte Lastflussteuerung. Weitere Optionen sind der vermaschte Betrieb von HGÜ-Systemen sowie sogenannte virtuelle Leitungen, die über einen koordinierten gegenläufigen Betrieb von Batteriespeichern eine



zeitversetzte Übertragung von elektrischer Energie ermöglichen.

Gleichzeitig müssen die Herausforderungen für einen sicheren Stromnetzbetrieb in einem weit überwiegend von Erneuerbaren Energien geprägten System zügig angegangen werden. Dazu zählen unter anderem die Umsetzung einer Real-Time-Bewertung der Stabilitätssituation im Übertragungsnetz, die Gewährleistung ausreichender Momentanreserve, die Sicherstellung notwendiger Blindleistungs- und Kurzschlussstrombeiträge und auch die Gewährleistung der Fähigkeit zum Netzwiederaufbau.

Die stärkere Kopplung der Sektoren Strom, Verkehr, Wärme und Industrie durch Elektrofahrzeuge, elektrischen Wärmeerzeugern und Elektrolyseure wirkt sich fundamental auf die Strom- und Wasserstoffnetzplanung aus. So ist die schnelle Verfügbarkeit eines ausreichend dimensionierten Wasserstoffbasisnetzes sowie von Wasserstoffspeichern zur zeitlichen Entkopplung von Wasserstoffherzeugung und -nachfrage eine unabdingbare Voraussetzung für eine aus Stromsystem Sicht

optimierte Standortwahl von Elektrolyseuren und steuerbaren gasbasierten Erzeugungsanlagen. Die aktuell separaten Planungsprozesse der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze bilden dies derzeit jedoch nicht ab.

Die stärkere Flexibilisierung des Stromverbrauchs erhöht gleichzeitig die Anforderungen an das Markt-design. Preise müssen gerade für flexible Verbraucher systemdienliche Anreize setzen. Wenn beispielsweise Netzengpässe bei der Preisbildung nicht berücksichtigt werden, kann ein sehr niedriger Strompreis zu einer Aktivierung von flexiblen Verbrauchern führen, ohne dass der hierdurch ausgelöste Strombedarf tatsächlich gedeckt werden kann: Liegen die Verbraucher hinter einem Netzengpass, kann der günstige Strom nicht zu den Verbrauchern gebracht werden. Im Ergebnis müssten *Redispatch*-Maßnahmen ergriffen werden. Diese würden entweder Mehrkosten auslösen oder die verfügbaren Kapazitäten könnten nicht ausreichen, wenn eine sehr hohe Bedarfsspitze vorliegt. Eine stärkere räumliche Differenzierung der Strompreise kann diese Herausforderungen vermeiden.

Exkurs: Zusätzliche Erdgaseinsparungen im Szenario KNS2035

Im Szenario KNS2035 führt der schnellere Ausbau Erneuerbarer Energien zu einer deutlichen Verringerung der Importabhängigkeit Deutschlands von fossilen Brennstoffen. Auf Basis der Vorgängerstudie KNDE2045 und der vereinfachten Betrachtung von Änderungen, bei denen Erdgas durch einen verstärkten Einsatz von Strom substituiert werden kann, wurde von der Prognos AG der Rückgang des Erdgasbedarfs bis zum Jahr 2030 im Szenario KNS2035 abgeschätzt (Abbildung E).

Ausgehend von einem Erdgasbedarf von 861 TWh im Jahr 2018 könnte der Bedarf auf etwa 620 TWh bis zum Jahr 2030 gesenkt werden. Die wesentlichen Stellschrauben zur mittelfristigen Einsparung von Erdgas sind Gebäudesanierungen, der Einsatz von Wärmepumpen, Ausbau der Fernwärmenetze, Effizienzsteigerungen in der Industrie sowie eine zunehmende Elektrifizierung von Prozessen, insbesondere die Bereitstellung von Prozesswärme durch Großwärmepumpen und Elektrokessel.

Hebel zur Reduktion des Gasbedarfs

Abbildung E



Prognos (2022)

GWP - Großwärmepumpe, E-Kessel - Elektrokessel

*u. a. Ausbau Solarthermie, Biomasse, Rückgang bei Querschnittsanwendungen, Kochgas usw.

1.4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

1.4.1 Planung und Genehmigungsverfahren

Die Planung und der Ausbau von Stromnetzen und Wasserstoffinfrastruktur haben besonders lange Vorlaufzeiten. Eine integrierte Systemplanung ist daher dringend erforderlich.

Der wesentliche Unterschied zwischen dem Stromsektor im vorliegenden Szenario KNS2035 und dem in KNDE2045 enthaltenen Szenario ist eine zeitliche Verkürzung der Transformation. Da bis zum Jahr 2030 lediglich 8 Jahre beziehungsweise bis 2035 lediglich 13 Jahre verbleiben, kommt der notwendigen Vorlaufzeit für Transformationsmaßnahmen eine herausragende Bedeutung zu. Besonders im Fokus stehen daher der Stromnetzausbau und die Schaffung der notwendigen Wasserstoffinfrastruktur (Erzeugung/Importe, Basisnetz, Speicher). Damit diese konsistent und zielkonform geplant werden können, ist eine integrierte Betrachtung unerlässlich. Aktuell werden Strom- und Gasnetze aber getrennt geplant. Daher ist eine Änderung des Planungsverfahrens notwendig:

→ Ein integrierter Systementwicklungsplan für Strom-, Erdgas- und Wasserstoff wird bis Mitte 2024 ausgearbeitet. Dieser enthält die für Klimaneutralität insgesamt erforderliche Netzinfrastruktur. Der Planungsprozess berücksichtigt dabei die europäische Ebene sowie die Verteilnetzebenen.

Die Geschwindigkeit des Zubaus Erneuerbarer Energien und des Ausbaus der Strom- und Wasserstoffnetze ist der Taktgeber für den Umstieg auf ein klimaneutrales Stromsystem. Eine konsequente Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren wird für das erforderliche Tempo benötigt.

Das Szenario KNS2035 sieht einen sehr schnellen Hochlauf der Erneuerbaren-Energien-Kapazitäten vor und der jährliche Zubau verbleibt für rund ein Jahrzehnt auf sehr hohem Niveau. Damit die dafür notwendige Infrastruktur rechtzeitig vorhanden ist, müssen Projekte zügig geplant und umgesetzt werden. Die Rahmenbedingungen in Deutschland sind aktuell nicht für eine solche Transformation ausgelegt. Die neue Bundesregierung hat bereits eine Reihe von Maßnahmen ergriffen. So hat die Bundesregierung in ihrem Gesetzesentwurf zur Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) unter anderem eine Neuregelung der Vorgaben zur Erstellung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorgeschlagen, der als Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans dient. Neuer Betrachtungshorizont soll künftig das Jahr 2045 sein und die neuen Szenarien sollen sich an den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten. Auch die Verteilernetzbetreiber (VNB) sollen künftig zielbasiert Regionalszenarien für örtlich übergreifende Planungsregionen erstellen und auf dieser Basis eine Netzausbauplanung vorlegen. Gleichzeitig ist klar, dass weiterhin relevante Hürden bestehen beziehungsweise sich neue Herausforderungen ergeben könnten. In dieser Hinsicht gelten folgende Prioritäten:

- Der Netzausbau sollte verstärkt auch vorsorgend erfolgen können. Hierzu könnte der rechtliche Begriff der Bedarfsgerechtigkeit des Netzausbaus dahingehend geklärt werden, dass er auch temporäre Überkapazitäten und den Optionswert von Infrastruktur erfasst.
- Der zu schaffende Systementwicklungsplan gibt einen Zielszenariorahmen vor, an dem die Übertragungsnetzbetreiber ihren Netzausbau ausrichten müssen.
- Die Datengrundlage, auf der der Verteilnetzausbau erfolgt, sollte verbindlich festgelegt werden, beispielsweise indem dies auf verbindlich zu erstellende Prognosen zu den auszuschöpfenden Erneuerbare-Energien-Potenziale vor Ort basiert (Kommune, Netzgebiet).

- Die Ausweisung von 2 Prozent der Bundesfläche für Onshore-Wind erfolgt schnellstmöglich und bundesländerspezifische Mindestabstände werden abgeschafft.
- Der Artenschutz wird über verbesserten Populationsschutz gestärkt. Für die Windenergie besonders geeignete, naturschutzfachlich konfliktarme Gebiete (*Go-To-Areas*) werden nur einmalig auf Einhaltung des europäischen Arten- und Naturschutzes untersucht; aufwändige Einzelprüfungen entfallen.
- Um kurzfristig und proaktiv handeln zu können, sollte ein kontinuierliches Monitoring für die jeweilige Verfahrensdauer und Verzögerungsgründe etabliert werden.

1.4.2 Erzeugung

Eine massive Steigerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien ist die Grundlage für ein klimaneutrales Stromsystem. Dies erfordert gute Investitionsbedingungen.

Der Zubau Erneuerbarer Energien im Szenario KNS2035 entspricht einer qualitativ neuen Dynamik – sowohl im Hinblick auf den jährlichen Zubau als auch für die Zahl an Jahren, in denen dieses hohe Niveau gehalten wird. Dieser kann nur gelingen, wenn Investitionen in neue Anlagen rechtzeitig, in ausreichendem Umfang und zu niedrigen Finanzierungskosten möglich sind. Gerade Finanzierungsaspekte gewinnen im Umfeld aktuell steigender Zinsen an Bedeutung.

Im Zuge einer so umfassenden Systemtransformation ist es unwahrscheinlich, dass der Strommarkt sich stets im Gleichgewicht befindet; das heißt, dass Markterlöse für Investitionen kostendeckend sind. Phasen mit niedrigen Markterlösen für neue Wind- und Solarkraftwerke dürften in den kommenden Jahren immer dann auftreten, wenn Flexibilitätsoptionen (noch) nicht in ausreichendem Umfang vorhanden sind. Aus diesem Grund ist eine langfristige Absicherung der Einnahmen für Wind- und Solarkraftwerke

weiterhin unerlässlich. Dabei verschiebt sich aber der eigentliche Zweck einer solchen Absicherung: In der Vergangenheit stand die Deckung höherer Kosten von Wind- und Solarenergie im Vordergrund. In Zukunft geht es darum, mögliche Einnahmerisiken der günstigsten Erzeugungstechnologien abzufedern. Dies erfordert:

- Einführung einer symmetrischen Marktprämie (*Contracts for Difference, CfDs*) als Weiterentwicklung des aktuellen Marktprämienmodells für Ausschreibungen von Windkraft- und Solaranlagen;
- Unterstützung des Zubaus auf Basis von langfristigen Stromlieferverträgen (PPAs) durch staatliche Absicherungsinstrumente, zum Beispiel Garantien;
- Weitere Vereinfachung der Regeln für Eigenverbrauch, Prosumer und Vor-Ort-Versorgung im Rahmen von lokalen Konzepten zur gleichzeitigen Versorgung mit erneuerbarem Strom und erneuerbarer Wärme.

Regelbare Kraftwerke decken die Nachfrage bei geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Neue Anlagen müssen zu 100 Prozent mit Wasserstoff betrieben werden können; ihr Zubau muss sichergestellt sein.

Regelbare Kraftwerke sind in einem Stromsystem auf Basis von Erneuerbaren Energien unverzichtbar. Eingesetzt zur Deckung der Residuallast garantieren sie, dass Stromerzeugung und Nachfrage in Einklang stehen und tragen damit wesentlich zur Wahrung der Versorgungssicherheit insbesondere während längerer Phasen mit niedriger Wind- und Solarstromerzeugung bei.

Im Szenario KNS2035 fallen regelbare Kraftwerke dabei in sehr unterschiedliche Kategorien: Ein Teil der Kraftwerksflotte (circa 20 GW) läuft für durchschnittlich dreitausend Stunden pro Jahr und stellt dem Stromsystem zusätzliche Energiemengen zur Verfügung, die dann mithilfe von Speichern unter-

tägig bedarfsentsprechend verschoben werden. Eine hohe Effizienz und der frühzeitige Einsatz von Wasserstoff in diesen Kraftwerken ist für eine schnelle Klimaneutralität entscheidend.

Eine zweite Gruppe von Kraftwerken läuft nur sehr wenige Stunden pro Jahr beziehungsweise garantiert die Lastdeckung auch in extremen Wetterjahren. Es handelt sich also um eine ‚Versicherung‘ gegen seltene Extremereignisse. In diesen Kraftwerken ist die Effizienz weniger bedeutsam. Vielmehr stehen niedrige Investitions- und Fixkosten sowie eine möglichst einfache Brennstofflogistik im Vordergrund. Gerade hier ist Ammoniak aufgrund seiner besseren Speicher- und Transportierbarkeit eine CO₂-freie Alternative zu Wasserstoff. Eine detaillierte Prüfung der Einsatzmöglichkeiten von Ammoniak im Stromsektor ist daher angezeigt.

Aktuell besteht eine Vielzahl von Einzelinstrumenten, die im Ergebnis neue Investitionen in regelbare Kraftwerke auslösen. Neben dem rein marktlich getriebenen Zubau – der aktuell nicht stattfindet – sind in diesem Zusammenhang die Förderung über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie die Kapazitäts- und Netzreserve der Übertragungsnetzbetreiber relevant. Keines der Instrumente ist in seiner aktuellen Form dazu geeignet, in die Wasserstoffnutzung im deutschen Kraftwerkspark einzusteigen: Die reine technische Fähigkeit zur Nutzung von 100 Prozent Wasserstoff ist hierfür keinesfalls ausreichend. Hier sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich:

- Klärung des Investitionsrahmens für regelbare Kraftwerke und Konsolidierung der bestehenden Instrumente in ein vereinfachtes, klares System;
- Einführung eines Markthochlaufinstrumentes für den Einsatz von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten im Stromsektor, insbesondere im Bereich der Kraftwärmekopplung.

1.4.3 Infrastruktur

Selbst bei deutlicher Beschleunigung des Netzausbaus verbleiben strukturelle Netzengpässe im Übertragungsnetz. Die Einführung geografischer Signale im Strommarkt wird damit unumgänglich.

Das aktuelle Marktdesign in Deutschland ermöglicht keine räumliche Differenzierung des Strompreises in Abhängigkeit von aktuellem Angebot und Nachfrage. Bereits heute führt dies zu einem erheblichen *Redispatch*-Bedarf: Dabei müssen in der Regel Kraftwerke in Norddeutschland herunter- und in Süddeutschland hochgefahren werden, da Strommen nicht in ausreichendem Maße von Norden nach Süden transportiert werden können. Dies ist häufig das Ergebnis einer sehr hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien im Norden. Darüber hinaus erfolgen auf Marktbasis Transit-Stromflüsse durch Deutschland, wenn zum Beispiel die Preise in nördlichen Nachbarstaaten niedriger und in südlichen Nachbarländern höher liegen als in Deutschland selbst.

Die mit diesem Vorgehen verbundenen Ineffizienzen nehmen in einem klimaneutralen Stromsystem deutlich zu: Erstens sind die Betriebskosten von Kraftwerken auf Wasserstoffbasis absehbar hoch und Wasserstoffmengen knapp. Der Einsatz solcher Kraftwerke für den *Redispatch* wird also teurer, als es aktuell der Fall ist. Zweitens lösen niedrige Preise in der Gebotszone zunehmend intensive Nachfragezuwächse durch flexible Lasten aus: So würde ein flexibler Verbraucher jenseits eines Netzengpasses einen sehr niedrigen Strompreis im Marktergebnis ‚sehen‘ und auf dieser Basis dann den Verbrauch erhöhen. Physisch müsste dieser Verbrauch aber aufgrund der Netzkapazitäten über *Redispatch*-Maßnahmen abgedeckt werden. Diese flexiblen Lasten dann aber aus Wasserstoffkraftwerken zu decken, konterkariert den eigentlichen Zweck der Nachfrageflexibilitäten. Im Ergebnis zeigen diese Überlegungen, dass das Marktpreissystem in seiner aktuellen Form nicht für ein klimaneutrales Stromsystem geeignet ist.

Es gibt eine Reihe von Möglichkeiten, wie geografische Signale im Strommarkt besser berücksichtigt werden können. Ein lange überfälliger Schritt ist eine Reform der Netzentgelte. In ihrer aktuellen Form stellen sie ein erhebliches Flexibilitätshemmnis dar (siehe unterer Abschnitt zu Flexibilität und Nachfrage). Weitergehende Reformen wie eine Teilung in mehrere Gebotszonen oder die Einführung von Knotenpreisen (*nodal pricing*) wurden in Rahmen dieser Studie nicht untersucht. Auf Basis der vorliegenden Analyse ist jedoch klar, dass die Einführung lokaler Signale auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem unumgänglich ist:

→ Die Optionen für die Einführung geografischer Signale müssen umgehend detaillierter untersucht werden.

Der Stromnetzbetrieb zu Zeiten von 100 Prozent Erzeugung aus Erneuerbaren erfordert innovative Betriebskonzepte und -technologien. Diese müssen schnell und zuverlässig umgesetzt werden.

Der Netzbetrieb in einem klimaneutralen Stromsystem erfolgt zu einem erheblichen Anteil zu Zeiten, in denen Windkraft- und Solaranlagen die Last vollständig decken können. Umgekehrt bedeutet dies, dass keine regelbaren Kraftwerke (präziser: Kraftwerke mit Synchrongeneratoren) für die Lastdeckung benötigt werden. Damit in solchen Situationen tatsächlich 100 Prozent Erneuerbare Energien praktisch möglich sind, gilt es, eine Reihe von technischen Innovationen im Netzbetrieb rechtzeitig umzusetzen. Dies erfordert neben Umstellungen der Systemdienstleistungsdefinition und -beschaffung ein breites Technologieportfolio unterschiedlichster Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbau-technologien.

Diese Technologien und Betriebsstrategien sind bereits heute im Wesentlichen bekannt. Ihre Implementierung muss aber zuverlässig und vor allem rechtzeitig erfolgen, um unnötige Abregelung von Erneuerbaren Energien zu vermeiden und so die

Zielerreichung abzusichern. In vielen Fällen ist eine marktliche Beschaffung beziehungsweise Bewirtschaftung in diesem Bereich nicht sinnvoll, da die Kosten in Bezug auf die Gesamtsystemkosten sehr gering ausfallen und eine marktliche Organisation mit hohen Transaktionskosten verbunden wäre. Vielmehr gilt es, durch eine vorausschauende Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber beziehungsweise technische Vorgaben auf europäischer Ebene den sicheren Systembetrieb zu garantieren. Hierzu ist erforderlich:

- Ausarbeitung und Implementierung eines *Maßnahmenpakets Systembetrieb 100 % Erneuerbare Energien*.
- Einführung eines Monitoringprozesses *Systembetrieb 100 % Erneuerbare Energien*.

1.4.4 Flexibilität und Nachfrage

Die aktuelle Netzentgeltstruktur ist ein gravierendes Flexibilitätshemmnis. Eine umgehende Reform der Netzentgelte ist unverzichtbar, um nötige Flexibilitätspotenziale zu heben.

Die aktuelle Struktur der Verteilnetzentgelte steht im Widerspruch zu den Anforderungen in einem klimaneutralen Stromsystem. Die Tarifstruktur differenziert nicht nach der aktuellen Situation im Stromsystem. So wird bei größeren Kunden (mit Lastgangmessung) ein möglichst stetiger Strombezug mit niedrigen Netzentgelten belohnt, die Netznutzung für einige Hundert Stunden wird hingegen mit sehr hohen Entgelten unattraktiv gemacht. Der systemdienliche Betrieb einer *Power-to-Heat*-Anlage würde aber das Gegenteil erfordern: besonders günstige Netznutzung für wenige Stunden, wenn der Einsatz das Netz entlastet. Insgesamt ist der Übergang zu zeitlich differenzierten Netzentgelten ein entscheidender Hebel, um Nachfrageflexibilitäten zu entfesseln. Eine Reform duldet keinen Aufschub mehr:

- Netzentgelte müssen so reformiert werden, dass sie eine flexible Netznutzung unterstützen: Verbrauch soll dann besonders günstig möglich sein, wenn lokal große Mengen an erneuerbarem Strom verfügbar sind beziehungsweise wenn keine (lokalen) Netzengpässe den Strombezug beeinträchtigen.
- Bestehende Ausnahmetatbestände, die einer flexiblen Netznutzung entgegenstehen (7.000-Stunden-Regel), werden abgeschafft.
- Die Bundesregierung sollte auf EU-Ebene auf stärker energiewendeorientierte Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgelte in den einschlägigen EU-Rechtsakten drängen.

Die intelligente Steuerung von dezentralen Flexibilitäten ist eine tragende Säule in einem erneuerbaren Stromsystem. Ein intelligenter Verteilnetzbetrieb und ein deutlich schnellerer *Smart-Meter-Rollout* sind hierfür erforderlich.

Die Reaktion dezentraler Flexibilitäten spielt im Szenario KNS2035 eine systemrelevante Rolle. Hierzu gehört eine schnell wachsende Zahl von Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeichern. Aktuell ist ein flexibler Betrieb dieser Anlagen stark gehemmt. Der schleppende Einbau von *Smart Metern*

führt dazu, dass variable Stromtarife in der Praxis kaum genutzt werden und sowohl Speichereinrichtungen als auch flexible Verbrauchseinrichtungen nicht flexibel gesteuert werden können.

Dabei wird durch die aktive Steuerung dieser Verbrauchseinrichtungen sowie die stärkere Durchdringung der Verteilnetze mit Erzeugungsanlagen (zum Beispiel Solar-Aufdachanlagen) ein intelligenter Netzbetrieb unverzichtbar, um Engpässe zuverlässig zu erkennen und sicher zu bewirtschaften. Eine intelligente Steuerung der Netze senkt auch den Investitionsbedarf für Netzverstärkungen. Folgende Maßnahmen sind daher zu ergreifen:

- Über eine Anpassung der Netzregulierung werden für Verteilnetzbetreiber wirksame finanzielle Anreize gesetzt, ihr Netz mit digitalen Mess- und Steuerungseinrichtungen auszustatten, die eine ausreichende Interoperabilität zwischen Netzbetreibern und damit einen abgestimmten Netzbetrieb sicherstellen.
- Die Rahmenbedingungen für den *Smart-Meter-Rollout* werden deutlich vereinfacht und die Einbauziele für Netzbetreiber angehoben. Über die Netzregulierung werden wirksame finanzielle Anreize gesetzt, den *Smart-Meter-Rollout* prioritär voranzutreiben.
- Um den flexiblen Betrieb wichtiger dezentraler Flexibilitäten wie Elektroautos oder dezentraler Speicher beschleunigt voranzutreiben, muss es möglich werden, solche Verbraucher unter Nutzung vereinfachter Messeinrichtungen hinter dem Zähler direkt zu beliefern (*split supply*).

2 Annahmen und Modellierung Klimaneutrales Stromsystem 2035

Dem Stromsektor kommt bei der Erreichung der deutschen Klimaziele eine zentrale Rolle zu. Der beschleunigte Umstieg auf eine zu 100 Prozent erneuerbare Stromproduktion ist nicht nur entscheidend, um die Regierungsziele für den Sektor zu erfüllen, sondern auch Voraussetzung für die Elektrifizierung und damit Dekarbonisierung der Sektoren Gebäude, Wärme, Verkehr und Industrie.

Nur mit einem entschlossenen Ausbau Erneuerbarer Energien gelingt die Transformation zu einem klimaneutralen Deutschland 2045. Die direkte und sektorübergreifende Nutzung erneuerbaren Stroms lässt den Strombedarf allerdings deutlich ansteigen. Um den Strombedarf zu stemmen, sieht der Koalitionsvertrag vor, den Anteil der Erneuerbaren Energie am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 80 Prozent zu steigern, 2035 soll das Stromsystem laut EEG-Entwurf klimaneutral sein.

Mit dem hier vorgestellten Szenario „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ (KNS2035) werden die Ziele der Bundesregierung modelliert und ihre Konsequenzen für die weitergehende Energiewende analysiert.

Im Frühjahr 2021 wurde mit dem Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (KNDE2045) ein ambitionierter, aber realistischer Weg aufgezeigt, wie Deutschland bis 2045 klimaneutral werden kann und wie die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden können. Das KNDE2045-Szenario bildet den Grundstock für die Modellberechnungen des hier vorliegenden Szenarios KNS2035, das mit Blick auf den Stromsektor sowie stellenweise den Nachfragesektoren und sonstigen Umwandlungen weiterentwickelt und aktualisiert wurde. Die Annahmen werden im Folgenden vorgestellt.

2.1 Stromerzeugung

2.1.1 Zielpfad klimaneutrale Stromerzeugung 2035

Für die Erreichung der Klimaziele sind die Gesamtemissionen über alle Sektoren ausschlaggebend. Dabei ist es notwendig, dass in allen Sektoren (Strom beziehungsweise Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft) umfassende Emissionseinsparungen erfolgen. Dem Stromsektor kommt dabei eine doppelte Bedeutung zu. Erstens ist er der Sektor mit den höchsten Treibhausgasemissionen. Zweitens ist erneuerbarer Strom die Grundvoraussetzung für erfolgreiche Treibhausgas-minderungen in anderen Sektoren.

Vor diesem Hintergrund ist eine besonders schnelle Dekarbonisierung des Stromsektors auch gesamtsystemisch sinnvoll und notwendig. Allerdings wäre es unverhältnismäßig, außerordentlich anspruchsvolle Maßnahmen zur Verdrängung geringer Restemissionen im Stromsektor 2035 zu ergreifen, wenn gleichzeitig in Industrie, Gebäuden und Verkehr weiterhin substanzielle Minderungspotenziale bestehen und die Restemissionen im Stromsektor im Zeitverlauf nach 2035 deutlich einfacher zu vermeiden sind beziehungsweise durch die Lebenszyklen von Anlagen nach Anlagentausch entfallen.

2.1.2 Erneuerbare Energien

Der im Mai 2022 vorgelegte Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) konkretisiert die Ausbauziele. So werden für das Jahr 2030 in Deutschland etwa 115 GW Windkraftanlagen an Land, 30 GW Windkraft auf See und 215 GW Photovoltaik angestrebt. Der Gesetzentwurf unterstellt einen Bruttostromverbrauch von 750 TWh.

Im vorliegenden Szenario KNS2035 wurde der Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030 entsprechend der im EEG-Gesetzentwurf (2023)

genannten Ausbaupfade modelliert. Die erneuerbare Stromerzeugung steigt im Vergleich zu heute auf mehr als das Doppelte – von 243 TWh auf 595 TWh im Jahr 2030. Entsprechend beschleunigt sich auch der Zubau Erneuerbarer Energien im vorliegenden Szenario KNS2035 im Vergleich zum im Jahr 2021 vorgelegten Szenario KNDE2045 (Tabelle 1). Insbesondere der Ausbau von Windenergieanlagen an Land (80 GW zu 115 GW) und Photovoltaik (150 GW zu 215 GW) erfolgt nochmals schneller bis zum Jahr 2030 als bei KNDE2045. Der Ausbau von Windkraftanlagen auf See steigt bis 2030 von 25 GW auf 30 GW.

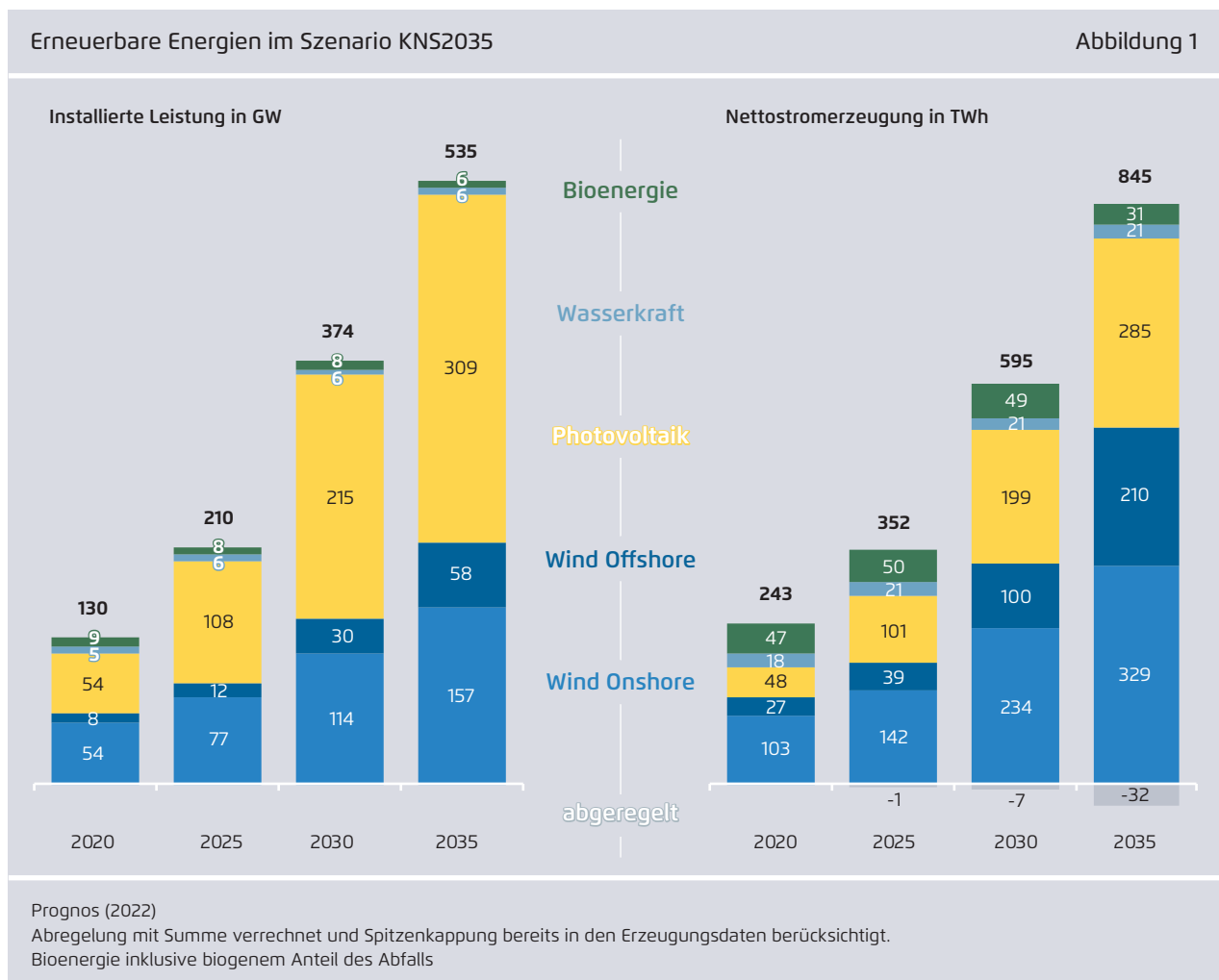
Annahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in KNS2035 und KNDE2045*								Tabelle 1
	KNS2035				KNDE2045			
	2020	2025	2030	2035	2025	2030	2035	
Wind Onshore	54	77	115	157	65	80	104	
Wind Offshore	8	12	30	58	11	25	41	
Photovoltaik	54	108	215	309	91	150	234	
Wasserkraft	5	6	6	6	6	6	6	
Bioenergie	9	8	8	6	7	7	3	
Summe	130	211	374	535	179	268	390	

* Angaben in Gigawatt installierter elektrischer Leistung

Prognos (2022)

Bis zum Jahr 2035 steigt die erneuerbare Stromerzeugung durch den weiter starken Ausbau der Windenergie und Photovoltaik im Szenario KNS2035 auf 845 TWh. Der direkte Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung liegt 2035 bei 87 Prozent. Darüber hinaus werden 7 Prozent durch Kraftwerke mit Wasserstoff erzeugt und 2 Prozent durch Batterie- und Pumpspeicher. Die restlichen 4 Prozent der Erzeugung entfallen auf Kraftwerke, die Abfall thermisch verwerten oder die, je nach Verfügbarkeit, synthetische Brennstoffe oder vorübergehend noch Erdgas einsetzen.

Zur Steigerung der installierten erneuerbaren Leistung von 130 GW auf über 500 GW bis zum Jahr 2035 muss der jährliche Ausbau Erneuerbarer Energien deutlich an Dynamik gewinnen. Bei der Windenergie an Land ist ab dem Jahr 2025 ein mittlerer jährlicher Bruttozubau von 9 bis 10 GW notwendig. Bei der Photovoltaik sind es mittelfristig 20 bis 22 GW. Für Windkraft auf See sind ab dem Jahr 2029 im Mittel 6 GW notwendig. Dabei ist zu beachten, dass die Beschleunigung des Ausbaus der Photovoltaik und der Windenergie nicht schlagartig passiert, sondern ab etwa 2025 greift, da neue

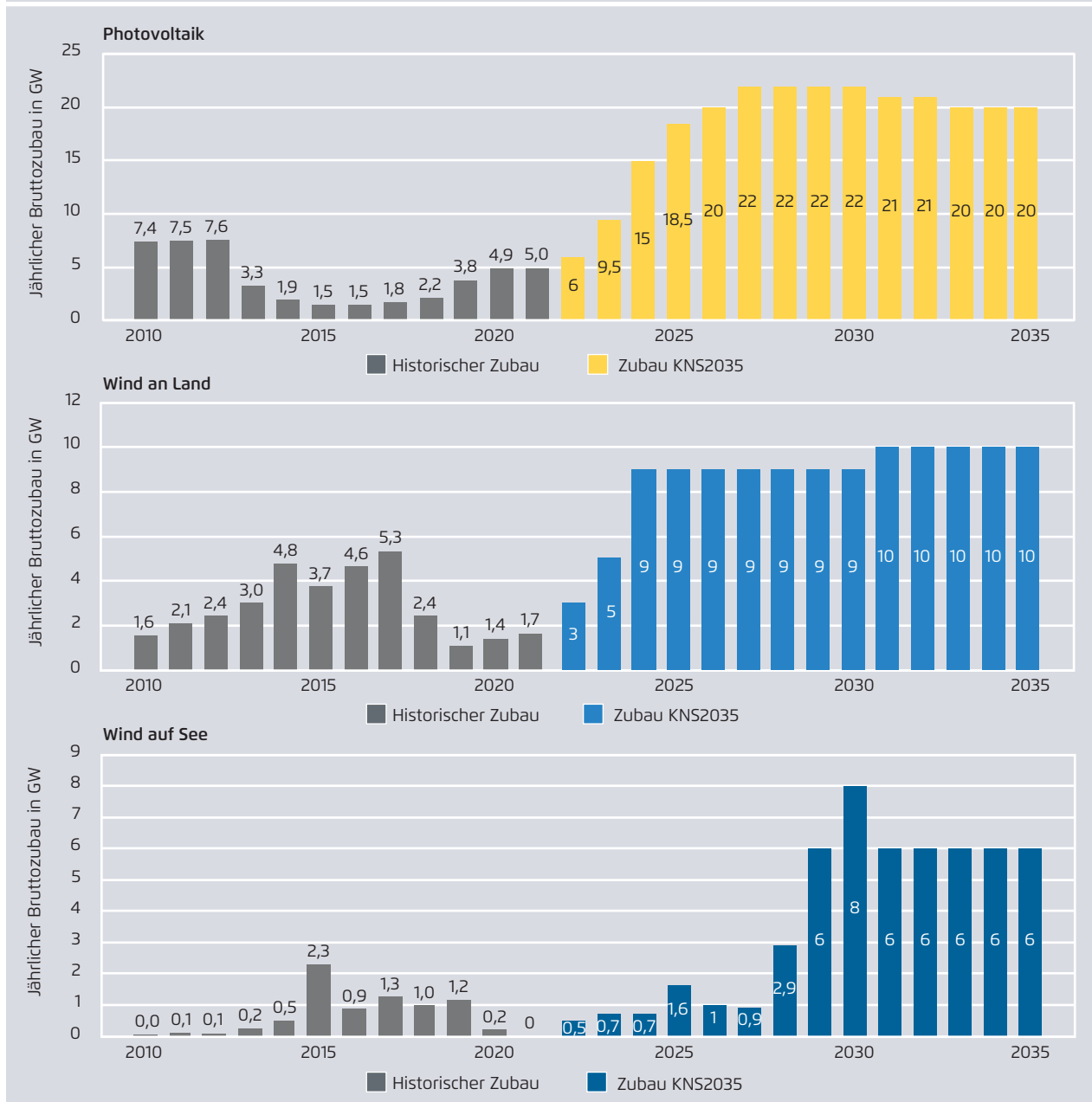


Genehmigungen, Planungen und auch der Bau der Anlagen ihre Zeit brauchen. Bei der Offshore-Windenergie ist aufgrund langer Planungs- und Bauzeiten

(inklusive der Netzanbindung) erst gegen Ende der 2020er-Jahre mit der Inbetriebnahme bedeutender zusätzlicher Leistung zu rechnen.

Bruttozubau Erneuerbarer Energien im Szenario KNS2035

Abbildung 2



Prognos (2022), AGEE Stat (2022)
 Jährlicher Zubau in GW (bis 2021 realer Zubau)

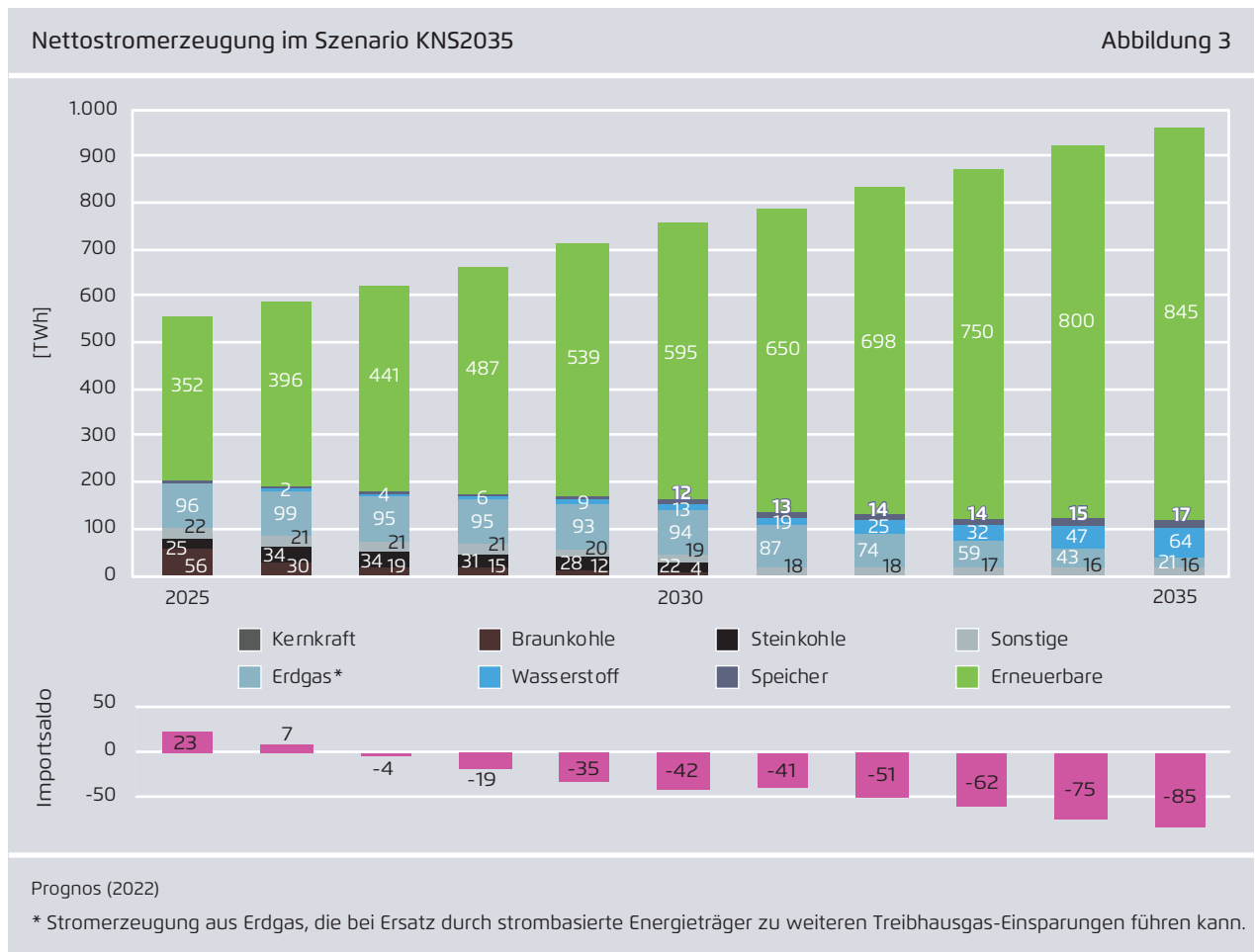
2.1.3 Einsatz von Gaskraftwerken sowie Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in Gaskraftwerken

Regelbare Leistung ist in einem Stromsystem auf Basis von Erneuerbaren Energien unverzichtbar. So werden parallel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien auch in den 2030er-Jahren Gaskraftwerke¹ zur Deckung der Residuallast eingesetzt und mit sinkender Tendenz zwischen 107 TWh (2030) und

85 TWh (2035) Strom erzeugt. Dabei wird Erdgas zunehmend durch Wasserstoff ersetzt. Die Nutzung von Wasserstoff zur Stromerzeugung im zweistelligen Megawattbereich beginnt in Deutschland voraussichtlich im Jahr 2024, wenn erste Projekte in die Betriebsphase eintreten.² Von 12 Prozent Wasserstoffanteil im Jahr 2030 steigt der Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff für Gaskraftwerke auf mindestens 75 Prozent im Jahr 2035.

1 Das Szenario KNS2035 unterstellt, dass der Einsatz von Wasserstoff aus Betriebssicht (Merit Order) gleichrangig mit dem Einsatz von Erdgas ist. Über welche Instrumente – zum Beispiel Förderung, CO₂-Preis oder CfD-Modelle – diese Preisgleichheit hergestellt wird, wurde im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

2 Im Szenario KNS2035 wurde angenommen, dass sich ab Mitte der 2020er-Jahre der Markthochlauf von Wasserstoff deutlich beschleunigen wird. Je nach Anlagenkonzept (Anschluss an H₂-Netz, H₂-Inselbetrieb) und der Verfügbarkeit des Wasserstoffs sind unterschiedliche Einsatzdauern der Kraftwerke zu erwarten.



H₂-Readiness

H₂-Readiness bezeichnet die Möglichkeit, ein Kraftwerk zukünftig auf den Betrieb mit Wasserstoff umstellen zu können. Eine Alternative zur Umrüstung ist der Bau neuer Kraftwerke, die von vornherein nur mit Wasserstoff betrieben werden.

H₂-Readiness ist nicht eindeutig definiert und kann verschiedene Maßnahmen umfassen; das Ziel ist immer der (zukünftige) Betrieb der Anlage mit Wasserstoff. Voraussetzung ist ein geprüftes technisches Konzept zur Umstellung auf den Wasserstoffbetrieb.

Als Mindestvoraussetzung sind No-Regret-Maßnahmen bereits bei der Errichtung der Anlage zu berücksichtigen, wie zum Beispiel erhöhter Platzbedarf zusätzlicher/geänderter Komponenten für den Wasserstoffbetrieb oder ein erweitertes bauliches Explosionsschutzkonzept. Darüber hinaus können auch Konstruktion und Auslegung einzelner Komponenten bereits im Hinblick auf Wasserstofftauglichkeit (Materialanforderungen, Temperaturen, Stoffströme, Regelungstechnik) vorgesehen werden. Bei der Umstellung erfolgt der Austausch von Erdgas- gegen Wasserstoff-Komponenten und eine finale technische Abnahme der Umrüstung.

Im Entwurf des EEG (2023) wird die Anforderung gestellt, dass die Umstellung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) und Biomethan auf Wasserstoff maximal 10 Prozent eines neu errichteten Wasserstoffkraftwerks kosten darf. Dies entspricht der Kategorie A2 eines Vorschlags von EUTurbines (2021).

Im Jahr 2030 beträgt die Stromerzeugung aus Wasserstoff etwa 13 TWh. Dafür wären voraussichtlich 4 bis 6 GW wasserstofffähige Kraftwerke notwendig. Anfänglich wird der Wasserstoff in neu errichteten, ab Betrieb zu 100 Prozent wasserstofffähigen Kraftwerken genutzt. Mittelfristig erfolgt dann auch die Nutzung in umgerüsteten Bestandskraftwerken.

Im Jahr 2035 erzeugen Gaskraftwerke 86 TWh Strom. Davon entfallen 64 TWh auf Wasserstoff und 18 TWh auf Erdgas. Im Mittel liegen die Volllaststunden des Kraftwerksparks bei 1.450 h/a. Kraftwerke mit hohen elektrischen Wirkungsgraden und KWK-Anlagen mit hohen Gesamtnutzungsgraden weisen deutlich mehr Betriebsstunden als Spitzenlastkraftwerke im Jahresverlauf auf.

Auf das Drittel des Kraftwerksparks (20 GW) mit den meisten Betriebsstunden (etwa 3.300 Volllast-

stunden) entfallen etwa 75 Prozent der gesamten Stromerzeugung der Gaskraftwerke. Weitere 20 GW laufen im Mittel etwa 1.000 Volllaststunden pro Jahr. Weniger effiziente Spitzenlastkraftwerke im Umfang von nochmal 20 GW weisen nur sehr niedrige Betriebsstunden im Bereich von wenigen Stunden pro Jahr auf und dienen vor allem der Versorgungssicherheit.

Hinsichtlich der Umstellung der Gasstromerzeugung von Erdgas auf Wasserstoff ergeben sich aus der Verteilung verschiedene Optionen. Zum Beispiel könnten durch eine anfängliche Umstellung von Kraftwerken mit hohen Benutzungsstunden große Erdgasmengen in diesen komplett durch Wasserstoff ersetzt werden. Zudem wäre noch zu untersuchen, welche Brennstoffkonzepte bei Kraftwerken mit sehr wenigen Betriebsstunden sinnvoll sind. Je niedriger die Betriebsstunden sind, desto eher bieten sich vor

Wasserstofffähige Kraftwerke

Für die Stromerzeugung aus Wasserstoff kommen verschiedene Technologien infrage: Gasmotorenkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Brennstoffzellen sowie reversible Elektrolysen oder reversible Brennstoffzellen.

Gasmotoren sind als Blockheizkraftwerk (BHKW) in Leistungsklassen von wenigen Kilowatt bis zu etwa 10 MW pro Motor am Markt verfügbar. Die Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffmotoren ist in der Regel möglich, wenn das Gasmotorenkraftwerk entsprechend geplant und konstruiert wurde.

Gasturbinen für den Wasserstoffbetrieb unterscheiden sich von mit Erdgas betriebenen Turbinen in der Auslegung entscheidender Bauteile wie der Brennkammer, der Abgasnachbehandlung und im Falle eines Gas- und -Dampf-Betriebes auch des Abhitzeessels. Erste Hersteller haben Turbinen mit 100 Prozent Wasserstofffreigabe in der Größenklasse von 2 MW marktreif und Anlagen der Größenklassen 30 bis 50 MW sind in Entwicklung. Einzelne Hersteller geben Freigaben bis zu 100 Prozent Wasserstoff auf Industriegasturbinen oder Aeroderivate im Leistungssegment 35 bis 75 MW. Eine Herausforderung der Gasturbinenentwicklung für 100 Prozent Wasserstoff besteht darin, die Stickoxid(NOx)-Emissionen ohne Nutzung von Wasserdampfeindüsung und Katalysator niedrig zu halten.

Brennstoffzellen haben gegenüber Verbrennungskraftmaschinen den Vorteil der „kalten Verbrennung“, wodurch NOx-Emissionen und Wärmeverluste geringer sind und gleichzeitig höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht werden können. Im stationären Einsatz sind Brennstoffzellen in der Stromerzeugung teuer und wenig verbreitet. Neben Brennstoffzellenheizungen gibt es erste Brennstoffzellenkraftwerke im MW-Maßstab. Es ist zu erwarten, dass die Brennstoffzellentechnologie von der Entwicklung und dem Markthochlauf der Elektrolysetechnologien sowohl in der technischen als auch in der Preisentwicklung profitieren wird: Technische Lernraten, industrialisierte Fertigungsverfahren und Skaleneffekte der Elektrolyse können auch der Brennstoffzellentechnologie einen Entwicklungs- und Kostenreduktionsschub verleihen.

Reversible Elektrolysen oder **reversible Brennstoffzellen** sind Anlagen, die sowohl für die Spaltung von Wasser (Elektrolyse) zur Wasserstoffgewinnung als auch den umgekehrten Prozess der Strom- und Wärmegewinnung im Brennstoffzellenbetrieb optimiert sind. Der Vorteil des bidirektionalen Betriebes sind hohe Vollbenutzungsstunden der Anlagen und die Flexibilität, die in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher genutzt werden kann. Es gibt bereits Pilotanlagen auf Basis von Protonen-Austausch-Membran- (*Proton Exchange Membrane, PEM*) und Festoxid- (*solid oxide fuel cell, SOFC*)-Technologien. Herausforderungen, die weitere Forschung und Entwicklung notwendig machen, sind unter anderem geringere Wirkungsgrade in beiden Betriebsmodi aufgrund der Flexibilität, Lebensdauer/Degradation, Scale-up auf kW-Maßstab und Betrieb bei höheren Druckniveaus (geringere H₂-Kompression) bei gleichzeitig hoher Effizienz im Brennstoffzellenbetrieb.

Die **Umstellung von Kohlekraftwerkstandorten auf Wasserstoffnutzung** kann möglicherweise eine weitere Option zur Errichtung von Wasserstoffkraftwerken sein. Verschiedene Varianten sind denkbar. Alle Optionen sind mit dem Rückbau der Anlagen für Kohle (Brennstofflagerung, -transport, Mahlwerke, Abgasnachbehandlung) verbunden und nutzen mindestens die elektrische Infrastruktur der Standorte.

Ort lagerbare Brennstoffe im Vergleich zum Anschluss und der Vorhaltung von Netzinfrastrukturen als Option an. Hier kann das Wasserstoffderivat Ammoniak aufgrund seiner einfacheren Speicher- und Transportierbarkeit zum Einsatz kommen. Da Ammoniak auch für Importe auf dem Seeweg geeignet ist, könnte eine Nutzung auch in Kraftwerken mit höheren Betriebsstunden sinnvoll sein, um Knappheiten im Wasserstoffaufkommen ab Ende der 2020er-Jahre zu begegnen. Der erreichte Umstellungsgrad und die Verfügbarkeit von Wasserstoff bestimmen die Restemissionen der Stromerzeugung.

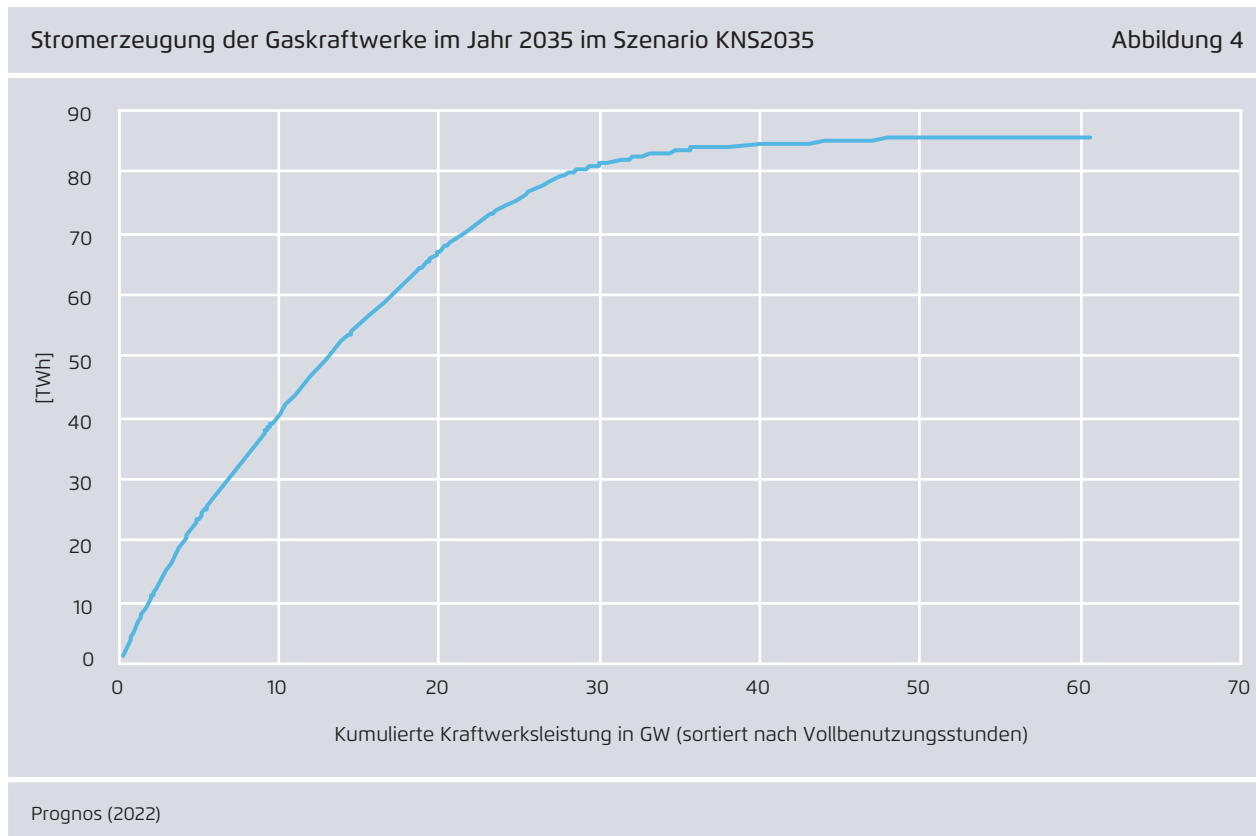
2.1.4 Wasserstoff

Für den Umsetzungserfolg der Energiewende sind für den Bereich Wasserstoff drei Hochlaufpfade entscheidend, die bereits heute eingeleitet werden müssen: Wasserstoffaufkommen, wasserstofffähige Kraftwerke und Wasserstoffinfrastruktur.

Der steile Anstieg der Wasserstoffnutzung im Stromsektor im Szenario KNS2035 erhöht die Dringlichkeit für ein ausreichendes Wasserstoffaufkommen – selbst bei einem stark fokussierten Einsatz. Im Szenario KNDE2045 sind im Jahr 2030 bereits 43 TWh (unterer Heizwert) und im Jahr 2035 87 TWh (unterer Heizwert) in den Sektoren Grundstoffchemie, Stahl und Verkehr im Einsatz. In der Stromerzeugung werden im Szenario KNS2035 im Jahr 2030 25 TWh und 2035 135 TWh Wasserstoff benötigt und damit gegenüber KNDE2045 5 TWh mehr im Jahr 2030 und 85 TWh mehr im Jahr 2035.

Die Beschaffung dieser Wasserstoffmengen und der Ausbau der entsprechenden Infrastruktur muss jetzt organisiert werden.

Um zu gewährleisten, dass Erzeugung und Verbrauch der stark ansteigenden Wasserstoffmengen örtlich und zeitlich abgestimmt werden können, wird eine



Speicheroptionen für Wasserstoff

Das Wasserstoffnetz selbst kann durch Druckerhöhung als Wasserstoffspeicher fungieren. Selbst jedoch in Kombination mit oberirdischen Wasserstoffspeichern werden diese Speicherkapazitäten nicht ausreichen, um den benötigten Wasserstoff zu speichern. Daher werden Untergrundspeicher benötigt, um die Versorgung der Industrie und des Stromsektors mit Wasserstoff gewährleisten zu können.

Wasserstoffnetz

Die Wasserstoffmenge, die ein Netz der Ausdehnung, wie die FNB Gas mit dem H₂-Netz 2030 vorschlagen – mit 5.100 km Leitungslänge und Leitungen zwischen 900 und 1.200 Millimetern Durchmesser –, hat bei einem Betriebsdruck von 40 bar einen Wasserstoffinhalt von circa 500 GWh (Heizwert). Bei einer Erhöhung des Druckes auf 80 bar könnte nur im Netzvolumen eine Energiemenge in der Größenordnung von 350 GWh (Heizwert) gepuffert werden.

Oberirdische Wasserstoffspeicher

Oberirdische Wasserstoffspeicher werden kaum zu relevanten Speichermengen beitragen können. Ein Kugelgasbehälter mit circa 45 Metern Innendurchmesser und 20 bar erreicht zum Beispiel nur einen Speicherinhalt von knapp 2,8 GWh (Heizwert). Ein Speicher mit gleichem Volumen würde bei Wasserstoffnutzung in Form von flüssigen organischen Trägermedien (LOHC) 89 GWh (Heizwert) und mit Ammoniak 203 GWh enthalten.

Untergrundspeicher

Wasserstoffspeichermengen in der Größenordnung von mehreren TWh können nur über Untergrundspeicher in Salzkavernen bereitgestellt werden. Deutschland verfügt über rund 200 TWh Speicherkapazität für Erdgas, die teilweise auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. Geologische Untersuchungen bescheinigen Deutschland aber eine günstige Beschaffenheit des Untergrundes mit Speicherpotenzial für rund 1.600 TWh Wasserstoff. Eine offene Frage ist, wie groß der inländische Speicherbedarf für Wasserstoff sein wird. Besonders im europäischen Zusammenspiel mit Ländern, die diese Möglichkeit aufgrund ihrer geologischen Beschaffenheit nicht haben, könnte Deutschland eine zentrale Rolle in der Wasserstoffspeicherung zukommen. Sie leisten dann einen Beitrag über die nationale Energiesicherheit hinaus.

neue Wasserstoffinfrastruktur zum Transport und zur Speicherung notwendig. Sie verbindet die Standorte inländischer Erzeugung, Einspeisepunkte für Importe und die Verbrauchsstandorte in Industrie, Chemie, Umwandlungssektor und anderen Verbrauchssektoren miteinander. Bestehende Entwürfe einer Wasserstoffinfrastruktur reichen jedoch nicht aus, um die in KNS2035 ermittelten Wasserstoffmengen abzusichern, unter anderem weil die Planungsgrundlagen nur geringe inländische Erzeugung beziehungsweise keinen Wasserstoffeinsatz zur Absicherung der

Stromerzeugung vorsehen. Die Planung eines Wasserstoffnetzes, das die Anforderungen an ein klimaneutrales Stromsystem 2035 und Klimaneutralität 2045 erfüllt, muss daher dringend vorangetrieben werden.

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist für einen klimaneutralen Stromsektor entscheidend. Die Bauzeit für den Neubau einer Wasserstoffpipeline kann wie die übliche Bauzeit von Erdgaspipelines auf fünf bis sechs Jahre geschätzt werden. Eine Herausforderung liegt darin, die Dimensionierung und den

Verlauf des zukünftigen Wasserstoffnetzes sowie dessen Aufbaupfad zu bestimmen.

Die klare Priorisierung des Wasserstoffeinsatzes vor allem auf zwei Bereiche erscheint hilfreich: erstens, Industrie und Chemie, wo der Einsatz von Wasserstoff stofflich oder ohne Alternative zu anderen Treibhausgas-Minderungsmaßnahmen ist. Zweitens, die Energiewirtschaft, weil Wasserstoff als treibhausgasfreier saisonaler Speicher und Importenergeträger als Teil des EE-Stromsystems benötigt wird. Vor dem Hintergrund eines möglichst geringen Erdgaseinsatzes hat auch der Stromsektor eine unmittelbare Priorität für den Wasserstoffeinsatz und die Netzanbindung. Der Einsatz in diesen Bereichen ist effizienter als in anderen Sektoren.

Die Orientierung anhand vorhandener Industriecluster mit teilweise bereits bestehenden Wasserstoffleitungen und die Verfügbarkeit von freiwerdenden Erdgasleitungen erscheint für den Ausgangspunkt als zielführend. Als nächste Größe wird die Einbindung von Speichermassen und Ein- und Ausspeisepunkten notwendig. Das Wasserstoffnetz selbst kann durch Druckerhöhung ebenfalls als Wasserstoffspeicher fungieren. Darüber hinaus benötigte Speichermengen müssen durch Netzspeicher und die Flexibilität der Einspeisepunkte erbracht werden.

Eine Option für die Absicherung eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems in den kritischsten Stunden könnte aus diesem Grund eine dezentrale, stromnetzoptimierte Absicherung mit *Peaker*-Kraftwerken auf Basis besser lager- und transportierbarer strombasierter Energieträger wie LOHC oder Ammoniak sein. Diese *Peaker*-Kraftwerke haben sehr geringe Nutzungsstunden im Jahr und dienen der Versorgungssicherheit. Aus diesem Grund lohnen sich Versorgung und Leistungsvorhaltung durch das Wasserstoffnetz nicht und sie halten stattdessen einen per Lkw transportierbaren strombasierten Energieträger am Kraftwerksstandort vor, um eine kritische Zahl von Einsatzstunden im Jahr absichern zu können.

Die Lage von Industrieachsen, bestehenden Leitungen beziehungsweise Trassen und Wasserstoffspeichern bilden die Schnittstelle für eine mögliche Optimierung der Standorte von Wasserstoffherzeugern (Elektrolyseuren) und Wasserstoffnachfrage. Im Falle der Kraftwerke besteht aufgrund der Saisonalität der Nachfrage und der hohen Leistungen an dieser Stelle eine Optimierungsaufgabe zwischen der Wasserstoffinfrastruktur und dem Stromnetz. Bezüglich der Elektrolyseure besteht der Optimierungsbedarf zwischen EE-Erzeugung, Stromnetz und Wasserstoffinfrastruktur, damit Elektrolyseure möglichst stromnetzdienlich unter Nutzung hoher Anteile EE-Stroms arbeiten und den Wasserstoff möglichst effizient in die Wasserstoffinfrastruktur übergeben können. Diese Optimierung der Elektrolysestandorte kann im Rahmen einer Netzmodellierung erfolgen. In Anbetracht des strukturellen Netzengpasses in Deutschland in Nord-Süd-Richtung ist eine Ansiedlung im Norden gesamtsystemisch vorteilhaft (siehe Kapitel 4).

2.1.5 Bedeutung der Brennstoff- und CO₂-Preise für den Rückgang der Kohleverstromung

Die in der Modellierung KNS2035 unterstellten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) sind in Abbildung 5 dargestellt. Diese beeinflussen die Fahrweise der konventionellen Kraftwerke sowie den Anteil, den Kohle- beziehungsweise Gaskraftwerke neben den Erneuerbaren Energien übernehmen. Sie spiegeln kurzfristig die jüngste Preisexplosion, insbesondere der Erdgaspreise, wider. Ab dem Jahr 2025 ist von einer Stabilisierung des Erdgaspreises auf einem dann höheren Niveau, das durch den Weltmarktpreis für Flüssigerdgas (LNG) bestimmt wird, auszugehen. Mittelfristig liegt der EU-ETS-Preis deutlich höher als bei KNDE2045.

Ab dem Jahr 2025 wird die Kohleverstromung im Szenario KNS2035 durch weiterhin hohe CO₂-Preise und einen Rückgang der Gaspreise immer weniger

wirtschaftlich. Bei gleichzeitigem Ausbau der Erneuerbaren Energien führt dies zu einer deutlichen Reduktion der Kohleverstromung. Der Kohleausstieg bis 2030 behält Gültigkeit.

2.1.6 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Der beschleunigte Ausbau Erneuerbarer Energien trägt dazu bei, dass die Treibhausgasemissionen im Stromsektor im Vergleich zu den Ergebnissen von KNDE45 deutlich sinken.

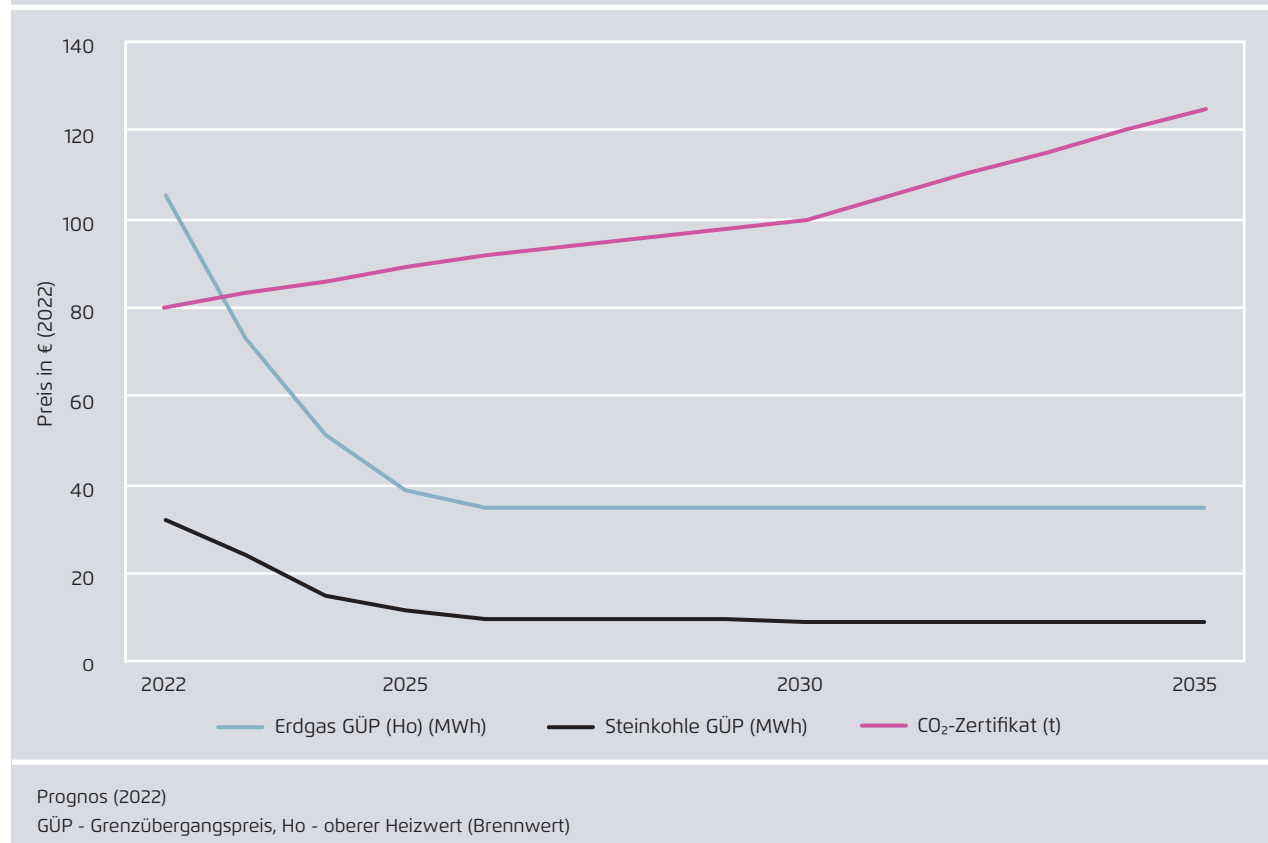
Im Jahr 2035 verbleibt für die Stromerzeugung ein Brennstoffbedarf von etwa 170 TWh für regelbare Kraftwerke. Durch den sehr ambitionierten Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und -kraftwerke können bis 2035 voraussichtlich etwa 125 TWh des Brennstoffbedarfs durch Wasserstoff beziehungsweise in einigen Fällen Ammoniak abge-

deckt werden, sodass bis dahin noch etwa 45 TWh Erdgas in Gaskraftwerken eingesetzt werden würden. Diese verursachen 9 Mt CO₂ und damit 97 Prozent weniger als im Jahr 1990 (340 Mt CO₂). Nach 2035 können die restlichen Emissionen durch einen weiter steigenden Anteil von Wasserstoff oder durch den Einsatz von klimaneutral erzeugten synthetischen Energieträgern weiter gesenkt werden.³

3 Eine vollständige Erschließung aller Kraftwerksstandorte mit einer Wasserstoffinfrastruktur und die Umrüstung des kompletten Kraftwerksparks auf Wasserstoffnutzung ist bis zum Jahr 2035 weder ökonomisch sinnvoll noch mit verhältnismäßigem Aufwand in Bezug auf Minderungen in anderen Sektoren realistisch zu erreichen.

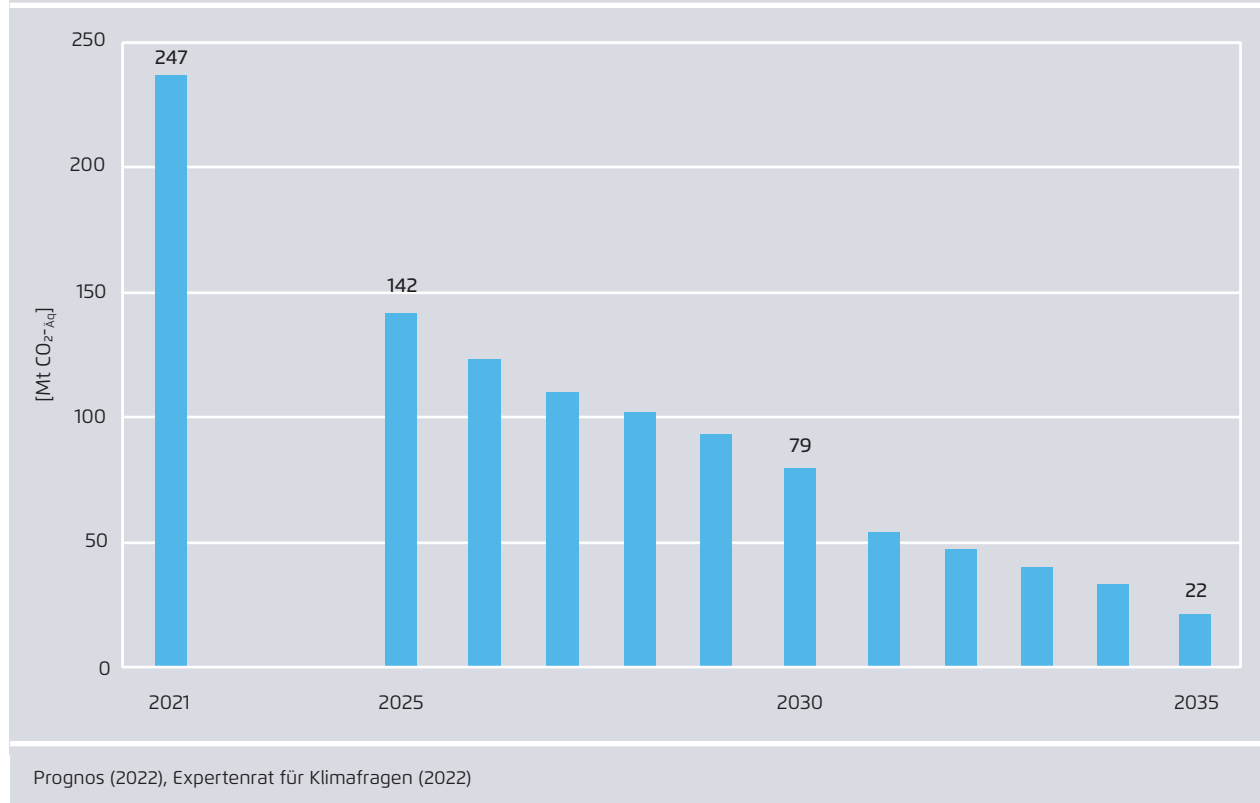
Brennstoff- und EU-ETS-Preise im Szenario KNS2035

Abbildung 5



Treibhausgas-Emissionen der Stromerzeugung (inklusive industrieller Stromerzeugung)

Abbildung 6



Darüber hinaus entstehen in Abfallverbrennungsanlagen und Anlagen, die Sondergase – zum Beispiel Gichtgas aus der Stahlherstellung – verbrennen, weitere 13 Mt CO₂. Da die Stromerzeugung bei diesen Prozessen lediglich ein Nebenprodukt ist, können diese Emissionen nicht durch einen weiteren Ausbau von Windkraft oder Photovoltaik oder durch mehr Wasserstoffkraftwerke reduziert werden. Stattdessen bedarf es für die Reduktion dieser Restemission eine Umstellung industrieller Prozesse und zunehmender Kreislaufwirtschaft sowie stofflicher Nutzung biogener Rohstoffe.

2.2 Stromverbrauch

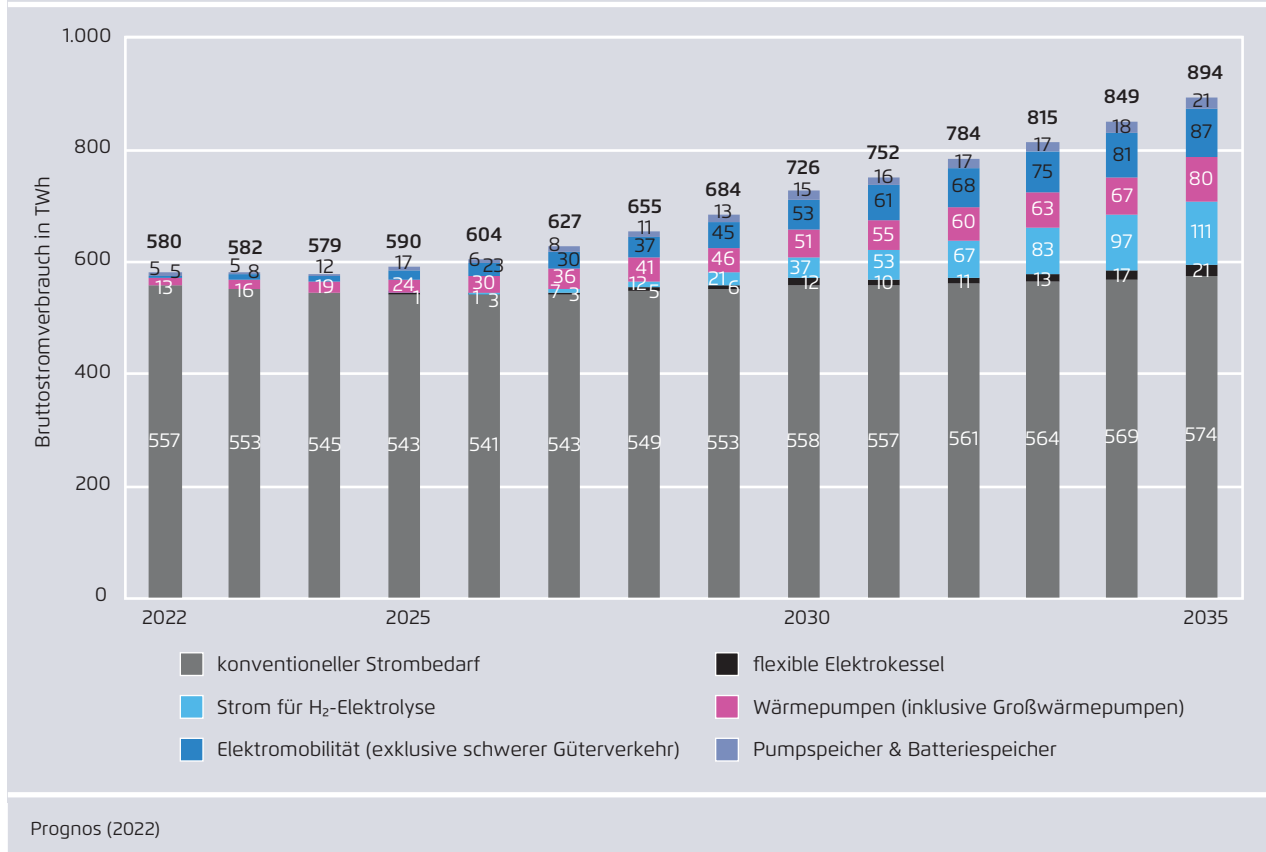
Die Höhe des zukünftigen Strombedarfs ist ein zentraler Treiber für den notwendigen Ausbaubedarf der Erneuerbaren Energien und des gesamten

Stromsystems. Die Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Gebäude- und Wärme sowie Verkehr lassen den Stromverbrauch im Jahr 2030 im Szenario KNS2035 auf 726 TWh ansteigen.⁴ Zum Vergleich: Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung geht von 680 bis 750 TWh im Jahr 2030 aus, der EEG-Gesetzesentwurf legt als Bemessungsgrundlage für das 80-Prozent-Ziel einen Bruttostromverbrauch von 750 TWh an. Bis zum Jahr 2035 steigt der Verbrauch durch eine weiter fortschreitende Elektrifizierung im Verkehr, Wärmemarkt und der Industrie auf 894 TWh.

⁴ Der Stromverbrauch wurde ausgehend von Studie KNDE2045 mit einem Stromverbrauch von 643 TWh im Jahr 2030 neu berechnet.

Bruttostromverbrauch im Szenario KNS2035

Abbildung 7



2.2.1 Berechnung Stromverbrauch

Für die Berechnung des Stromverbrauchs wurde das Ausbauziel der Elektromobilität von 16 Millionen Elektro-Pkw, neuen Entwicklungen bei der Ansiedlung von Batteriefabriken in Deutschland, der stärkeren Elektrifizierung der Industrie sowie einer nochmals höheren Erzeugung von Wasserstoff und *Power-to-Heat*-Nutzung (PtH) in Deutschland – auch als Folge der höheren Wind- und Photovoltaik-Stromerzeugung – berücksichtigt (Abbildung 2, Tabelle 2 und 3). Zum Beispiel wird im Szenario KNS2035 unterstellt, dass die inländische Produktion von strombasiertem Wasserstoff deutlich früher an Fahrt gewinnt. Im Jahr 2030 beträgt die installierte Elektrolyseleistung 12 GW_{el} gegenüber 10 GW_{el} im KNDE2045-Szenario. Der zusätzlich erzeugte Wasserstoff dient als Speichermedium und wird vor allem in der Stromerzeugung eingesetzt; also in

Zeiten, in denen nicht ausreichend Erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Zur Erhöhung der Speicherkapazität wurde zudem unterstellt, dass Elektroautos nicht nur den Strom intelligent laden können, sondern auch den Strom ins Netz zurückspeisen können (*Vehicle-to-Grid*), wenn hoher Bedarf besteht. Der Anstieg des Stromverbrauchs entfällt nahezu komplett auf Anwendungen, die Flexibilitätspotenzial haben: Elektroautos, Wärmepumpen, Elektrolyseure sowie *Power-to-Heat*-Anwendungen. Bei dem inflexiblen Stromverbrauch gleichen sich Effizienzsteigerungen und neue Verbraucher, wie zum Beispiel Batterie-Lkw und nicht flexible elektrifizierte Prozesse in der Industrie, in etwa aus.

Mit den hier getroffenen Annahmen steigt der Erneuerbare-Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 auf 82 Prozent.

Bruttostromverbrauch in TWh													Tabelle 2		
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
KNS2035	580	581	579	589	604	626	654	685	726	751	783	816	850	884	
H ₂ -Elektrolyseure	0,04	0,05	0,1	0,9	3	7	12	21	37	53	67	83	97	111	
flexible Elektrokessel	0	0	0	0,6	1,4	2,9	4,6	6,6	11,7	9,6	11,1	13,3	17,1	20,6	
Wärmepumpen*	13,4	16,1	19,2	24	29,7	35,7	40,9	45,9	50,8	55	59,6	63,3	67,1	70,4	
Elektromobilität**	4,6	7,6	11,7	16,8	22,9	30	37	45	53	61	68	75	81	20,8	
Pumpspeicher & Batteriespeicher	4,7	4,8	3,3	4,2	6,3	8,2	10,7	13,1	14,7	15,5	16,7	17,2	18,2	20,8	
inflexibler Strombedarf	557	553	545	543	541	543	549	553	558	557	561	564	569	574	
Vergleichsszenario KNDE2045				574					643					760	
*inkl. Großwärmepumpen **exkl. schwerer Güterverkehr															
Prognos (2022)															

Hochlauf von Elektrolyse, Power-to-Heat, Elektromobilität und Wärmepumpen																Tabelle 3	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Installierte Leistung in GW – H ₂ -Elektrolyseure	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	1,3 (0,6)*	3,0	5,1	6,8	9,2	11,7	15,7	19,7	23,7	27,7	31,7 (19)*	
Anzahl Wärmepumpen in Mio.	1,2	1,4	1,6	1,9	2,2	2,8 (3)*	3,7	4,5	5,1	5,8	6,5 (6)*	7,0	7,5	7,9	8,4	8,8 (9)*	
Anzahl Batterieelektrische Fahrzeuge in Mio.	0	0	1	2	3	4 (3,5)*	6	8	11	13	16 (14)*	19	21	24	26	28 (19)**	
Flexibles PtH, Leistung in GW	0	0	0	0	0	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
* Szenario KNDE2045																	
** Bei KNDE2025 sehr viele Plug-in-Hybride (PHEV, 5,5 Millionen im Jahr 2035) und geringere Gesamtanzahl an Fahrzeugen																	
Prognos (2022)																	

2.2.2 Systembedingte Abregelung

Die Leistungsspitzen der dargebotsabhängigen Erzeugung Erneuerbarer Energien komplett zu nutzen, wäre unwirtschaftlich, da die Kosten für weitere Spitzenlastkessel, Elektrolyseure, Stromspeicher oder andere flexible Verbraucher sowie für den dafür nötigen stärkeren Netzausbau bei geringen Volllaststunden den Nutzen übersteigen. Daher ist es volkswirtschaftlich effizienter, wenn ein Anteil des Stroms in Situationen mit besonders hoher Erzeugung abgeregelt wird. Diese systembedingt abgeregelt Strommenge steigt 2035 auf 32 TWh beziehungsweise auf drei Prozent der Gesamtenergieerzeugung (siehe Kapitel 3.1.2). Insgesamt kommt es in etwa 1.200 Stunden zu systembedingter Abregelung, größtenteils im Sommerhalbjahr und vorwiegend in Situationen mit sehr hoher Erzeugung aus Solaranlagen. 75 Prozent der abgeregelt Arbeit entfallen dabei auf 500 nicht zusammenhängende Stunden (vgl. Abbildung 8). Zusätzlich wurde eine Kappung der Erzeugungsspitzen von Wind- und Photovoltaikstromerzeugung in Höhe von drei Prozent der möglichen Jahresstromerzeugung angenommen.

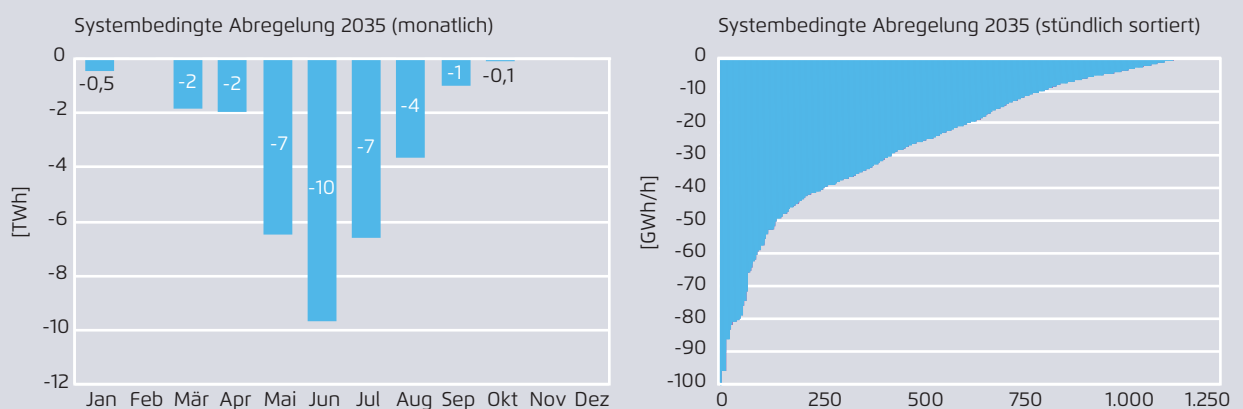
2.3 Flexibilität und regelbare Leistung als Grundvoraussetzung für die Deckung der Nachfrage bei hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom

2.3.1 Regelbare Kraftwerke

Für die Stabilität des Stromsystems ist es notwendig, dass zu jeder Zeit Stromnachfrage und Stromangebot im Einklang stehen. Die erneuerbare Stromerzeugung weist deutliche saisonale Unterschiede auf. Während die Photovoltaikerzeugung in Deutschland aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung im Sommerhalbjahr wesentlich über der des Winterhalbjahrs liegt, ist der Winter in unseren Breiten im Mittel windiger als der Sommer. Damit liegt die Windstromerzeugung im Winterhalbjahr üblicherweise höher als im Sommer und ergänzt die Solarstromerzeugung damit gut. Allerdings ist der Stromverbrauch im Winter traditionell größer als im Sommer, ausgelöst zum Beispiel durch einen höheren Beleuchtungs- und Wärmebedarf. Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmemarkts verstärkt den Effekt noch. Entsprechend treten vorwiegend im Winterhalbjahr Perioden auf, in denen regelbare

Systembedingte Abregelung im Szenario KNS2035

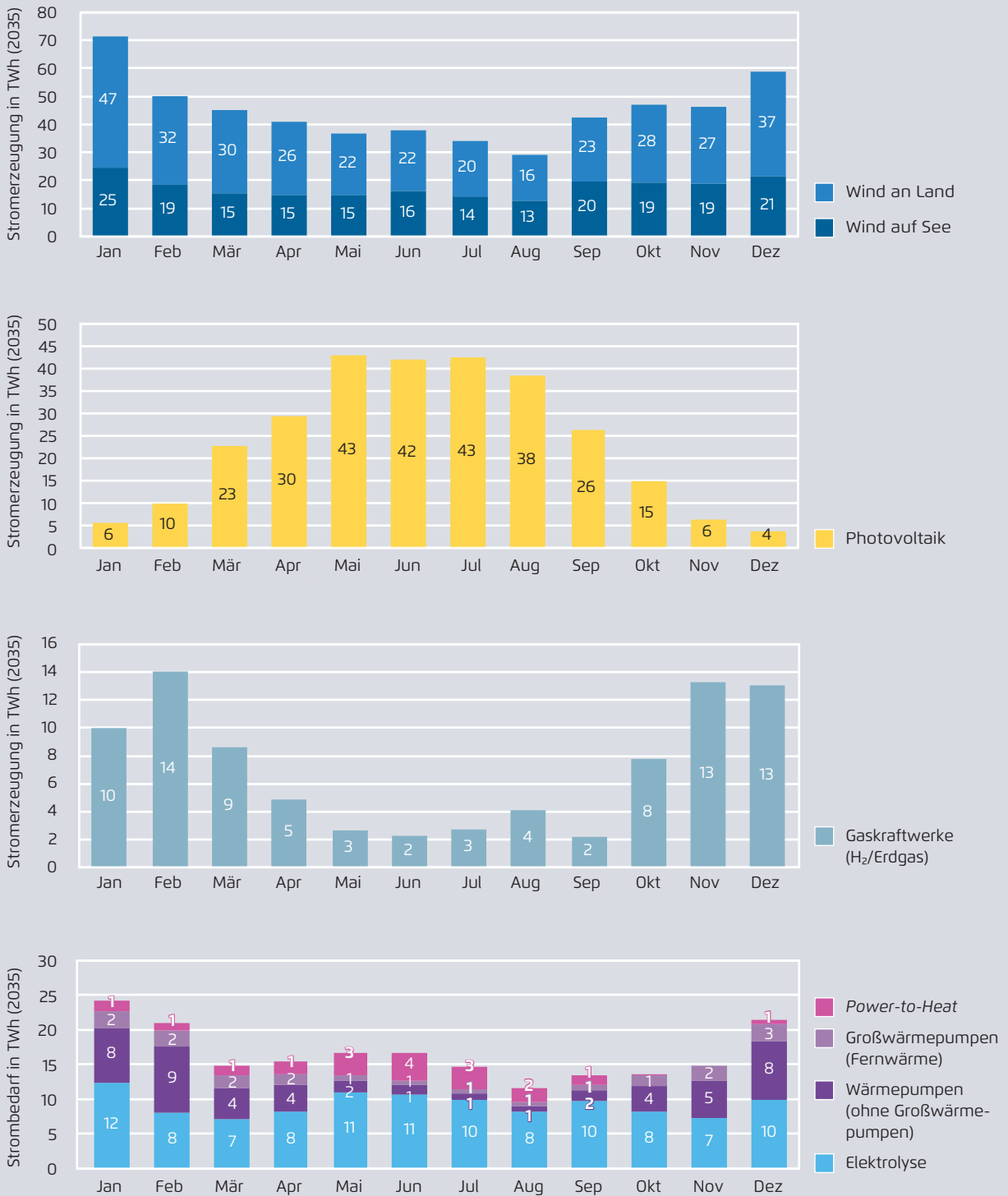
Abbildung 8



Prognos (2022)

Monatliche Erzeugungs-/Nachfragestruktur von Wind, Photovoltaik und Gaskraftwerken sowie Elektrolyseuren, Wärmepumpen und Power-to-Heat im Szenario KNS2035

Abbildung 9



Prognos (2022)

Leistungen, vor allem Gaskraftwerke, Speicher und eine flexible Nachfrage die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ergänzen beziehungsweise ausgleichen müssen. Etwa drei Viertel der Gasstromerzeugung erfolgt im Winterhalbjahr.

Spiegelbildlich zum Einsatz der Gaskraftwerke erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseuren. In Stunden mit einer hohen erneuerbaren Einspeisung wird Wasserstoff erzeugt. Die Erzeugung ist relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt. Im Sommer erfolgt die Erzeugung vorwiegend tagsüber, in der Übergangszeit und im Winter primär in Phasen mit starkem Wind.

2.3.2 Flexible Lasten und Speicher

Mit zunehmender Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien und dem Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung sind neue Flexibilitätsoptionen gefragt. Die Stilllegung der Kohle- und Kernkraftwerke erfordert neben der Steigerung des Zubaus Erneuerbarer Energien gleichzeitig eine Steigerung der installierten Leistung bis zum Jahr 2030 um 16 GW auf insgesamt 46 GW der mittelfristig auf Wasserstoff umrüstbaren Gaskraftwerke.

Der schnelle Ausbau der Elektromobilität erfordert auf der einen Seite einen Ausbau der Stromnetze und Ladeinfrastruktur. Auf der anderen Seite können

Brennstoffverfügbarkeit als ein zentraler Aspekt der Strom-Versorgungssicherheit

Die Stromversorgung ist gesichert, wenn jederzeit so viel Strom erzeugt wird, wie gerade nachgefragt wird, und das Stromnetz Erzeugung und Verbrauch räumlich verbinden kann. Regelbare Kraftwerke, Stromspeicher, steuerbare Verbraucher und der Stromaustausch mit dem Ausland sind wesentliche Elemente, um Stromerzeugung und Nachfrage in Einklang zu bringen.

In der Debatte zur Versorgungssicherheit der letzten Jahre stand häufig die notwendige Kraftwerksleistung zu Spitzenlastsituationen, der sogenannten „Dunkelflaute“, im Fokus. Diese Betrachtung ist wichtig, um sicherzustellen, dass in Abhängigkeit der zu erwartenden Höchstlast im europäischen Stromsystem genügend gesicherte Leistung vorgehalten wird.

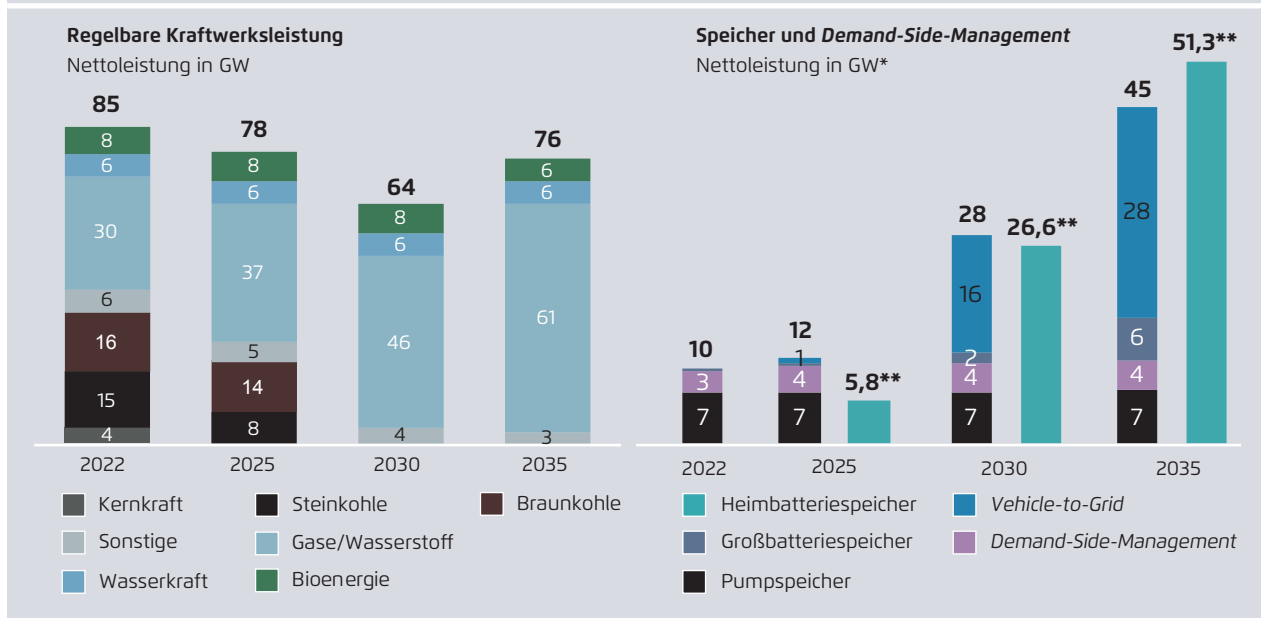
Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von Brennstoffen für die Versorgungssicherheit ebenso relevant. Nur bei einer gesicherten Brennstoffversorgung können Kraftwerke ihre Aufgabe erfüllen. Die aktuelle Situation infolge des Angriffskrieges von Russland auf die Ukraine und die Folgen für die Energieimporte zeigen die Relevanz dieses Aspektes auf.

Brennstoffe sind im Gegensatz zu Strom sehr gut lagerbar. Durch entsprechende Speicher kann prinzipiell, je nach Größe und Füllstand, eine längere Periode ohne Nachschub überbrückt werden. Dabei ist sicherzustellen, dass der Brennstoff auch zu den Kraftwerken gelangen kann.

Im zukünftigen Stromsystem kommen primär Wasserstoff in seiner Reinform, Wasserstoff gebunden in Trägermedien wie Ammoniak oder synthetische Kohlenwasserstoffe (zum Beispiel synthetisches Kerosin) infrage. Damit stehen für die Zukunft verschiedene Optionen zur Verfügung. Eine Diversifizierung der Leistungsabsicherung ist damit auch in Zukunft möglich, wenn die entsprechenden Kraftwerke, Reserven und Infrastrukturen zur Verfügung stehen.

Flexibilitätsoptionen inklusive regelbarer Leistung im Szenario KNS2035

Abbildung 10

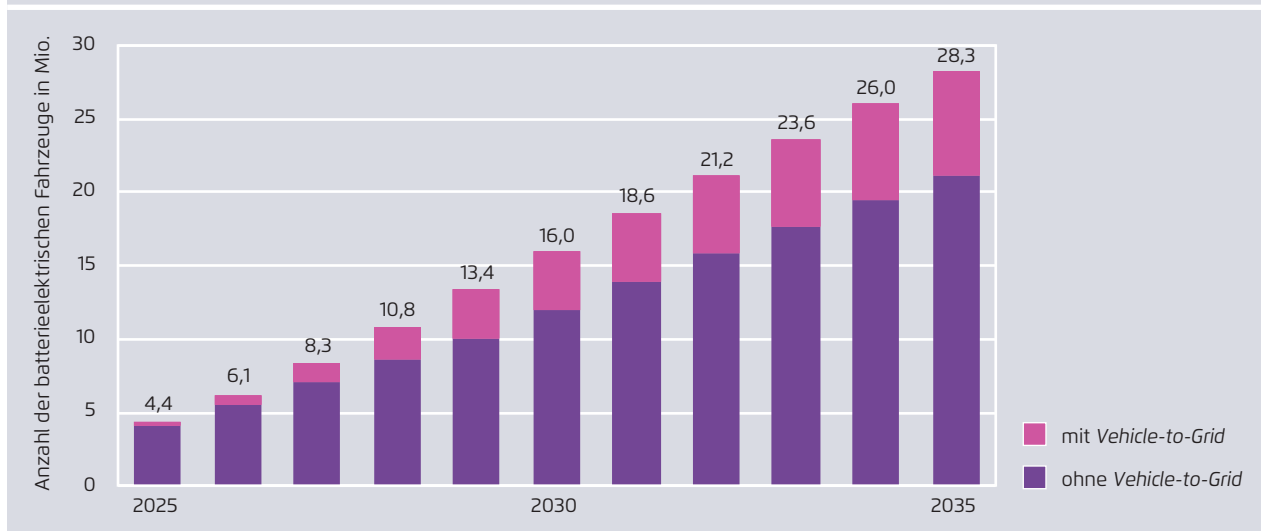


Prognos (2022)

* Mittlere Speicherkapazität: Batteriespeicher 1 Stunde, Pumpspeicher 8 Stunden | Demand-Side-Management (DSM) = kurzfristiges Lastverschiebungspotenzial in der Industrie | Vehicle-to-Grid: Batterieelektrische Fahrzeuge, die aus ihrer Batterie auch in das Stromnetz einspeisen können.
 ** Heimspeicher werden zum Teil für Eigenverbrauch betrieben.

Anzahl der Elektrofahrzeuge mit und ohne Stromrückspeisung ins Stromnetz (Vehicle-to-Grid) im Szenario KNS2035

Abbildung 11



Prognos (2022)

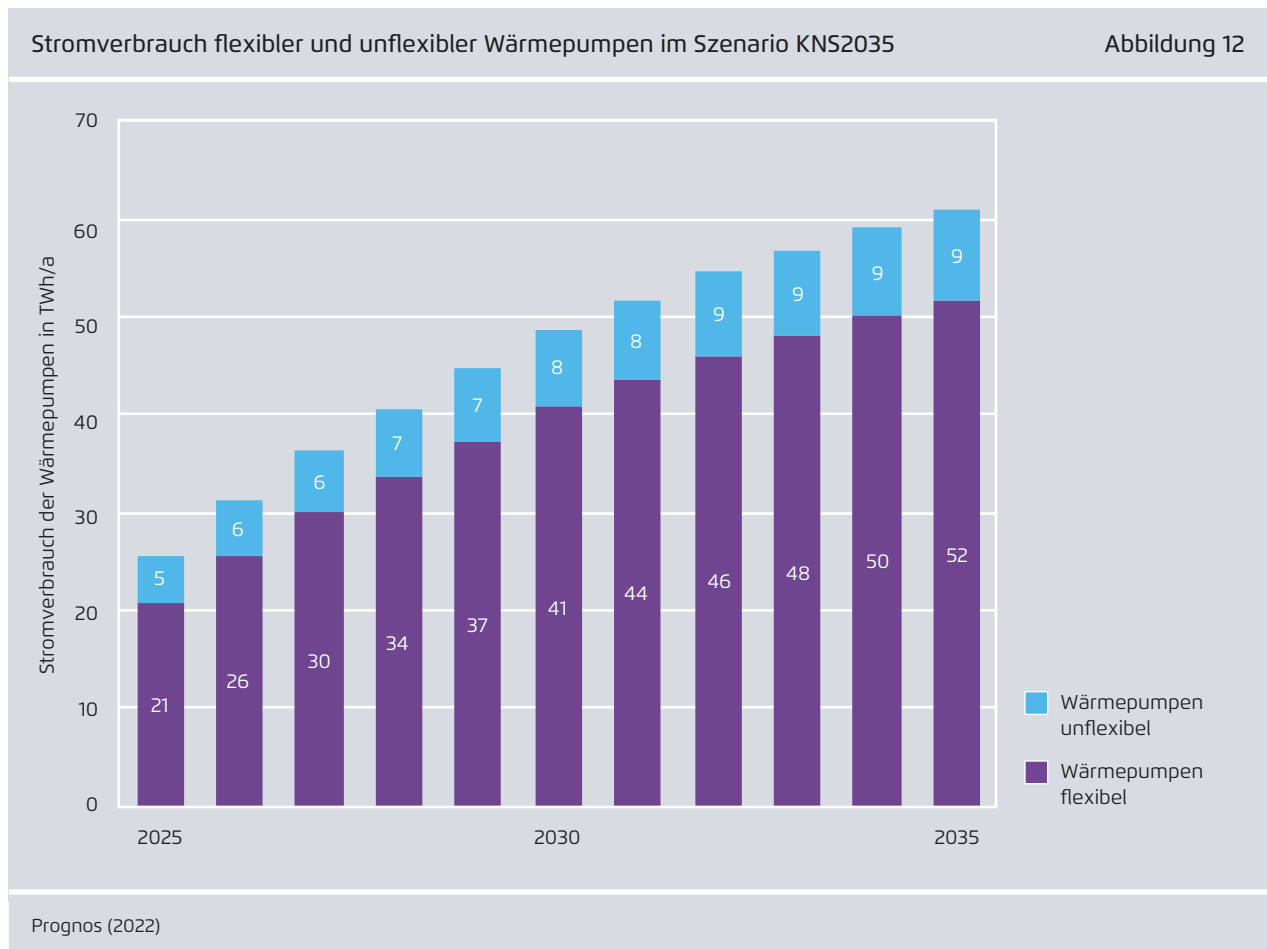
Annahmen: Durchschnittlich 40 % der Vehicle-to-Grid-Fahrzeuge nehmen mit 20 % ihrer mittleren Speicherkapazität von 50 kWh mit 10 kW Leistung am Strommarkt teil. Mittelfristig steigt der Anteil der Vehicle-to-Grid-nutzenden Fahrzeuge auf 25 % des Bestandes.

Elektrofahrzeuge aber auch netzdienlich betrieben werden: Da die Batteriegröße der Fahrzeuge und die mögliche Reichweite bei den meisten Nutzerinnen und Nutzern die tägliche Fahrstrecke oft um den Faktor fünf bis zehn übersteigt, können die Fahrzeuge in einem gewissen Maße flexibel geladen werden. Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge durch bidirektionales Laden (auch *Vehicle-to-Grid* genannt) zudem als Stromspeicher agieren.

Abbildung 11 zeigt den Hochlauf der batterieelektrischen Fahrzeuge und ihren Anteil von *Vehicle-to-Grid*-fähigen Fahrzeugen. Davon ausgehend, dass 25 Prozent der Elektro-Pkw im Jahr 2035 *Vehicle-to-Grid* nutzen werden und davon durchschnittlich 40 Prozent der Fahrzeuge für den Strommarkt

bereitgestellt werden, beträgt die nutzbare Leistung 28 GW. Obwohl die Leistung nur für kurze Zeiträume von wenigen Stunden bereitgestellt werden kann, verringert *Vehicle-to-Grid* den Bedarf an kleinen Batteriespeichern in Eigenheimen sowie den Bedarf an Großbatteriespeichern. Damit trägt es zur effizienten Nutzung von erneuerbarem Strom und Ressourcen bei.

Wärmepumpen bieten zusätzliche nachfrageseitige Flexibilität. Unter der Annahme, dass der überwiegende Anteil der knapp neun Millionen Wärmepumpen im Jahr 2035 technisch so ausgerüstet ist, dass er auf Strommarktsignale reagieren kann, geht das vorliegende Szenario KNS2035 davon aus, dass ein Großteil des Stromverbrauchs der Wärmepumpen



systemdienlich eingesetzt wird. Das bedeutet, dass diese Wärmepumpen über Softwareschnittstellen gesteuert werden können, damit ihr Strombezug auf die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom optimiert und die Gleichzeitigkeit ihrer Spitzenlastnachfrage reduziert wird. Die stromseitige Flexibilität wird durch das wärmeseitige Speicherpotenzial ermöglicht, das aufgrund der Speichermasse aus Gebäude und Pufferspeicher im Heizkreis abhängig von der Außentemperaturabhängigen Wärmeanforderung und einer nutzerseitigen Freigabe von Temperaturbandbreiten⁵ genutzt werden kann. Abbildung 12 stellt die Zunahme des Stromverbrauchs der Wärmepumpen mit und ohne Flexibilität bis 2035 dar (für die Anzahl der Wärmepumpen vgl. Tabelle 3).

Elektrolyseure bieten eine weitere Nachfrageflexibilität. Im Szenario KNS2035 sind im Jahr 2035 etwa 12 GW_{el} im Einsatz. Die Elektrolyseure erzeugen Wasserstoff in Zeiten mit hoher erneuerbarer Erzeugung, in denen der Strom anderweitig nicht genutzt oder transportiert werden kann. Ein Teil der Elektrolyseure wird bewusst in Norddeutschland an Stellen vor Netzengpässen errichtet. Solange Netzengpässe auftreten, können Situationen auftreten, in denen gleichzeitig Elektrolyseure und Gas-/Wasserstoffkraftwerke laufen, was trotz der Wirkungsgradverluste vorteilhaft gegenüber der Alternative ist, den Strom vor dem Netzengpass abzuregeln.

Direkte Strom-zu-Wärme-Anwendungen (*Power-to-Heat*, PtH) wie Heizstäbe oder Elektrodenkessel sind nicht zuletzt eine günstige Flexibilitätsoption, um in Stunden hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien Strom in Wärmeanwendungen (Industrie, Nahwärme, Fernwärme etc.) zu integrieren statt ihn abzuregeln. Wie für die Elektrolyse auch ist ihr systemdienlicher Einsatz auf die Regionen mit hoher

5 zum Beispiel die Erlaubnis, die Innenraumtemperatur um +/- 0,5 Grad zu variieren oder den Pufferspeicher über die eingestellte Brauchwassertemperatur aufzuheizen

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien begrenzt.

In Abbildung 13 werden Erzeugung und Nachfrage in einer Winterwoche im Modellierungsjahr 2035 gegenübergestellt und das Zusammenspiel der flexiblen Verbraucher verdeutlicht. Durch den flexiblen Anteil der E-Mobilität, der Wärmepumpen und der Elektrolyse kann ein Teil der Nachfrage dem Angebot von Wind- und Solarenergie folgen.

2.3.3 Stromaustausch mit europäischen Nachbarn

Neben Stromspeichern, regelbaren Kraftwerken und einer flexiblen Nachfrage stellt der Stromaustausch mit dem Ausland eine weitere wichtige Flexibilität im zukünftigen Stromsystem dar.

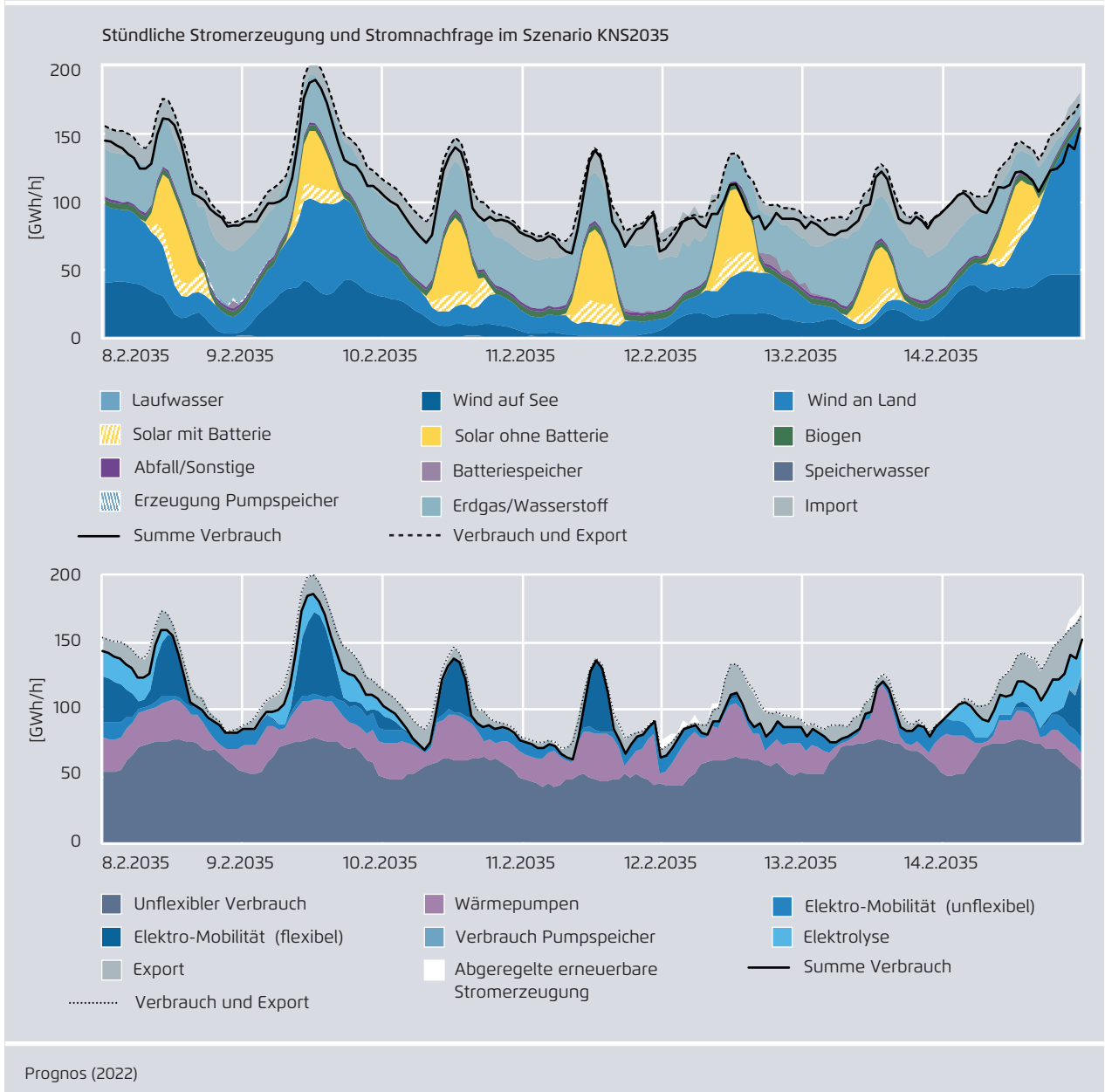
Der Stromaustausch innerhalb Europas wird mit zunehmenden Anteilen der Erneuerbaren Energien und dem Ausbau der Kuppelkapazitäten immer wichtiger.⁶ Durch den im Vergleich zum Ausland schnelleren Ausbau der Erneuerbaren Energien wird Deutschland im KNS2035-Szenario ab dem Jahr 2027 wieder zum Nettoexporteur⁷ von Strom, nachdem es Anfang der 2020er Jahre zum Nettostromimporteur wurde (Abbildung 3). Grund hierfür ist zum einen der Rückgang der Verstromung aus Kernkraft, die aufgrund der Verzögerungen beim Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht sofort kompensiert werden kann. Zum anderen steigen die Kosten der

6 Im Rahmen dieser Studie wurde ein Ausbau der Interkonnektoren angenommen, der sich im Wesentlichen an den IPCEI-Vorhaben (*Important Projects of Common European Interest*) orientiert. Diese beinhalten unter anderem den Bau weiterer Seekabel nach Norwegen und England.

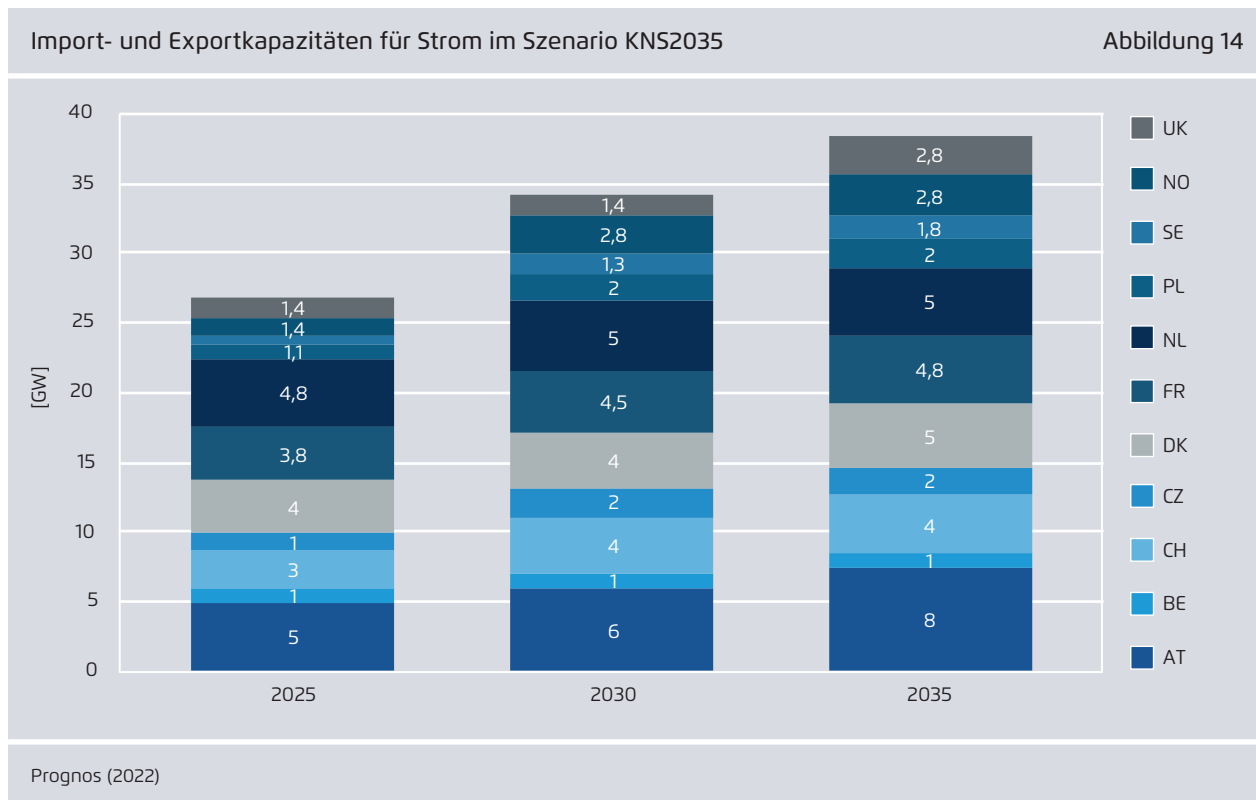
7 Falls ein Teil der Offshore-Windkraft-Anlagen jedoch in Kooperation mit Nachbarländern außerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) errichtet wird, fallen die Exportüberschüsse geringer aus. Unter der Annahme, dass 10 GW Offshore-Leistung im Ausland steht, würde der Exportüberschuss rechnerisch statt 85 TWh nur etwa 50 TWh betragen.

Erzeugung und Nachfrage einer Winterwoche mit geringer erneuerbarer Stromerzeugung

Abbildung 13



Kohleverstromung im Vergleich zur Gastromerzeugung, wodurch die Stromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks relativ zur Gasverstromung im Ausland teurer wird.



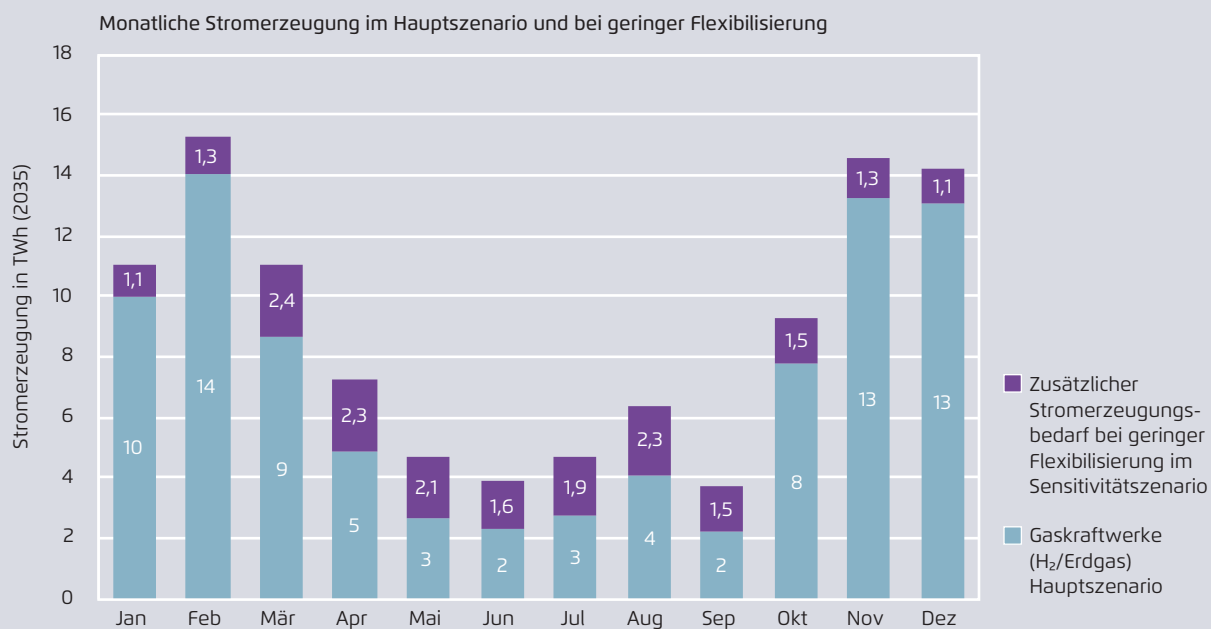
2.4 Sensitivitätsbetrachtung: Folgen geringer Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen

Die Flexibilisierung des Stromsystems spielt eine wichtige Rolle, um die Nutzung Erneuerbarer Energien zu maximieren und den Strombedarf zu verringern, der durch brennstoffbasierte Kraftwerke gedeckt werden muss. Um die Auswirkungen darzustellen, wurde in der hier vorgestellten Sensitivität die Flexibilität an zwei Stellen stark reduziert. Erstens reagieren Wärmepumpen hier nicht auf Preissignale und nutzen nicht ihr Verschiebepotenzial, das sie durch thermische Speicher und die Trägheit der Gebäudehülle haben, sondern richten ihren Einsatz allein am stündlichen Wärmebedarf aus. Zweitens gibt es kein intelligentes Laden im Bereich der Elektromobilität. Das Laden erfolgt unabhängig von der Situation des Stromsystems.

Durch diese geringere Flexibilität kommt es wesentlich öfter zu Situationen, in denen erneuerbarer Strom in Zeiten hoher Erzeugung ungenutzt bleibt und abgeregelt werden muss, sodass sich die systembedingte Abregelung von 32 TWh auf 86 TWh in dieser Sensitivität erhöht. Die notwendige Erzeugung von Gas- und Wasserstoffkraftwerken steigt um etwa 20 TWh von 86 TWh auf 106 TWh. Weiterhin sinken die Exportüberschüsse um 31 TWh. Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher können die geringere Flexibilität der Nachfrage nur zu einem geringen Teil ausgleichen und steigern ihren Strombedarf für Pumpstrom beziehungsweise für die Einspeicherung in Batterien gegenüber dem Hauptszenario um 2 TWh auf 23 TWh. Um den Nutzen der Flexibilität des Verbrauchs besser isolieren zu können, wurden in der Sensitivität die *Vehicle-to-Grid*-Batterien durch eine entsprechende Menge zusätzlicher stationärer Batterien (28 GW mit 28 GWh Kapazität) ersetzt, wobei die geringere Verfügbarkeit der *Vehicle-to-Grid*-Batterien berücksichtigt wurde.

Stromerzeugung aus Erdgas und Wasserstoff im Jahr 2035 im Szenario KNS2035

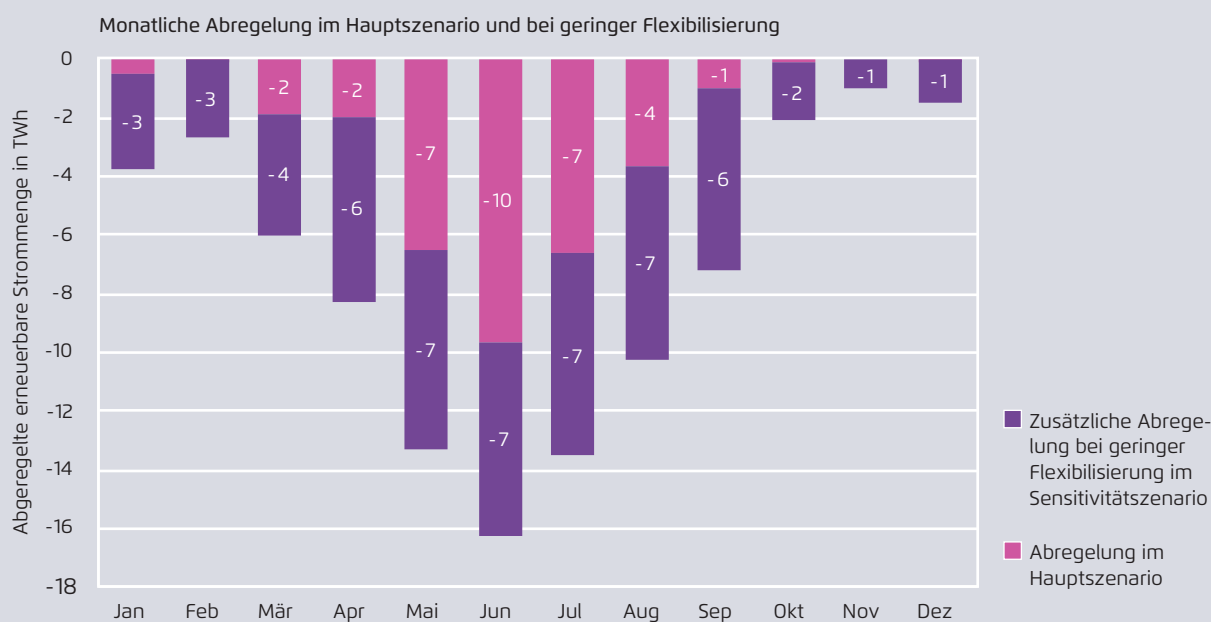
Abbildung 15



Prognos (2022)

Systembedingte monatliche Abregelung Erneuerbarer Energien im Jahr 2035 (KNS2035)

Abbildung 16



Prognos (2022)

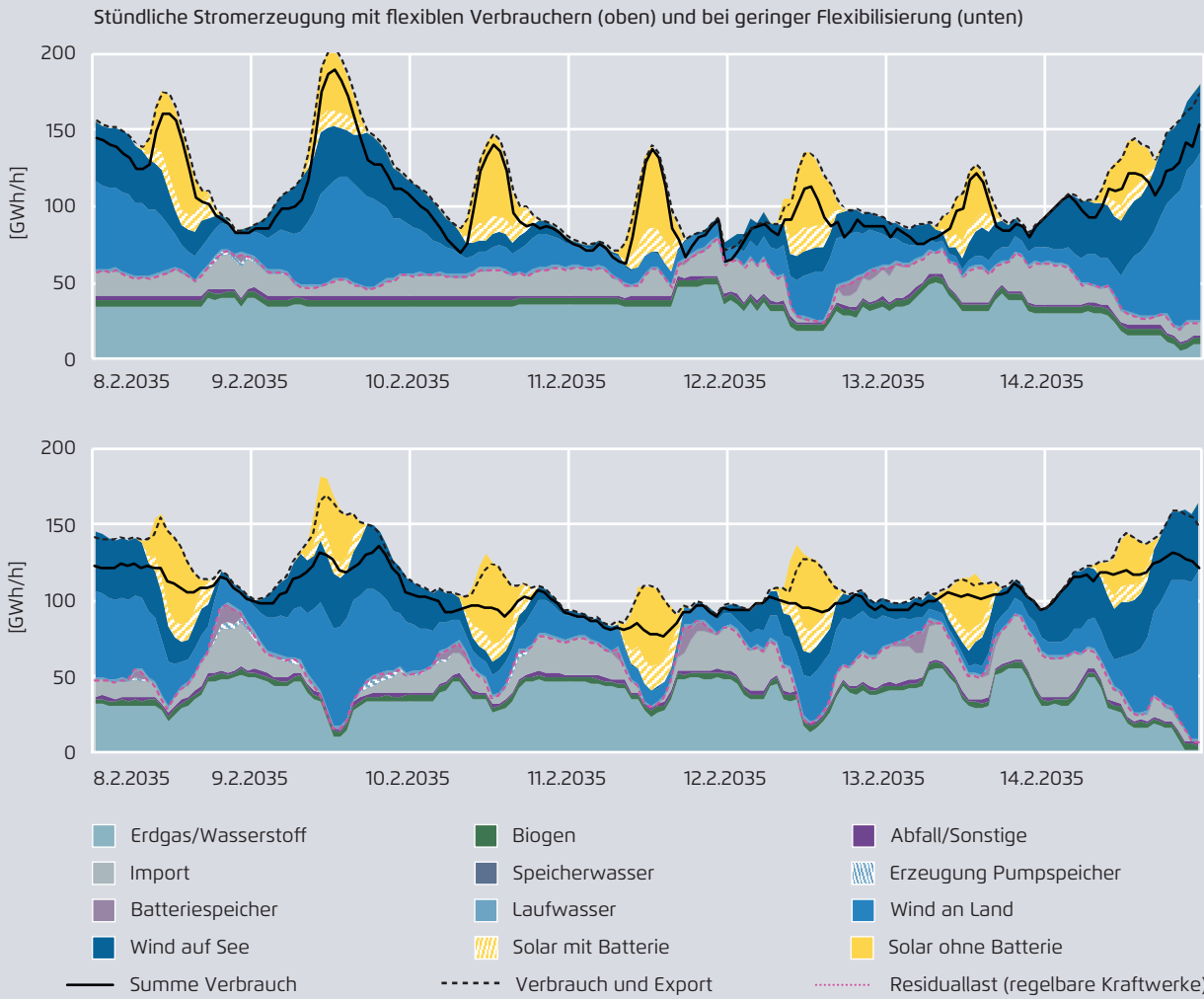
Saisonal betrachtet entfällt ein Großteil der zusätzlichen Abregelung auf den Zeitraum März bis Oktober, der zusätzliche Einsatz von Gaskraftwerken ist etwas gleichmäßiger über das Jahr verteilt, aber erfolgt ebenfalls vermehrt im Zeitraum März bis Oktober. In Winterwochen mit niedriger Erneuerbarer-Energien-Erzeugung sind die Residuallastspitzen deutlich höher: Da die Nachfrage, die über die Erzeugung der Erneuerbaren hinaus besteht, durch die geringere Flexibilität nicht zeitlich gestreckt werden kann, ist in einzelnen Stunden eine sehr hohe Erzeugung aus regelbaren Kraftwerken nötig.

In Abbildung 17 bis 20 wird eine exemplarische Winter- und Sommerwoche gegenübergestellt, in der die Auswirkungen eines flexibilisierten beziehungsweise nicht flexibilisierten Stromverbrauchs deutlich werden. Im flexiblen Fall ist der Stromverbrauch immer dann besonders hoch, wenn die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ebenfalls sehr hoch ist. Dadurch, dass in diesen Stunden die Batterien von

Elektroautos geladen und thermische Speicher genutzt werden, sinkt der Bedarf in Stunden mit geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Es gibt somit seltener Situationen, in denen es eine sehr hohe Residuallastnachfrage gibt, die durch regelbare Kraftwerke und Importe gedeckt werden muss. Stattdessen kommt es zu einem konstanteren Residuallastbedarf auf niedrigerem Niveau, der durch die Gaskraftwerke mit den höchsten Wirkungsgraden gedeckt werden kann und somit sinkt der Brennstoffbedarf.

Durch die Flexibilität sinkt auch der Anteil des Stroms, der in Situationen mit sehr hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ungenutzt abgeregelt werden muss, und dieser kann stattdessen gespeichert werden. Das verringert wiederum den Bedarf an Strom aus regelbaren Kraftwerken in angrenzenden Stunden oder ermöglicht höhere Stromexporte, die dann wiederum im Ausland Brennstoff einsparen oder eine geringere Erzeugung aus Speicherwasserkraft nötig machen.

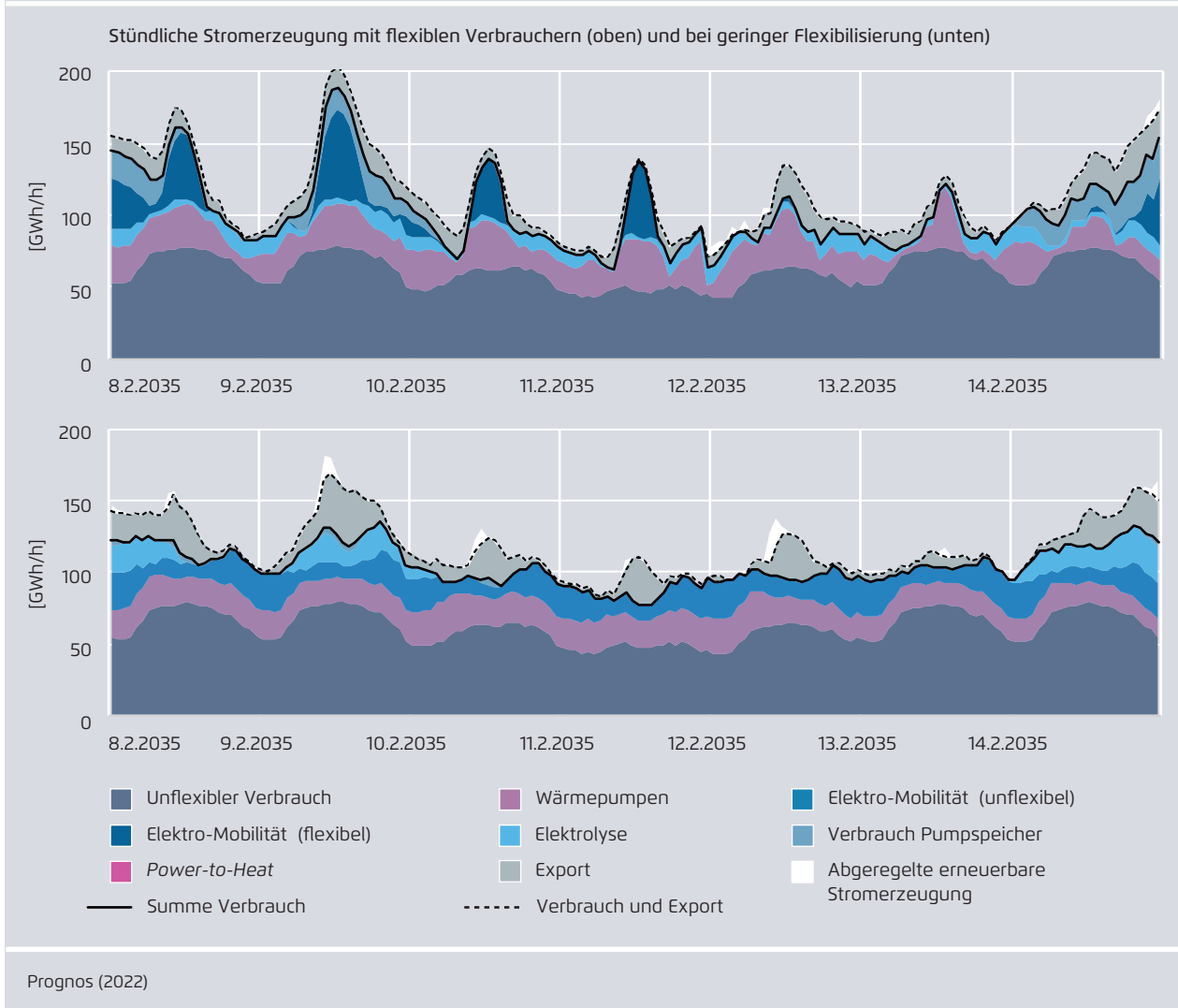
Stromerzeugung und -nachfrage in einer Winterwoche mit geringer erneuerbarer Stromerzeugung Abbildung 17



Prognos (2022)

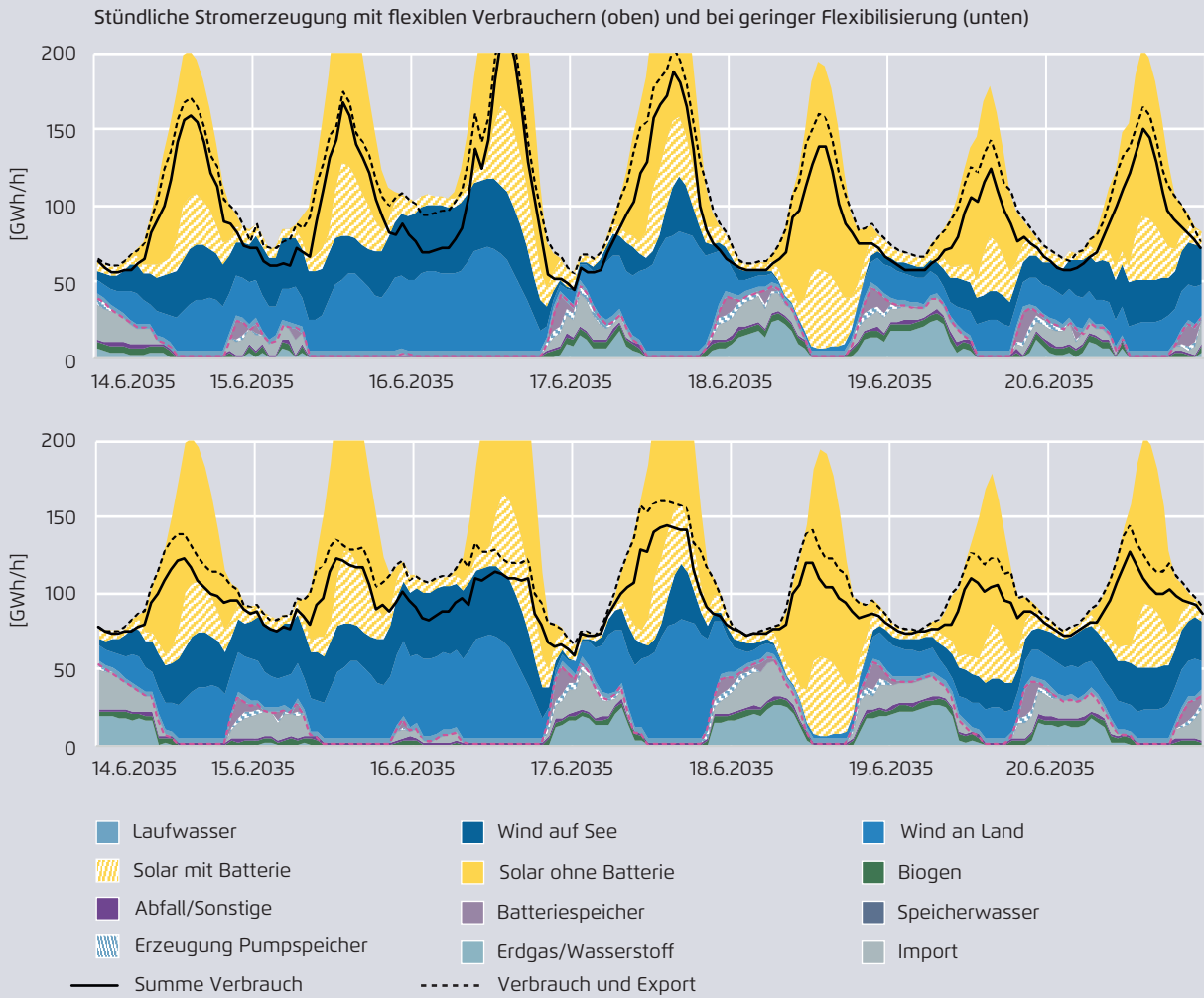
Stromnachfrage in einer Winterwoche mit geringer erneuerbarer Stromerzeugung

Abbildung 18



Stromerzeugung in einer Sommerwoche mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung

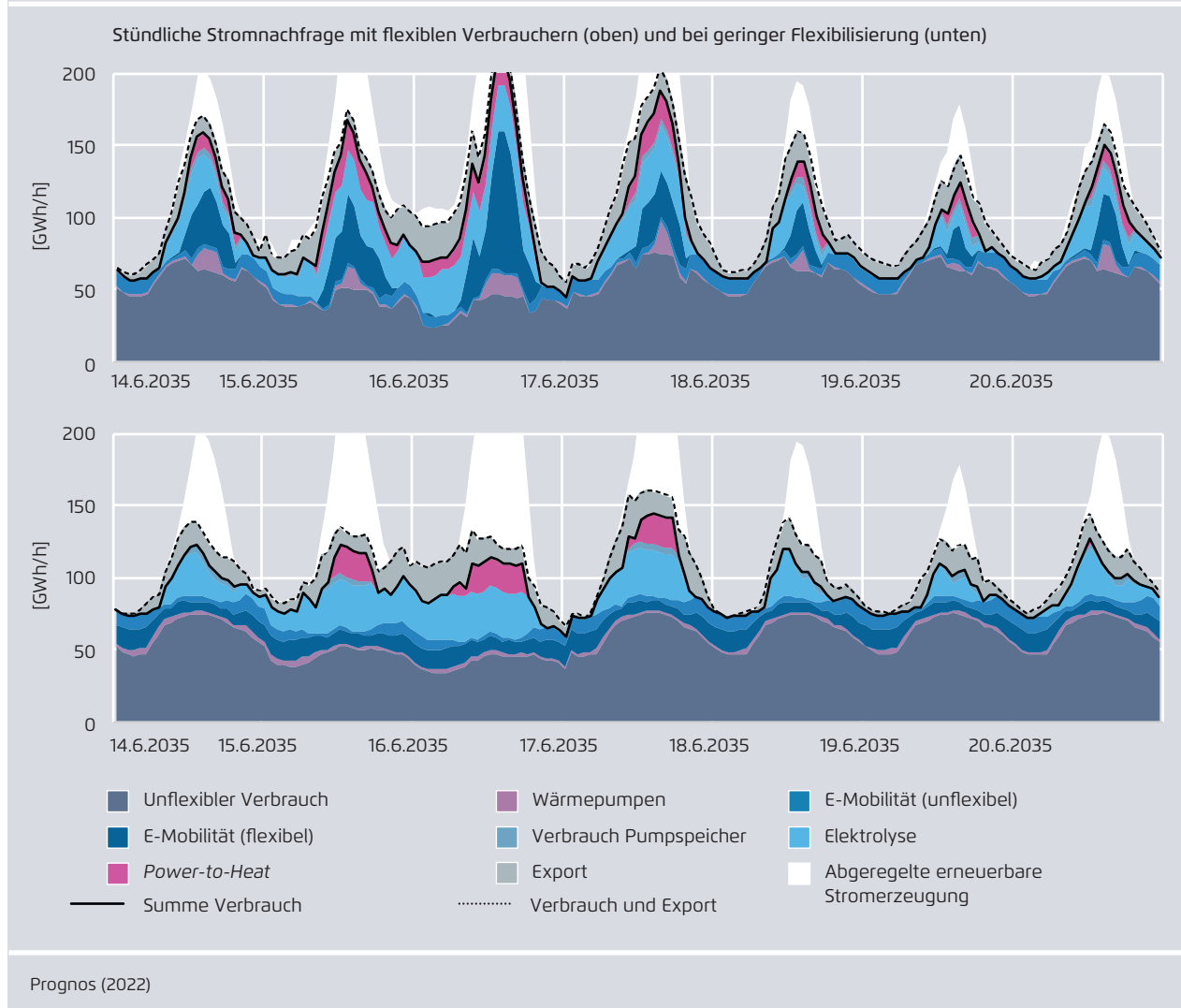
Abbildung 19



Prognos (2022)

Stromnachfrage einer Sommerwoche mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung

Abbildung 20



2.5 Fazit zu Stromerzeugung, -verbrauch und Flexibilität

Das vorliegende Szenario zeigt einen Weg auf, wie sich das Stromsystem Deutschlands bis zum Jahr 2035 entwickeln könnte, um in bereits 13 Jahren klimaneutral zu sein. Ein wesentlicher Baustein für die Reduktion der CO₂-Emissionen ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung. In dem Szenario erfolgt dieser Ende 2030. Durch die schrittweise Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff sinken die Emissionen der Gaskraftwerke. Das Stromsystem stellt zudem 2035 mehr Strom als heute bereit und ermöglicht die zunehmende Elektrifizierung bei Industrie, Wärme und Verkehr.

Die Basis für diese Transformation bildet der stark beschleunigte Ausbau der Windenergie an Land, auf See und der Photovoltaik. Um diesen Ausbau zu ermöglichen, werden die Bereitstellung von genügend Flächen, schnellere Genehmigungs- und Planungsprozesse sowie ein investitionsfreundliches Umfeld notwendig sein.

Die Erneuerbaren Energien werden 2035 den überwiegenden Teil der Stromerzeugung bereitstellen. Zusätzlich werden Gaskraftwerke notwendig sein, um in Phasen mit wenig erneuerbarem Strom einzuspringen. Die heutige Leistung der Gaskraftwerke wird nicht ausreichen. Daher ist in den nächsten Jahren der Zubau von Kraftwerken notwendig. Diese sollten, soweit möglich, auf eine spätere Umrüstung auf Wasserstoff (H₂-ready) vorbereitet sein.

Der Großteil der in den nächsten Jahren dazukommenden Stromverbraucher, wie zum Beispiel Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrokessel und Elektrolyseanlagen, können flexibel betrieben werden. Je besser es gelingt, durch geeignete Preissignale die vorhandene technische Flexibilität zu nutzen, desto mehr erneuerbarer Strom kann direkt genutzt werden. Gleichzeitig verringert sich damit der Zubaubedarf an Gaskraftwerken und der notwendige Brennstoffeinsatz.

3 Übertragungsnetzinfrastruktur für ein klimaneutrales Stromsystem 2035

Im Auftrag von Agora Energiewende hat Consentec das zuvor vorgestellte Szenario mit Blick auf die Konsequenzen für Netzausbau und -betrieb analysiert und bewertet. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden im folgenden Abschnitt vorgestellt. Dazu werden einerseits die größenordnungsmäßigen Folgen der Realisierung des Szenarios für den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz geschätzt und mit bekannten Szenarien, für die der Netzausbaubedarf in der Vergangenheit quantifiziert wurde, verglichen. Zudem werden verschiedene Voraussetzungen diskutiert, um einen sicheren Systembetrieb auch unter den Randbedingungen des berechneten Szenarios gewährleisten zu können.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass Consentec in Design und Gestaltung des Szenarios nicht direkt eingebunden war. Insbesondere war auch die Berücksichtigung stromnetzseitiger Anforderungen und Wirkungen nicht Bestandteil der Szenarioentwicklung. Die nachfolgenden Überlegungen sind deshalb nicht verallgemeinerbar mit Blick auf alle denkbaren Szenarien für ein klimaneutrales Stromsystem 2035 und stellen auch keine netzseitigen Mindestanforderungen an ein solches System dar. Sie beziehen sich ausschließlich auf den konkreten Szenariovorschlag KNS2035 von Prognos/Agora Energiewende.

3.1 Annahmen und Modellierung

Ziel der Modellierung ist eine Abschätzung, in welchem Umfang und zu welchen Kosten das deutsche Übertragungsnetz zur Umsetzung des Szenarios KNS2035 ausgebaut und verstärkt werden muss.

Das hierfür verwendete Vorgehen besteht im Wesentlichen aus drei Schritten: Regionalisierung (siehe Abschnitt 4.1.1), Lastfluss- und (n-1)-Ausfall-

simulation (siehe Abschnitt 4.1.2) sowie Ermittlung der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen (siehe Abschnitt 4.1.3). Neben dem Basisszenario werden über eine Variation des Ausbaukriteriums oder die Vorgabe eines stärkeren Gleichstrom-(DC)-Netzausbaus zwei weitere Sensitivitäten untersucht. Eine ausführlichere Beschreibung der Annahmen der jeweiligen Sensitivität ist in Abschnitt 4.1.4 dargelegt.

3.1.1 Regionalisierung

Zunächst erfolgt eine Regionalisierung der Stromerzeugungs- sowie Speicheranlagen (und deren Einsatz) sowie der Stromnachfrage. Über diese Regionalisierung werden jedem Knoten des deutschen Übertragungsnetzes stündliche Stromeinspeisungen und -entnahmen zugeordnet. Die Stromeinspeisungen und -entnahmen der Übertragungsnetz-knoten deutscher Nachbarländer werden anhand der jeweiligen Handelsposition bestimmt.

Die Regionalisierung der Erzeugung und Nachfrage basiert auf den von Prognos für das Szenario KNS2035 getroffenen Annahmen. Die Daten umfassen:

Erzeugung: Windkraft an Land, Dach- und Freiflächenphotovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Biomasse, Wasser, Pumpspeicher, *Vehicle-to-Grid* und sonstige Erzeugung

Nachfrage: Gebäude (sowohl Privathaushalte (PHH) als auch für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)), Verkehr, Industrie, Fernwärme, Pumpspeicher, *Vehicle-to-Grid* und sonstige Verbraucher

Darüber hinaus wurde für Erzeuger und Lasten, deren Standorte bis zum Betrachtungsjahr 2035 steuerbar sind, eine netzdienliche Regionalisierung

vorgenommen. Zu diesen von Consentec regionalisierten Erzeugungen und Lasten gehören:

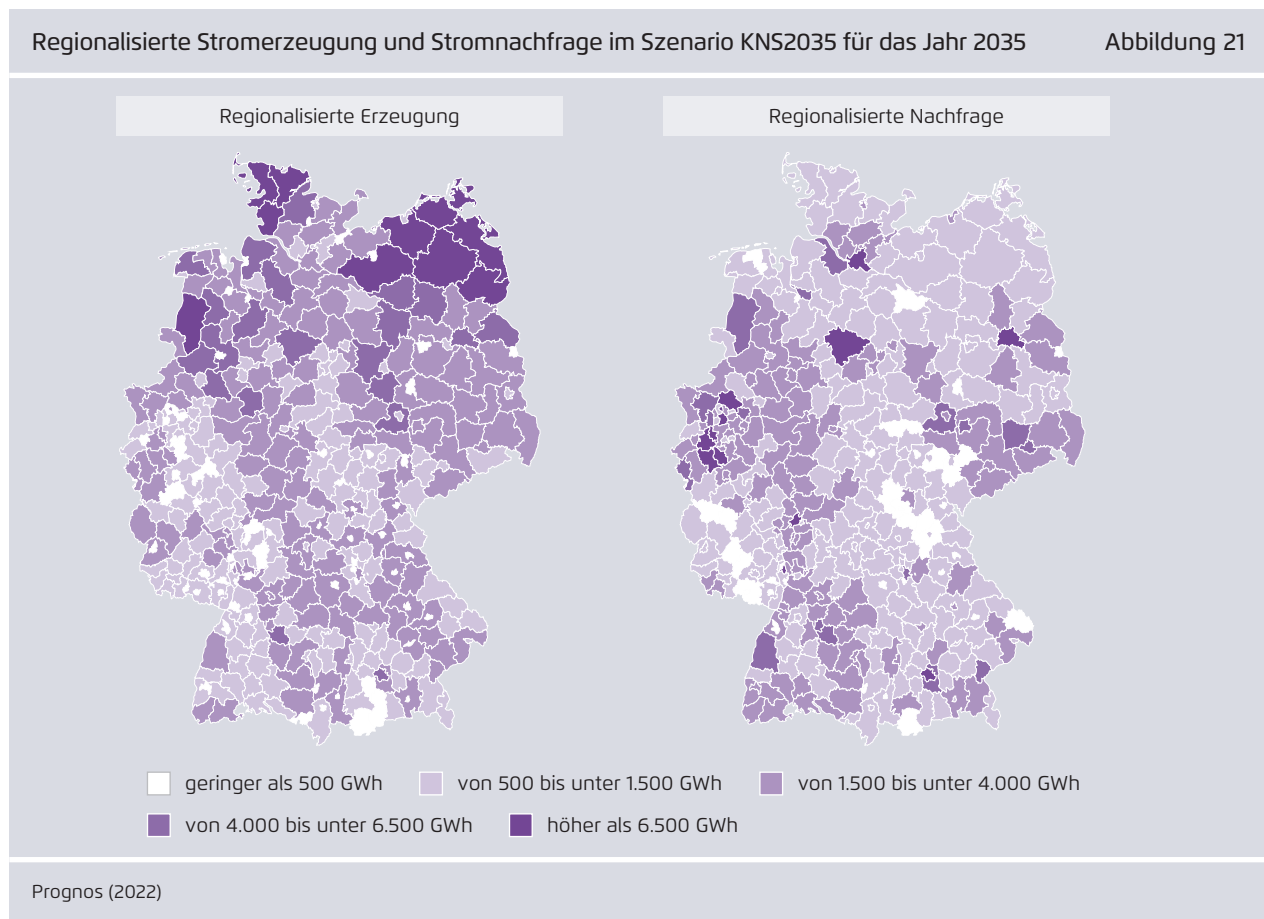
Windkraft auf See, Elektrolyseure, Großbatteriespeicher, Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung, Spitzenlastkraftwerke, *Power-to-Heat* (direkt elektrische Wärmeerzeuger)

Das jeweilige Vorgehen der Regionalisierung ist in den folgenden beiden Abschnitten beschrieben.

Regionalisierung Erneuerbare Energien und Nachfrage⁸

Die Regionalisierung von Stromerzeugung und -verbrauch erfolgte unter anderem anhand von Potenzialflächen, Wetterdaten, Bevölkerungsentwicklungen und strukturellen Entwicklungstrends. Die stündlich vorliegenden Zeitreihen wurden sektoren- und technologiespezifisch betrachtet und anhand von repräsentativen Parametern auf Landkreisebene regionalisiert. Das Ergebnis dieser regionalen Verteilung ist im Folgenden dargestellt – aufsummiert für das Zieljahr 2035.

⁸ Die Regionalisierung von Erneuerbaren Energien und Nachfrage wurde von Prognos vorgenommen und in diesem Berichtsabschnitt beschrieben.



Erzeugungsseitig ist ein Nord-Süd-Gefälle zu erkennen, insbesondere ausgelöst durch die windreichen Standorte im Norden. Durch flächendeckenden Photovoltaik-Ausbau ist das Erzeugungsniveau dennoch auch im Süden auf einem hohen Grundniveau. Hier komplementieren sich Freiflächen- und Dachflächen-Photovoltaik zu einem System, welches sowohl ländliche als auch städtische Regionen bedient. Windenergie- und Photovoltaik-Erzeugung wurden nach einem Algorithmus verteilt, welcher den aktuellen Ausbauzustand, Potenzial- und Dachflächen, lokale Wetterdaten und Standortklassen berücksichtigt.

Die Wasserstoff-KWK-Kraftwerksleistung ist an Standorten mit Wärmenetzen platziert und liegt punktuell im gesamten Bundesgebiet vor – unter Berücksichtigung aktueller Entwürfe für ein zukünftiges Wasserstoffnetz.⁹ Es wurden erwartete Neubauten, Kohleersatzkraftwerke und bestehende, gasbetriebene Kraftwerkstandorte mit Wärmeauskopplung gewählt.

Es wird angenommen, dass Biomasse zukünftig zentral zur Deckung der Nachfrage der Industrie für Hochtemperaturwärme genutzt wird. Weiterhin wird durch die besseren Transportmöglichkeiten überwiegend feste Biomasse anstelle von Biogas eingesetzt. In der Folge werden zur Verfügung stehende Flächen vornehmlich für den Anbau fester Biomasse statt Biogas-Ko-Substrate genutzt. Die Bedeutung der dezentralen Biogasanlagen für die Stromerzeugung nimmt ab. Die Regionalisierung der Erzeugung der Biomasse wurde basierend auf der heutigen Verteilung der Anlagen durchgeführt. Ausgehend vom Status quo wurden Standorte dezentraler Biogasanlagen der Leistungsklasse unter zehn Megawatt reduziert. Der aktuellen Verteilung dieser Anlagen folgend, sind die Leistungseinbußen insbesondere in Niedersachsen und Bayern zu finden. Dennoch sind sie weiterhin die Bundesländer mit dem größten Anteil

der Biomasseverstromung. Die Standorte von Wasserkraft, Pumpspeicherkraftwerken, Müllverbrennungsanlagen und sonstiger Erzeugung bleiben unverändert.

Nachfrageseitig entsteht ein Gesamtbild, in welchem eine deutschlandweite Grundnachfrage auf geringem Niveau herrscht. Zusätzlich gibt es eine starke Konzentration der Nachfrage in dicht besiedelten Ballungsräumen und an energieintensiven Industriestandorten.

Die Regionalisierung der Nachfrage im Verkehr orientiert sich – ebenso wie Erzeugung und Nachfrage von *Vehicle-to-Grid* – an Einwohnerzahlen und Pkw-Vorkommen. Im Verkehrssektor inbegriffen sind neben dem Pkw-Aufkommen auch Schienenverkehr und öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV), während die *Vehicle-to-Grid*-Leistung nur einen gewissen Prozentsatz der Batterieleistung der Pkw beinhaltet. Die Nachfrage verteilt sich in beiden Fällen zum einen auf geringem Niveau auf ländliche Gebiete und zum anderen sehr konzentriert auf Ballungsräume und städtische Regionen. Begründet ist dies durch städtische Ladestationen, elektrifizierten ÖPNV, Pendleraufkommen und Carsharing.

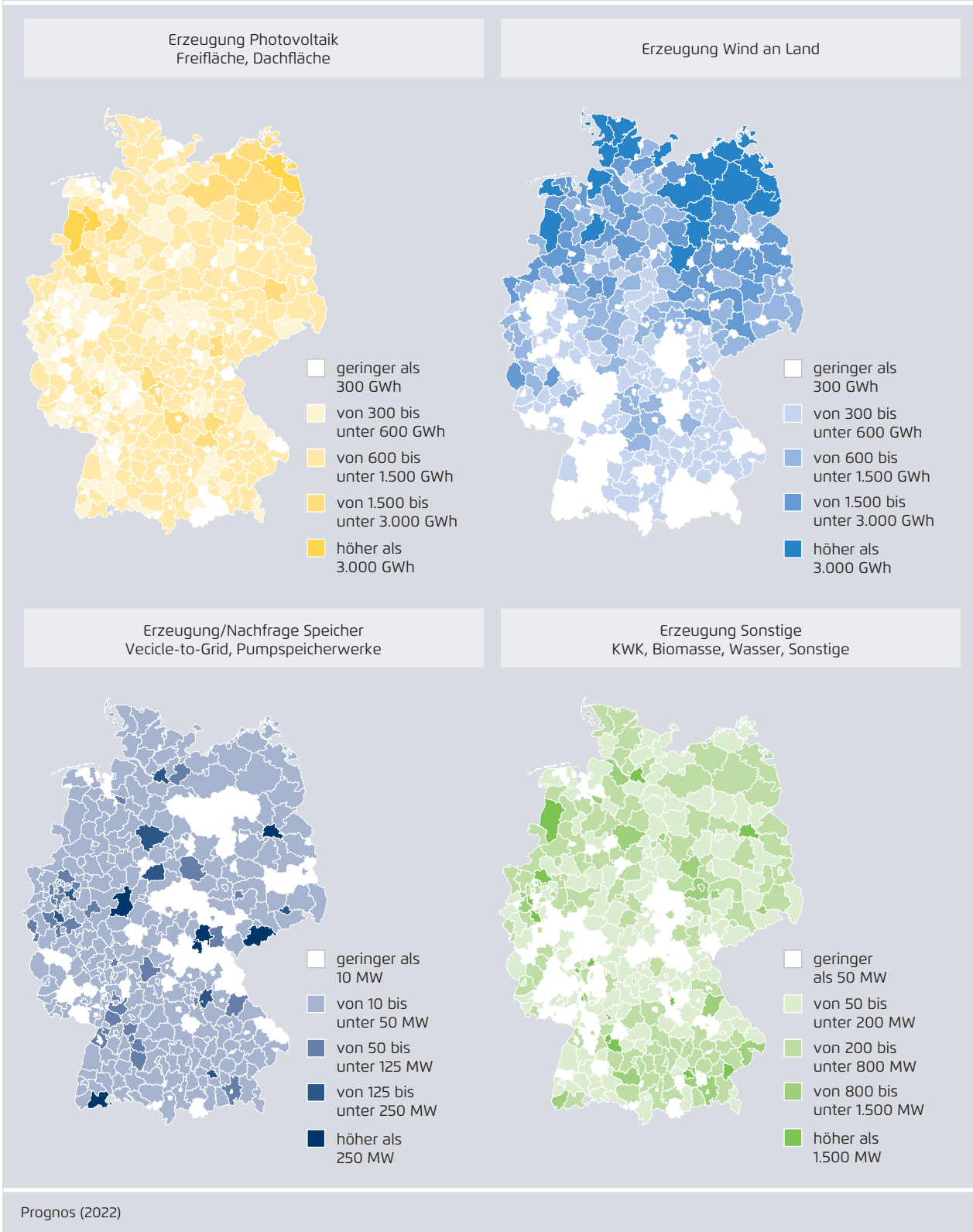
Die Nachfrage der Gebäude übersteigt die Nachfrage des Verkehrs etwa um ein Vierfaches – die regionale Verteilung gestaltet sich allerdings ähnlich: Es herrscht eine gewisse flächendeckende Nachfrage mit Spitzen in besonders stark bevölkerten und dicht bebauten Gebieten.

Der Industriesektor hat in weiten Teilen Deutschlands einen hohen Strombedarf und macht den größten Anteil der Nachfrage aus. Verteilt wurde die Nachfrage anhand des bisherigen Strombedarfs des Sektors – fortgeschrieben bis 2035. Energieintensive Branchen wie die Stahl- oder Chemieindustrie sorgen punktuell für starke Stromverbräuche an ihren Produktionsstätten. Hinzu kommen die Strombedarfe weiterer Umwandlungsprozesse – insbesondere in der Mineralölverarbeitung – und der Fernwärmenetze.

9 FNB Gas (2022), Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021)

Regionalisierte Stromerzeugung im Szenario KNS2035 nach Technologie für das Jahr 2035

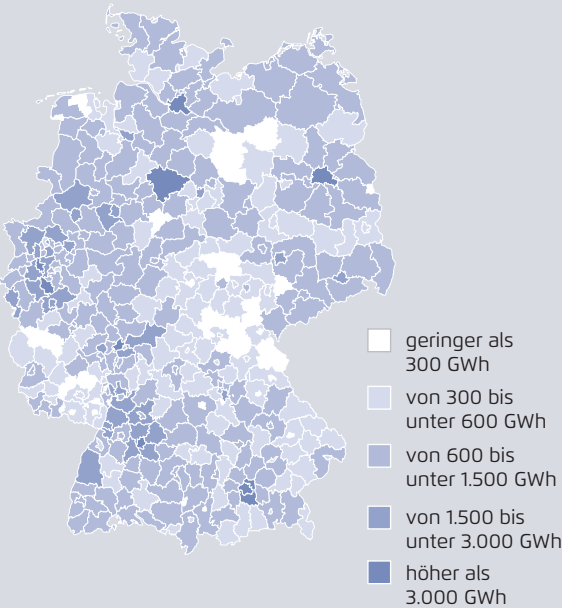
Abbildung 22



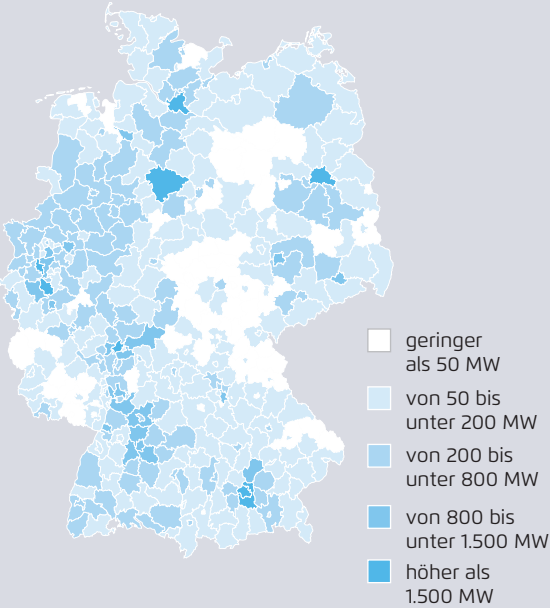
Regionalisierte Stromnachfrage nach Sektoren im Szenario KNS2035 für das Jahr 2035

Abbildung 23

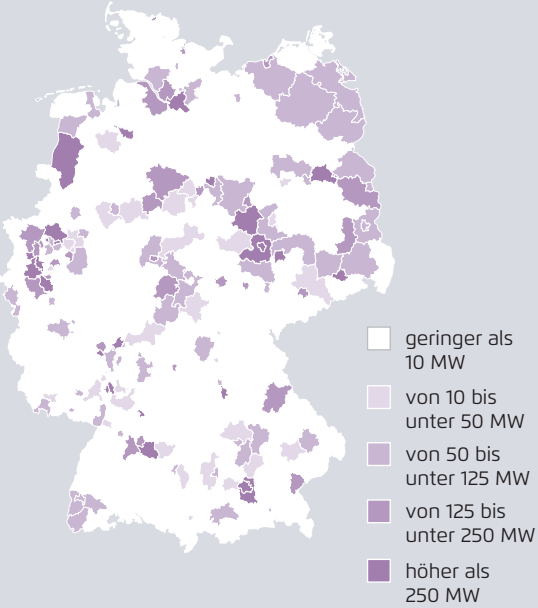
Nachfrage Gebäude
Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



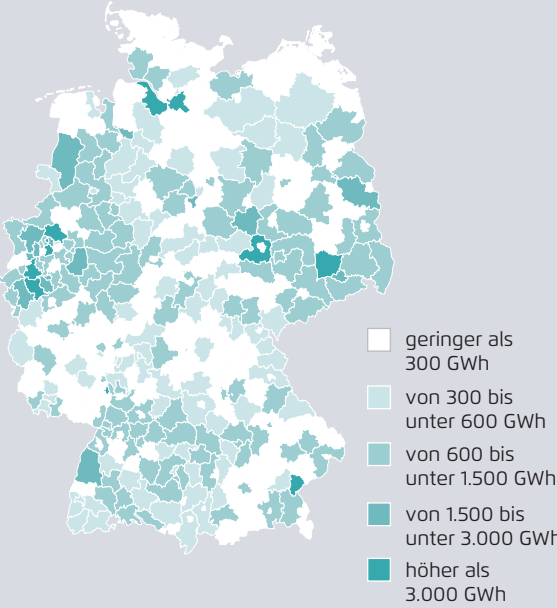
Nachfrage Verkehr



Nachfrage Sonstige
Fernwärme, sonstige Umwandlung



Nachfrage Industrie



Prognos (2022)

Regionalisierung Windkraft auf See und große Flexibilitäten

Für die in diesem Abschnitt beschriebene regionale Verteilung spezieller Erzeugungen und Lasten bestehen bis zum Betrachtungsjahr 2035 Steuerungsmöglichkeiten. Deshalb wurde bei der Regionalisierung angenommen, dass der Gesetzgeber entsprechende Anreize für eine netzdienliche Standortwahl insbesondere von Elektrolyseuren, Spitzenlastkraftwerken und Großbatterien schafft.

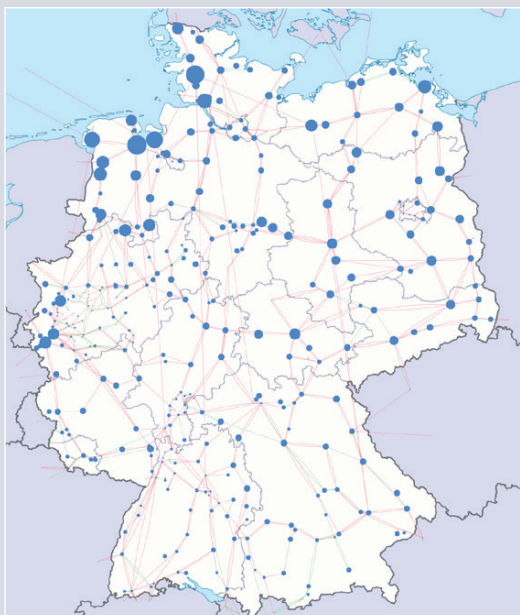
Der höchste Transportbedarf im deutschen Übertragungsnetz entsteht in Stunden, in denen eine hohe Erzeugung aus Windenergieanlagen im Norden Deutschlands vorliegt und der Strom zu den Lastzentren im Süden und Westen des Landes transportiert werden muss. Erzeugungsnaher Verbraucher oder die Vermeidung

verbrauchsferner Erzeugung verringern den Transportbedarf im Übertragungsnetz. Eine an den Windstandorten orientierte Regionalisierung der Elektrolyseure, Batterien und marktseitigen Abregelung wirkt somit netzdienlich. Die regionale Verteilung sowie die Stromnachfrage und -erzeugung der zugehörigen Technologien sind in Abbildung 24 (links) dargestellt.

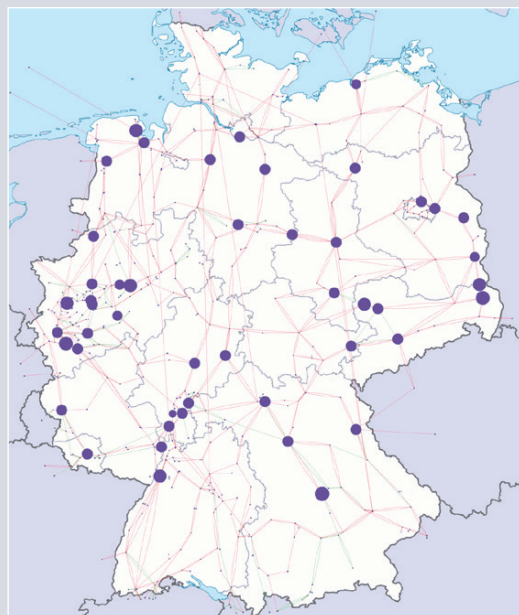
Die netzdienliche Regionalisierung der Spitzenlastkraftwerke ist an heutigen Kraftwerksstandorten und einer möglichen zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur orientiert. Es ist davon auszugehen, dass heutige Kraftwerksstandorte gut in das Übertragungsnetz eingebunden sind und keine regionalen Engpässe verursachen. Aufgrund des Brennstoffbedarfs der Kraftwerke unterliegt die Regionalisierung der Nebenbedingung, dass die Standorte in räumlicher

Regionalisierte Stromnachfrage und -erzeugung von Elektrolyseuren, Großbatterien, Abregelung und Spitzenlastkraftwerken im Jahr 2035

Abbildung 24



Elektrolyseure (106 TWh)
Abregelung (26 TWh)
Großbatterien (2 TWh)



Spitzenlastkraftwerke (54 TWh) ● 1 TWh

Consentec (2022)

Nähe zu einem zukünftig zu erwartenden Wasserstoffnetz liegen. Die regionale Verteilung und Stromerzeugung der Spitzenlastkraftwerke sind in Abbildung 24 (rechts) dargestellt.

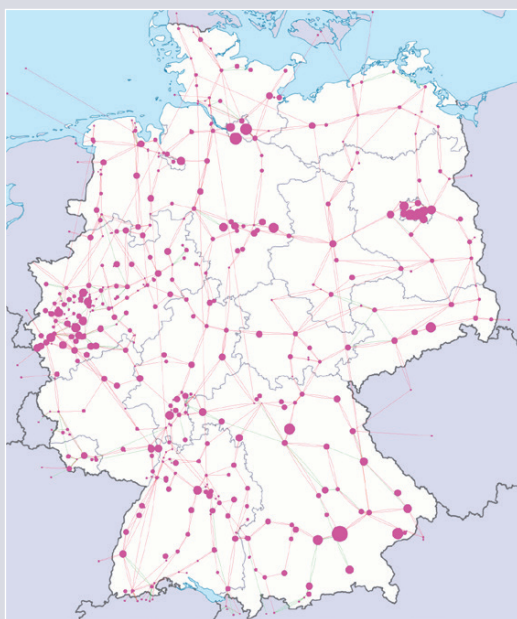
Die Regionalisierung von *Power-to-Heat*-Anlagen ist stark an den regionalen Fernwärmebedarf angelehnt. *Power-to-Heat*-Anlagen decken jedoch nur einen Teil des Fernwärmebedarfs. Deshalb ist der regionale Anteil der *Power-to-Heat* an der Fernwärmebereitstellung variabel. Die in dieser Studie verwendete Regionalisierung basiert auf einer systemisch optimierten Regionalisierung des Szenarios TN-Strom 2050 der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)¹⁰ und ist in Abbildung 25 (links) dargestellt.

Windkraftanlagen auf See in der Nord- und Ostsee sind über Anbindungsleitungen mit den in Abbildung (rechts) dargestellten Netzanschlusspunkten verbunden. Die Regionalisierung dieser Netzanschlusspunkte wurde gemäß dem Netzentwicklungsplan 2035 (Version 2021) Szenario B 2040 vorgenommen. Die installierte Leistung der Netzanschlusspunkte im Szenario B 2040 liegt bei 40 GW und somit unter der in diesem Szenario installierten Leistung von 58 GW. Für die Abschätzung des Netzausbaubedarfs wurde die Leistung der Netzanschlüsse in diesem Szenario entsprechend skaliert. Die regionale Verteilung der Stromeinspeisung ist in Abbildung 25 (rechts) dargestellt.

10 siehe www.langfristszenarien.de

Regionalisierte Stromnachfrage und -erzeugung von *Power-to-Heat*- und Windkraftanlagen auf See im Jahr 2035

Abbildung 25



Power to Heat (9 TWh) ● 300 GWh



Wind auf See (210 TWh) ● 10 TWh

Consentec (2022)

3.1.2 Startnetz sowie Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation

Nach dieser Regionalisierung liegen für alle Szenarien und Betrachtungsjahre 8.760 stündliche Datensätze mit netzknotenscharfen Einspeisungen und Entnahmen vor, die dann Eingang in eine Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation finden. Die Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation bilden sukzessive den Ausfall von je einem Betriebsmittel ab und analysieren anschließend die sich beim jeweiligen Ausfall ergebenden Lastflüsse. Unter Berücksichtigung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings sowie der netzbezogenen Optimierung lastflusssteuernder Betriebsmittel (Fahrweise von Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) und Stufung von Phasenschiebertransformatoren (PST)) und des Nutzens von sogenannten Netzboostern (als Element der reaktiven Netzbetriebsführung) werden mögliche Netzüberlastungen ermittelt, die sich ergeben, wenn das vorgegebene Startnetz mit den Stromeinspeise- und entnahmeprofilen je Netzknoten „konfrontiert“ wird.

Für das verwendete Startnetz im Jahr 2035 werden ausschließlich Netzausbauvorhaben auf nationaler beziehungsweise europäischer Ebene als sicher umgesetzt angenommen, die beispielsweise bereits heute im Bau befindlich sind oder deren Umsetzung gesetzlich verankert ist. Dies entspricht in den Modellen einem Mindestnetzausbau. Für Deutschland sind dies die Maßnahmen des von der Bundesnetzagentur im Januar 2022 genehmigten Netzentwicklungsplans 2035 (Version 2021). Wir gehen dabei von einer zeitgerechten Umsetzung aus, das heißt von einer vollständigen Umsetzung bis zum Betrachtungsjahr (2035) dieser Studie. Für den grenzüberschreitenden Netzausbau in Europa werden die im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgesehenen Netzausbauvorhaben (mit Ausnahme von Projekten, deren Status als „Under Consideration“ ausgewiesen ist) als Mindestnetzausbau „exogen“ vorgegeben.

3.1.3 Ermittlung der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen

In einem dritten Schritt wird dann ermittelt, welche Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen erforderlich sind, um die ermittelten Überlastungen zu beheben. Zunächst ist hierbei der Zubau von PST, HGÜ-Leitungen und Netzboostern Teil einer kostenbasierten Ausbauoptimierung. Anschließend wird nach dem sogenannten NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) ermittelt, welche Netzverstärkungen, zum Beispiel in Form von einer Umrüstung bestehender 220-kV- auf 380-kV-Systeme oder der Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile, oder Netzausbauten (vorzugsweise Zubeseilung in bestehenden Trassen) notwendig sind, um schließlich einen Netzzustand zu erreichen, in dem keine Netzüberlastungen mehr vorliegen. Hierbei ist anzumerken, dass in unserem Modellierungsansatz kein strikt engpassfreies Netz gefordert wird. Um den Einfluss üblicher Modellunsicherheiten abzufangen, wird konkret gefordert, dass im ausgebauten Netz keine Leitungen mehr in über 20 Stunden mit mehr als 110 Prozent ausgelastet sind. Andererseits reflektiert das unter anderem näherungsweise die Möglichkeit, verbleibende Überlastungen mit *Redispatch*-Maßnahmen zu adressieren. Derartige Ausbaukriterien werden beispielsweise auch für den Netzentwicklungsplan oder im Rahmen von Studien wie zum Beispiel den Langfristszenarien verwendet.

Dieses Vorgehen ist darauf ausgelegt, die Auswirkungen des Szenarios KNS2035 auf das Netz zu untersuchen und Ausbaubedarfe zu ermitteln. Das Vorgehen stellt keine explizite Netzplanung dar, wie sie zum Beispiel im Rahmen des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber stattfindet, sondern dient insbesondere zur vergleichenden Bewertung der Basis-Ausbaurechnung und Sensitivitäten des KNS2035-Szenarios im Hinblick auf ihre Wirkung auf die Stromnetze.

3.1.4 Sensitivitäten

Die Bestimmung des Netzausbaubedarfs der Sensitivitäten erfolgt analog zu dem in der Basis-Ausbaurechnung beschriebenen Vorgehen. Somit können die resultierenden Kenngrößen wie ausgebaute oder verstärkte Stromkreiskilometer als Ergebnis der Sensitivitäten der Basis-Ausbaurechnung gegenübergestellt und bewertet werden.

Sensitivität Ausbaukriterium Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Das im Basisszenario verwendete Ausbaukriterium fordert, dass keine Leitung in über 20 Stunden mit mehr als 110 Prozent ausgelastet ist. Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden ein strukturell ähnliches, aber schärfer parametrisiertes Ausbaukriterium. In dieser Sensitivität wird die Auswirkung auf den Netzausbaubedarf durch die Verwendung des schärfer parametrisierten Ausbaukriterium untersucht. Netzausbau erfolgt, wenn in über 10 Stunden mehr als 105 Prozent Auslastung beobachtet werden.

Sensitivität mehr DC: Beim Ausbau im Übertragungsnetz besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diesen überwiegend als AC- oder DC-Netzausbau auszuführen. Unter der Annahme, dass DC-Leitungen in der Regel als Erdkabel und AC-Leitungen als Freileitungen ausgeführt werden, würde aufgrund der Kostenunterschiede zwischen beiden Technologien bei einer reinen Kostenoptimierung auf Basis der Vermeidung thermischer Überlastungen stets der AC-Netzausbau gewählt. Allerdings weisen DC-Verbindungen im Vergleich zum AC-Netzausbau verschiedene technische Vorteile, zum Beispiel eine flexible Leistungsflussregelung und flexible Blindleistungsbereitstellung, auf und können deshalb im hoch belasteten Netz eine vorzugswürdige Option darstellen. Zudem sind sie im Hinblick auf Akzeptanzfragen vorteilhaft. Deshalb wird in dieser Sensitivität untersucht, welchen Einfluss ein stärkerer DC-Netzausbau auf den AC-Netzausbaubedarf hat.

3.2 Mögliche Konsequenzen für den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

In diesem Abschnitt sind die Ergebnisse der detaillierten Analysen für das deutsche Übertragungsnetz dargestellt. Zusätzlich zum Ausbau von AC-Stromleitungen erfolgt vorab ein optimierter Ausbau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ), Phasenschiebertransformatoren (PST) und Netzboostern. Dabei wird unter der Berücksichtigung von Kostenaspekten zwischen HGÜ, PST und Netzboostern und dem Ausbau von AC-Stromleitungen abgewogen. In Abbildung 26 sind die im Startnetz (bestätigter Netzentwicklungsplan (NEP) 2035 (Version 2021)) als auch die in der Basisrechnung und in den Sensitivitäten zusätzlich umgesetzten HGÜ, PST und Netzbooster dargestellt. In der Sensitivität „mehr DC“ erfolgt ein deutlich umfangreicherer Zubau von HGÜ mit insgesamt 2.500 Stromkreiskilometern. Diese ergeben sich durch die Verstärkung von vier im Netzentwicklungsplan festgelegten und der Erschließung einer neuen Trasse.

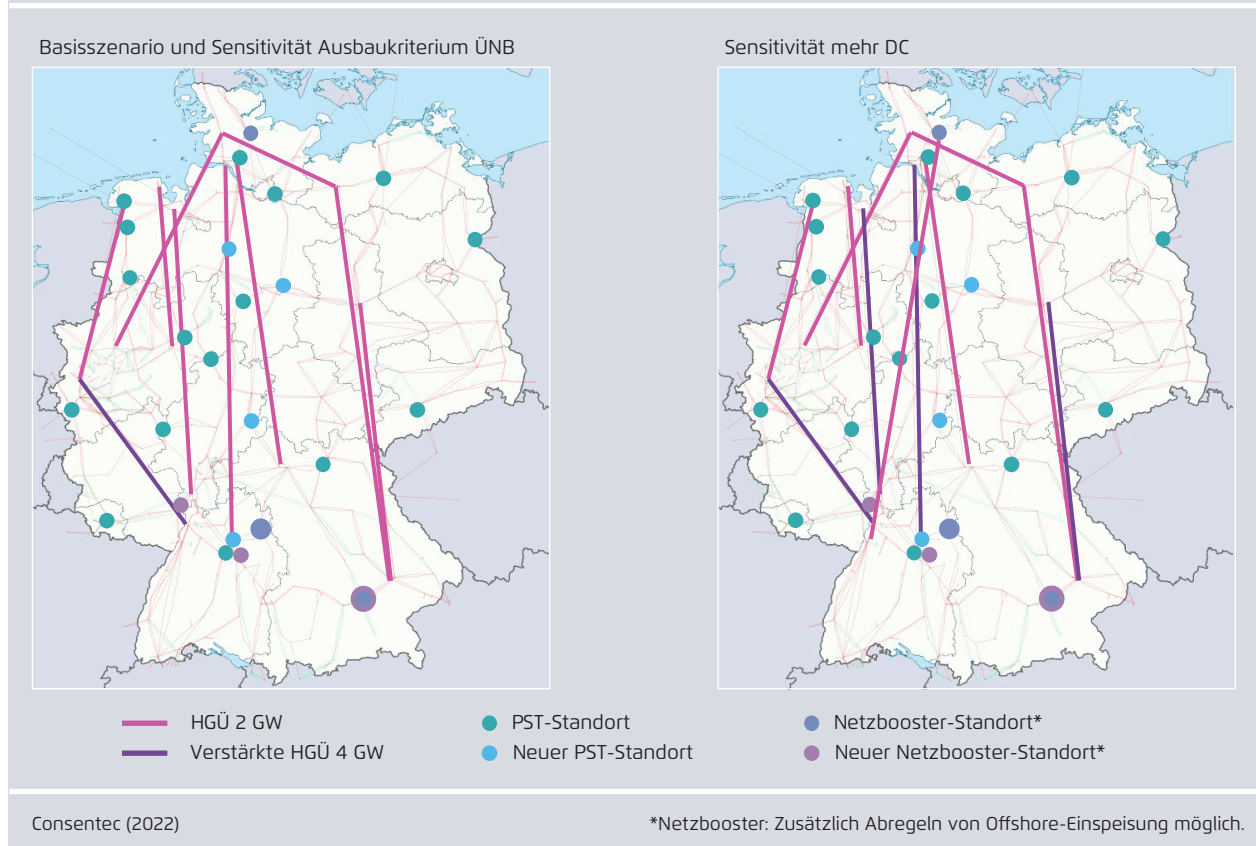
Abbildung 27 zeigt die maximalen (n-1)-Netzbelastungen im deutschen Übertragungsnetz für das von der Prognos AG berechnete Szenario im Betrachtungsjahr 2035. Diese sind basierend auf dem Startnetz inklusive der in Abbildung 26 dargestellten HGÜ, PST und Netzbooster berechnet. Die dargestellten Netzüberlastungen sind dann durch zusätzliche AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen zu beheben, sodass im ausgebauten Zustand das jeweilige Ausbaukriterium nicht verletzt wird.

Der zur Behebung der gezeigten Netzüberlastungen erforderliche Bedarf von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz ist in Abbildung 28 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass das deutsche Übertragungsnetz für das von Prognos konzipierte, klimaneutrale Stromsystem 2035 über die Maßnahmen des NEP 2035 (Version 2021) hinaus weiter deutlich

Zubau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ),
Phasenschiebertransformatoren (PST) und Netzboostern

Abbildung 26



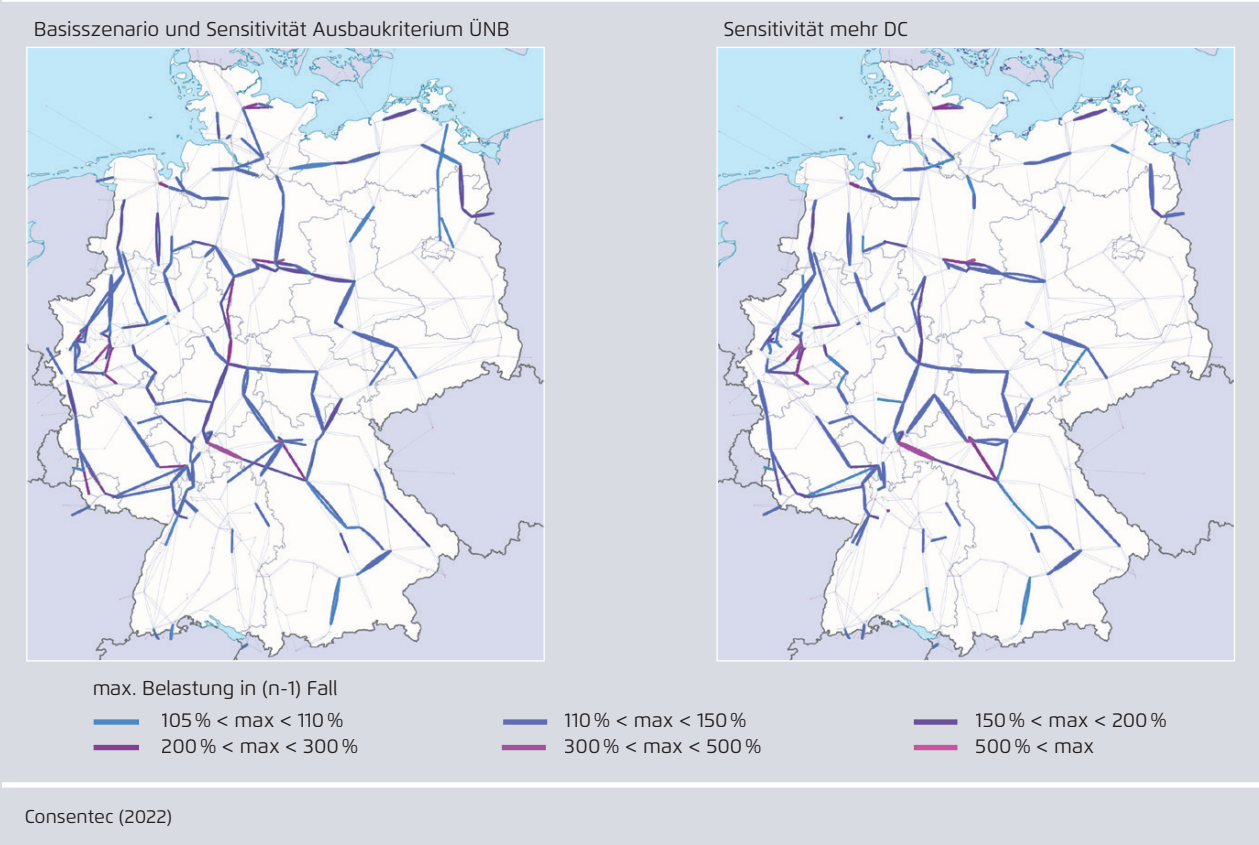
verstärkt und ausgebaut werden muss. Die zusätzlich erforderlichen Maßnahmen übersteigen den bisher geplanten Ausbau um 40 Prozent bis 50 Prozent, wenn man auf die verstärkten beziehungsweise zusätzlich errichteten Stromkreiskilometer schaut. Der zusätzliche Netzausbau- und -verstärkungsbedarf in Deutschland ist damit bis 2035 erheblich.

Wie bereits die in Abbildung 28 dargestellten maximalen Netzüberlastungen erwarten lassen, ist der AC-Ausbaubedarf in der Sensitivität „Ausbaukriterium NEP“ am höchsten und in der Sensitivität „mehr DC“ am geringsten.

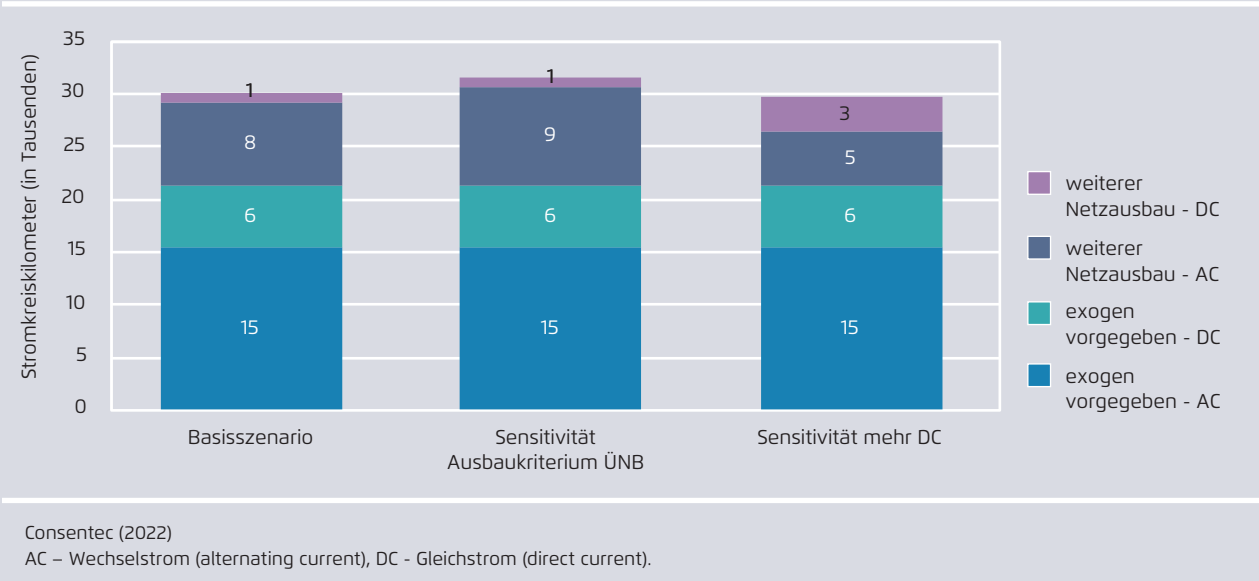
Wichtig bei der Interpretation der in Abbildung 29 dargestellten Zahlen ist die Tatsache, dass dort sowohl

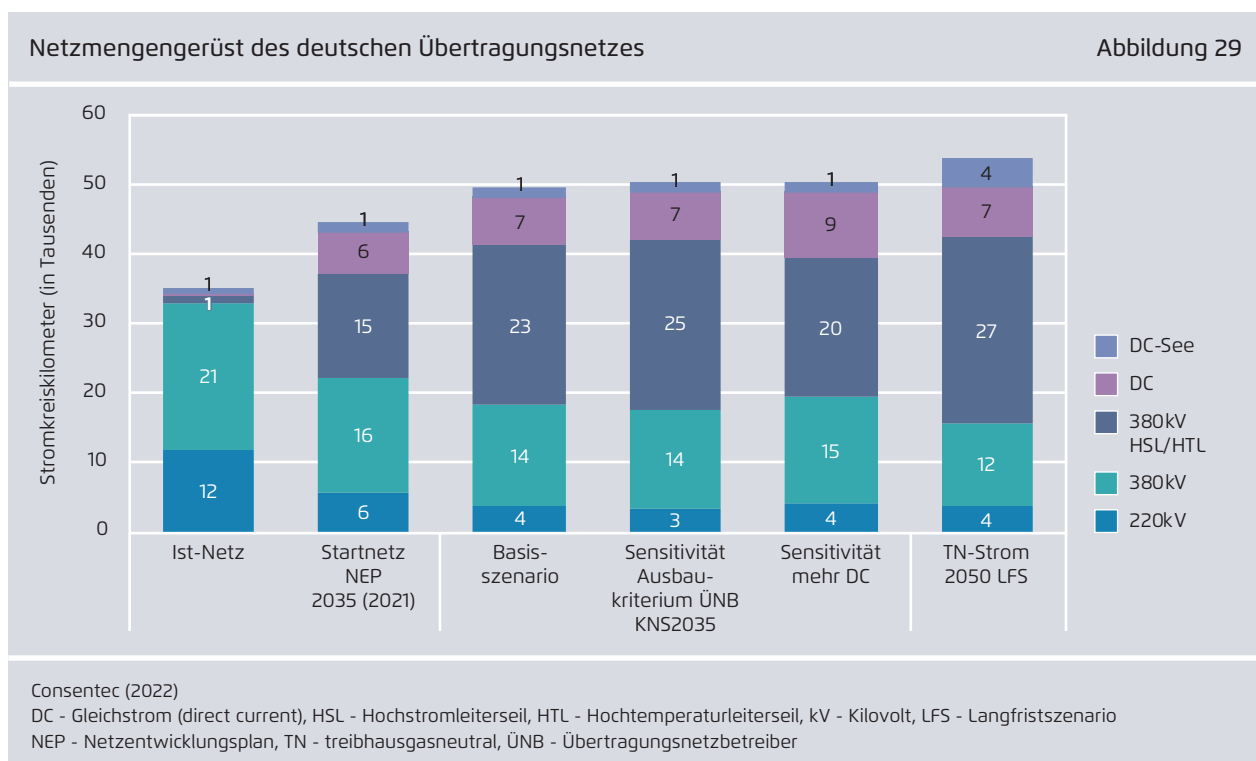
zusätzliche als auch verstärkte Stromkreiskilometer ausgewiesen sind. Es handelt sich bei diesen Zahlen also nur teilweise um zusätzliche Stromkreiskilometer. Zum Teil handelt es sich um Verstärkung beziehungsweise Umrüstung bestehender Leitungen (Ersatzneubau). Deshalb steigt, wie in Abbildung 29 zu erkennen, die gesamte Stromkreislänge im deutschen Übertragungsnetz (Netzmengengerüst) weniger stark als der in Abbildung 28 dargestellte Ausbau- und Verstärkungsbedarf von bis zu 32.000 Kilometern. Die gesamte Stromkreislänge steigt auf circa 50.000 Kilometer im Jahr 2035 (heute circa 36.000 Kilometer). Wie der Vergleich mit dem Netzmengengerüst für das Langfristszenario (LFS) TN-Strom 2050 zeigt, wird ein Großteil der dort notwendigen Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen in dem Szenario KNS2035

Maximale (n-1)-Netzbelastungen ausgehend vom Startnetz inklusive zugebauter Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ), Phasenschiebertransformatoren (PST) und Netzbooster **Abbildung 27**



Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz **Abbildung 28**





bereits bis 2035 erforderlich. Mit dem steigenden Stromverbrauch auf dem Weg zur Klimaneutralität in den anderen Sektoren bleibt allerdings weiterer Netzausbau auch nach 2035 notwendig.

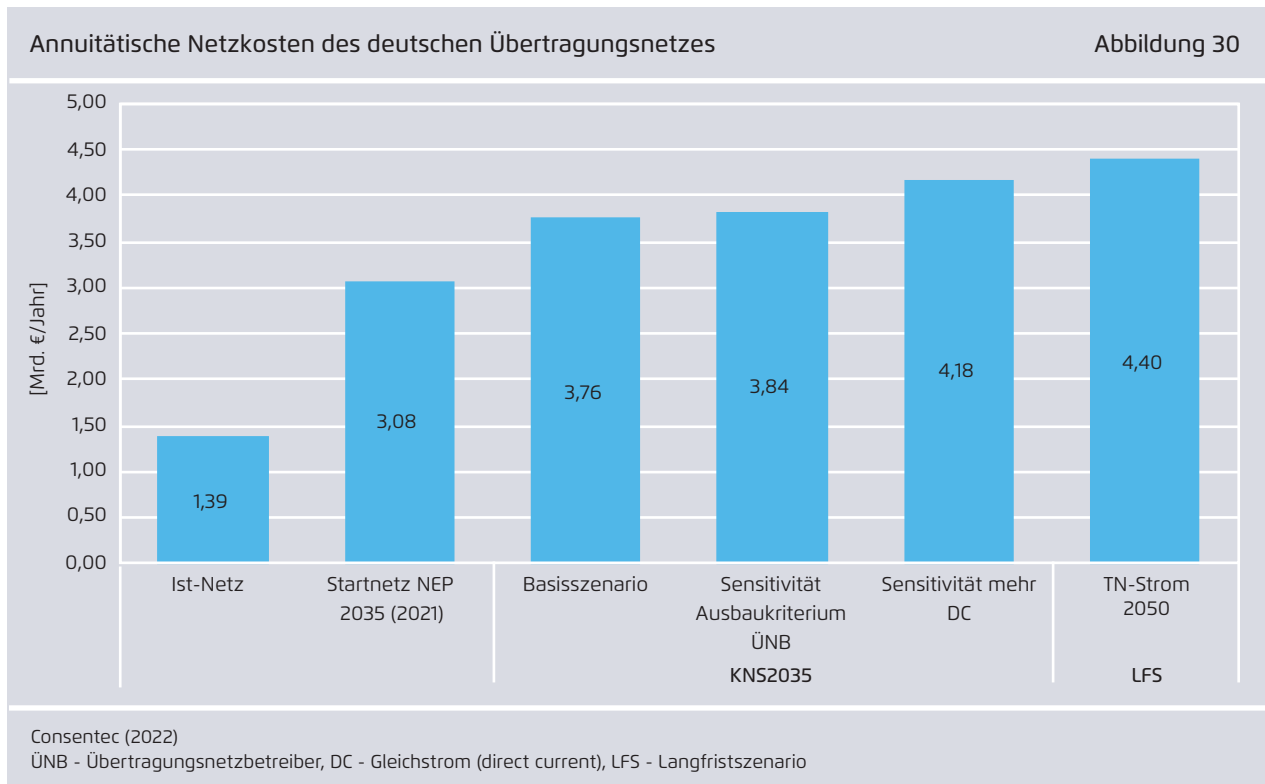
Der Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz geht auch mit einem Anstieg der annuitätischen Netzkosten einher, wie Abbildung 30 zeigt. Die Netzkosten steigen auf das 2,7- bis 3-Fache des Wertes für das heutige Übertragungsnetz an. Zu beachten ist, dass die absolute Höhe der Netzkosten stark von den getroffenen Verzinsungsannahmen abhängt. In dieser Betrachtung wurde eine gesellschaftliche Zeitpräferenzrate von zwei Prozent pro Jahr angenommen.

Vergleicht man die Kostenentwicklung mit der Entwicklung der Netzengengerüste, so fällt auf, dass die Netzkosten, insbesondere bei der Sensitivität „mehr DC“, deutlich stärker steigen, als es die Entwicklung des Netzengengerüsts (vgl. Abbildung 29) erwarten ließe. Grund hierfür ist die getroffene Annahme, dass alle neuen und verstärkten

AC-Stromkreise zu 20 Prozent und DC-Stromkreise zu 100 Prozent verkabelt werden. Bei einem Mehrkostenfaktor von Erdkabeln gegenüber Freileitungen von circa fünf bei Drehstrom- und etwa drei bei HGÜ-Leitungen wirkt dies stark kostentreibend.

Wie die Abbildung 30 zeigt, findet der überwiegende Anstieg der annuitätischen Netzkosten bereits bis 2035 statt. Durch die Transformation hin zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem, wie in dem Szenario TN Strom 2050¹¹ der Langfristszenarien, würden die annuitätischen Netzkosten für das deutsche Übertragungsnetz nach 2035 weiter ansteigen.

11 Die in Abbildung 30 dargestellten annuitätischen Netzkosten des TN-Strom 2050 der Langfristszenarien wurden ebenfalls mit einem Verkabelungsanteil von 20 Prozent bei AC-Stromkreisen und 100 Prozent bei DC-Stromkreisen bewertet.



3.3 Einordnung des Netzausbaubedarfs

Bei der Einordnung dieser Ergebnisse ist zunächst zu beachten, dass diese ausschließlich für das betrachtete Szenario gültig sind und keine allgemeingültige Aussage über den mit der Umsetzung eines klimaneutralen Stromsystems einhergehenden Netzausbaubedarf erlauben. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass das Szenario KNS2035 mit der vollständigen klimaneutralen Deckung der 2035 in Deutschland zu erwartenden Stromnachfrage zwar einen wesentlichen Zwischenschritt auf dem Weg zur Erreichung der deutschen und europäischen Klimaziele darstellt, gleichzeitig aber auch nach 2035 die Herausforderungen für die Stromnetze weiterhin zunehmen werden. Hierfür sind insbesondere zwei Gründe verantwortlich.

Zum einen wird der Stromsektor in Deutschland auch nach 2035 weiter wachsen und neue Verbraucher an das Stromnetz anschließen und diese versorgen müssen. Denn entsprechend dem Klimaschutzgesetz

soll bis 2045 das gesamte Energiesystem, auch über den Stromsektor hinaus, treibhausgasneutral werden. Eine effektive und in vielen Fällen auch effiziente Maßnahme zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr ist die Elektrifizierung heute noch aus fossilen Energien gespeister Prozesse zum Beispiel über die Nutzung von Wärmepumpen und Elektromobilität. Damit geht aber – über die allgemeine Verbrauchszunahme hinaus – ein struktureller Anstieg der Stromnachfrage einher. Für dessen Deckung muss auch das Stromangebot nach 2035 weiter ausgebaut werden, zum Beispiel durch die Errichtung zusätzlicher Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien.

Im Szenario KNS2035 eilt die Dekarbonisierung des Stromsystems in Deutschland darüber hinaus den entsprechenden Prozessen in anderen europäischen Ländern voraus. Für diese Länder wird lediglich eine mit dem Klimaziel 2030 der EU von 55 Prozent Treibhausgasreduktion gegenüber 1990 kompatible

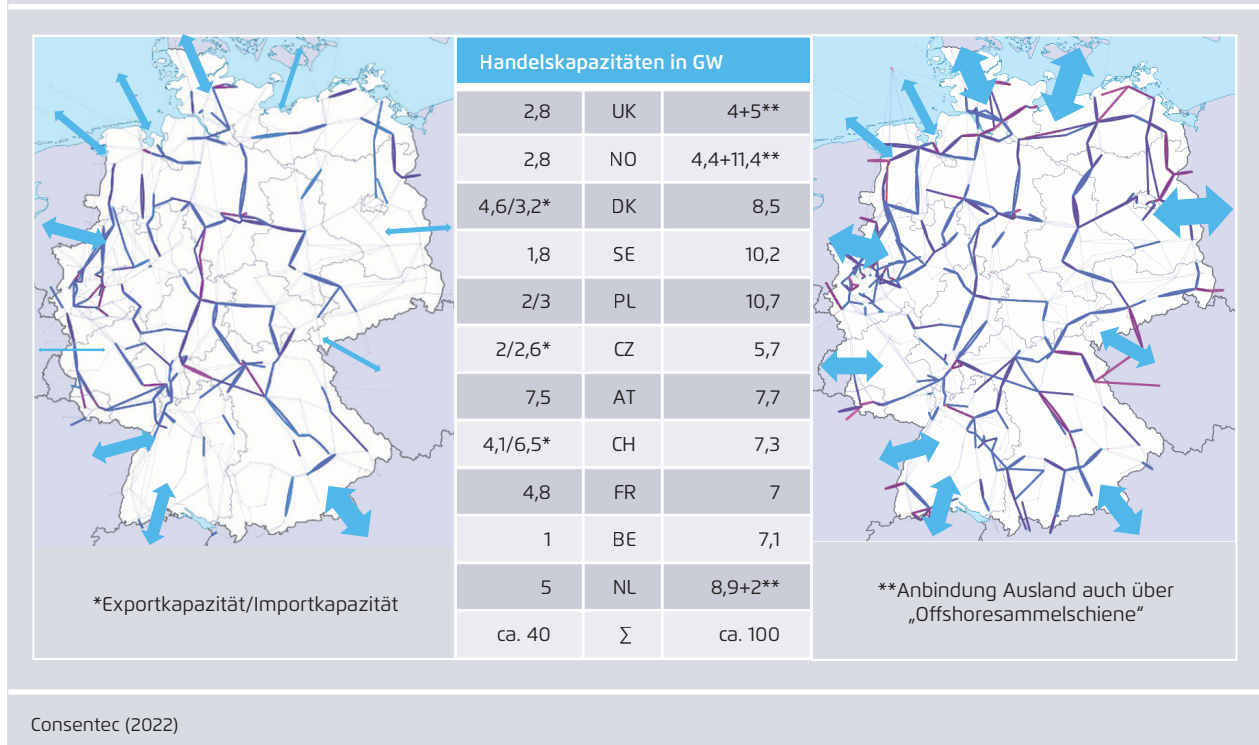
Entwicklung angenommen. Eine vollständige Dekarbonisierung der Strom- oder sogar Energiesysteme der europäischen Nachbarländer Deutschlands ist nicht Bestandteil des Szenarios. Mit steigendem Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt europaweit aber auch das Bedürfnis nach einem höheren grenzüberschreitenden Stromaustausch. Denn einerseits sind die Potenziale für Erneuerbare Energien in Europa nicht gleichverteilt und einzelne Länder werden auf Importe von erneuerbar produziertem Strom angewiesen sein. Andererseits ist ein weiträumiger, grenzüberschreitender Stromaustausch eine wesentliche Maßnahme, um mit der Volatilität der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien umzugehen. Denn die Einspeisung eines großen, geografisch weit verteilten Kollektivs an EE-Erzeugungsanlagen verläuft deutlich gleichmäßiger als die von Einzelanlagen oder kleinen, geografisch eng konzentrierten Kollektiven.

Beide Entwicklungen, der weitere Anstieg der Stromnachfrage nach 2035 und der dafür notwendige weitere Ausbau Erneuerbarer Energien wie auch der Bedarf für zusätzlichen grenzüberschreitenden Stromaustausch innerhalb Europas, werden den Transportbedarf im deutschen Übertragungsnetz nach 2035 deutlich über das im hier betrachteten Szenario KNS2035 enthaltene Maß hinaus erhöhen. Gerade im Bereich des grenzüberschreitenden Netzausbaus hat Deutschland aufgrund seiner Lage im Zentrum Europas eine Schlüsselrolle und Enabler-Funktion für die europäische Energiewende.

Zur Verdeutlichung stellt Abbildung 31 die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten des Szenarios KNS2035 denjenigen des Szenarios TN-Strom 2050 der Langfristszenarien des BMWK gegenüber. Letztere verdeutlichen für ein systemkostenoptimiertes Szenario mit europaweiter Treibhausgas-

Handelskapazitäten an den deutschen Außengrenzen in den Szenarien KNS2035 (links) und TN-Strom 2050 (rechts)

Abbildung 31



neutralität, welche Erweiterungen der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten nach 2035 notwendig werden könnten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass grenzüberschreitender Netzausbau vielfach neben der unmittelbaren Errichtung/Verstärkung von Kuppelleitungskapazitäten auch Netzausbau der angrenzenden internen Leitungen erfordert, um die import-/exportbedingten Leistungsflüsse im Netz sicher transportieren zu können.

3.4 Handlungsempfehlungen zur Sicherstellung der netztechnischen Umsetzbarkeit des Szenarios KNS2035

Die im Abschnitt 4.2 dargestellten Ergebnisse machen deutlich, dass die Umsetzung des Szenarios KNS2035 erhebliche Anforderungen an die Netzplanung und den bis 2035 umzusetzenden Netzausbau mit sich bringt. Gleichzeitig stellen sich im Netzbetrieb für ein solches System, das weit überwiegend von Erneuerbaren Energien geprägt ist und in dem steuerbare, in Synchrongeneratoren erzeugte Leistung nur noch eine geringe Rolle spielt, verschiedene zusätzliche Herausforderungen. Nachfolgend beschreiben wir deshalb Schlüsselemente und Voraussetzungen, um im beschriebenen Szenario einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

3.4.1 Breites Technologieportfolio optimal nutzen

Um die Transportaufgabe des Szenarios KNS2035 auch angesichts der dafür noch zur Verfügung stehenden Zeit von 13 Jahren erfüllen zu können, wird aller Voraussicht nach ein breites Technologieportfolio unterschiedlichster Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbautechnologien genutzt werden müssen.

Vergleichsweise neuartige, aber kurzfristig verfügbare Technologien, die in diesem Zusammenhang eine Rolle spielen können, sind zum Beispiel eine messwert-/sensorbasierte Festlegung der Strom-

tragfähigkeit von Leitungen und eine FACTS¹²-basierte Lastflusssteuerung. Weitere Optionen sind der vermaschte Betrieb von HGÜ-Systemen sowie sogenannte virtuelle Leitungen, die über einen koordinierten gegenläufigen Betrieb von Batteriespeichern eine zeitversetzte Übertragung von elektrischer Energie ermöglichen. Perspektivisch kann der Einsatz von supraleitenden Gleichstrom-(DC)-Kabeln bei großtechnischer Verfügbarkeit der Technologie sinnvoll sein.

Bei bereits heute eingesetzten oder eingeplanten Technologien wie Freileitungsmonitoring und reaktiver Betriebsführung mit Netzboostern¹³ sollte geprüft werden, ob deren Potenziale bereits vollständig ausgenutzt werden beziehungsweise die Anwendung bei besseren verfügbaren Informationen zum Beispiel über die tatsächlichen Stabilitätsgrenzen (siehe unten) im Netzbetrieb ausgeweitet werden könnte. Auch die Einbeziehung zusätzlicher Elemente wie FACTS-basierte Geräte zur Lastflusssteuerung in die reaktive Netzbetriebsführung wäre zu prüfen.

3.4.2 Standortwahl beeinflussen und systemdienlichen Betrieb ermöglichen

Für die Standortwahl von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien bestehen bei der zu erwartenden Ausnutzung des grundsätzlich vorhandenen Potenzials kaum Freiheitsgrade. Eine Auswahl

12 FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) sind Netzelemente zur Steuerung von Wirk- und Blindleistungsflüssen, die auf leistungselektronischen Bauelementen basieren.

13 Bei einer reaktiven Betriebsführung mit Netzboostern wird die (n-1)-Sicherheit im Stromsystem nicht durch präventive Eingriffe vor einem eventuellen Fehlereintritt, sondern durch eine sehr schnelle und gezielte Reaktion nach Eintritt eines Fehlers gewährleistet. Dabei kommen insbesondere Großbatterien (die sogenannten Netzbooster) zum Einsatz, mit denen die Last- und Einspeisesituation im Netz innerhalb sehr kurzer Zeiträume signifikant verändert werden kann.

der Standorte von Stromverbrauchern auf Basis netztechnischer Kriterien dürfte im Regelfall nicht effizient sein. Allerdings ergeben sich insbesondere für Elektrolyseure sowie steuerbare Erzeugungsanlagen auf Basis von Gasen – zukünftig vor allem Wasserstoff – Freiheitsgrade, die zur Steuerung der Netzbelastung und zur Begrenzung des Netzausbau bedarfs genutzt werden können.

Vorliegende Untersuchungen deuten darauf hin, dass Elektrolyseure aus Systemsicht insbesondere in der Nähe der großen Winderzeugungscluster in Nord- und Ostdeutschland stehen sollten. Die Standortwahl von steuerbaren Erzeugungsanlagen auf KWK-Basis ist vom Vorliegen einer Wärmesenke abhängig. Zukünftig werden aber auch in erheblichem Umfang Anlagen zur Gewährleistung ausreichender Ressourcen bei niedriger verfügbarer EE-Erzeugung benötigt, die nicht als KWK-Anlagen ausgelegt sind. Im Szenario KNS2035 betrifft das ungefähr die Hälfte der gasbasierten Erzeugungsleistung. Diese Anlagen sollten sinnvollerweise vor allem in Mittel- und Süddeutschland südlich der besonders relevanten Nord-Süd-Engpässe errichtet werden.

Voraussetzung für eine aus Stromsystemsicht optimierte Standortwahl von Elektrolyseuren wie steuerbaren gasbasierten Erzeugungsanlagen ist die schnelle Verfügbarkeit eines ausreichend dimensionierten Wasserstoff-Basisnetzes sowie von Wasserstoffspeichern zur zeitlichen Entkopplung von Wasserstoffherzeugung und -nachfrage.

3.4.3 Beschleunigte und vereinfachte Genehmigungen

Selbst bei einer zügigen politischen Entscheidungsfindung zu allen für die Netzplanung relevanten Rahmenbedingungen eines klimaneutralen Stromsystems 2035 steht für Planung, Genehmigung und Umsetzung nur gut ein Jahrzehnt zur Verfügung. Eine zeitgerechte Umsetzung kann nur bei einer deutlichen Beschleunigung der Genehmigungsdauer von Netzausbauprojekten gelingen. Ein besonderer

Fokus sollte dabei auf vereinfachten Genehmigungen für Netzoptimierungsmaßnahmen liegen, die eine Besser- oder Höherauslastung der vorhandenen Infrastruktur ermöglichen. Als Beitrag zur Bewältigung der Herausforderung, beschlossene Netzausbau- und Netzoptimierungsmaßnahmen möglichst schnell umzusetzen, sollte dabei das von Bund und Ländern eingeführte Netzausbau-Controlling intensiv genutzt und weiterentwickelt werden.

3.4.4 Prüfung von Stabilitäts-Randbedingungen

Während in der Vergangenheit die thermische Belastbarkeit von Netzbetriebsmitteln in nahezu allen Fällen die auslegungsrelevante Randbedingung im Übertragungsnetz darstellte, kann in Zukunft, gerade auch durch die Nutzung neuer Technologien zur Höherauslastung des Netzes, die Einhaltung von Stabilitäts-Randbedingungen kritisch werden. Allerdings liegen im Netzbetrieb heute kontinuierlich aktualisierte, an den jeweiligen Netzzustand angepasste Informationen zur jeweils relevanten Stabilitätsgrenze nicht vor. Das kann einerseits bedeuten, dass Stabilitätsrisiken nicht erkannt werden. Andererseits wird die Anwendung von bestimmten Technologien wie Freileitungsmonitoring oder reaktiver Netzbetriebsführung heute auf Basis von heuristisch/erfahrungsbasiert und systemweit festgelegten Grenzwerten (wie zum Beispiel einem auch temporär nicht zu überschreitenden Strom von vier Kiloampere pro System) zur Berücksichtigung von Stabilitätsrandbedingungen beschränkt. Das Potenzial dieser Technologien wird deshalb in vielen Fällen möglicherweise nicht ausgenutzt.

Eine detailliertere Echtzeit-Bewertung der Stabilitätssituation im Übertragungsnetz sollte deshalb in naher Zukunft umgesetzt werden, um einen sicheren Systembetrieb unter vollständiger Ausnutzung von Netzoptimierungstechnologien zu ermöglichen.

3.4.5 Gewährleistung ausreichender Momentanreserve

Zum Ausgleich von unvermeidbaren, möglicherweise – zum Beispiel bei Ausfällen von Erzeugungsanlagen oder HGÜ-Verbindungen – spontan auftretenden Bilanzungleichgewichten wird im Bedarfsfall hierfür die von den ÜNB vorgehaltene Regelreserve aktiviert. Diese ist aber nur mit einer zeitlichen Verzögerung (bei Primärregelreserve bestenfalls von einigen Sekunden) verfügbar. Der unmittelbare Bilanzausgleich bis zur Aktivierung der Regelreserve erfolgt deshalb über die Trägheit der rotierenden Massen von Synchron- und Asynchronmaschinen (Generatoren und Motoren), die als Kurzfristspeicher wirken und unverzögert Energie ein- und ausspeichern können. Dabei werden die Maschinen abgebremst oder beschleunigt, was sich unmittelbar in Änderungen der Netzfrequenz äußert. Die Geschwindigkeit der Änderung der Netzfrequenz ist umso geringer, je größer die im Synchronverbund rotierende Masse ist. Die Änderung der Netzfrequenz wird erst durch die Aktivierung der Primärregelreserve gestoppt. Die mit weiterer zeitlicher Verzögerung verfügbare Sekundärregelreserve fährt die Netzfrequenz anschließend auf den Sollwert zurück.¹⁴ Da Änderungen der Netzfrequenz technisch nur in eng begrenztem Ausmaß toleriert werden können, sinkt bei einer vorgegebenen Aktivierungsgeschwindigkeit der Primärregelung mit geringerer rotierender Masse auch die Resilienz des Systems gegenüber Bilanzungleichgewichten.

Windkraft- und Solaranlagen, die über Umrichter an das Netz angeschlossen werden, leisten aus sich heraus keinen Beitrag zur rotierenden Masse. In einem Szenario wie KNS2035 ist speziell in Situationen mit hoher Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien und niedrigem Wärmebedarf (damit niedriger KWK-Erzeugung) bereits für den Zeitraum vor 2035 nicht auszuschließen, dass kaum noch

rotierende Masse am deutschen Stromnetz verbleibt. Möglicherweise könnte ein solcher Mangel an rotierender Masse zwar im Synchronverbund, zum Beispiel durch die rotierende Masse der Generatoren von Kraftwerken in anderen europäischen Ländern, aufgefangen werden. Dies kann aber gerade bei einem wünschenswert schnellen Fortschreiten der Energiewende in ganz Europa nicht sicher vorausgesetzt werden.

Technische Alternativen zur rotierenden Masse von Synchrongeneratoren (zum Beispiel durch netzbildende Umrichter in EE-Anlagen, HGÜ-Konvertern, leistungselektronische Kompensationselementen, gegebenenfalls in Verbindung mit Kurzschluss speichern) sind im Grundsatz bekannt, werden aber noch nicht flächendeckend eingesetzt. Auch eine Verkürzung der Aktivierungsdauer der Primärregelreserve kann alternativ oder ergänzend infrage kommen.

Um Entwicklungen wie im Szenario KNS2035 nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa ohne Risiken für den stabilen Systembetrieb umsetzen zu können, erscheint es aber notwendig, Ersatztechnologien für die wegfallende rotierende Masse aus Synchrongeneratoren rechtzeitig auszurollen. Angesichts der notwendigen Koordination auf europäischer (beziehungsweise Synchronverbunds-) Ebene, damit verbundener Vorlaufzeiten und zur Vermeidung kostenintensiver Nachrüstungen von Bestandsanlagen scheint es notwendig, einen entsprechenden Prozess möglichst kurzfristig zu initiieren.

3.4.6 Sicherstellung notwendiger Blindleistungs- und Kurzschlussstrombeiträge

Synchrongeneratoren leisten darüber hinaus heute durch die Bereitstellung von Blindleistung und die Einspeisung von Kurzschlussströmen wichtige Beiträge zur Spannungshaltung im Normalbetrieb sowie zur Stabilisierung des Systems und schnellen und eindeutigen Fehlerklärung im Fehlerfall. Ohne weitere Maßnahmen wäre der Wegfall von Synchrongeneratoren deshalb auch in dieser Hinsicht kritisch.

14 Im internationalen Kontext wird Primärregelreserve als *Frequency Containment Reserve*, Sekundärregelreserve als (*automatic*) *Frequency Restoration Reserve* bezeichnet.

Technische Alternativen bestehen aber auch hier, zum Beispiel durch Netzbetriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung aus FACTS-Geräten (STATCOM) und HGÜ-Konvertern sowie durch die Installation sogenannter rotierender Phasenschieber. Diese Technologien entsprechen dem Stand der Technik und werden im Übertragungsnetz bereits eingesetzt. Beiträge können darüber hinaus auch aus den Umrichtern von EE-Erzeugungsanlagen kommen, wobei die Koordination mit den Anforderungen des Netzbetriebs schwieriger erscheint als bei dedizierten Netzbetriebsmitteln. Mit Blick auf die gegenüber aktuellen Plänen möglicherweise stark beschleunigte Ablösung konventioneller Erzeugungsanlagen im Szenario KNS2035 ist daher in einem koordinierten Prozess sicherzustellen, dass notwendige Schritte und Prozesse zum sicheren Ersatz von Blindleistungs- und Kurzschlussstrombeiträgen abgestimmt und rechtzeitig eingeleitet werden.

3.4.7 Gewährleistung der Fähigkeit zum Netzwiederaufbau

Auch wenn systemweite Blackouts auf Übertragungsebene extrem selten sind, können sie technisch nicht völlig ausgeschlossen werden. ÜNB müssen deshalb Netzwiederaufbaupläne bereithalten, um im Blackout-Fall einen zügigen und sicheren Wiederaufbau des Netzes, möglicherweise ohne externe Spannungsvorgabe, einleiten zu können. Da Wiederaufbaukonzepte heute in starkem Maße auf steuerbaren Erzeugungsanlagen mit Anschluss am Höchstspannungsnetz beruhen, sind diese Konzepte bei Umsetzung des Szenarios KNS2035 zwingend und grundlegend

anzupassen. Die entsprechenden Anpassungen sollten langfristig geplant werden, um gegebenenfalls für einen sicheren Netzwiederaufbau notwendige Maßnahmen bei den anstehenden Investitionen, zum Beispiel in steuerbaren Erzeugungsanlagen auf Wasserstoffbasis, einplanen zu können.

3.5 Fazit zur Infrastruktur des Übertragungsnetzes

Entsprechend obiger Einordnung und Einschätzung ist für das Szenario KNS2035 ein sehr deutlich über das Szenario NEP C 2035 (2021) hinausgehender Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zu erwarten. Dies führt auch angesichts des relativ kurzen Zeitraums bis 2035 zu erheblichen Herausforderungen für die Netzausbauplanung. Neben der Beschleunigung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren wird zusätzlich der Rückgriff auf ein breites Technologieportfolio von Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen erforderlich sein.

Gleichzeitig müssen die Herausforderungen für einen sicheren Stromnetzbetrieb in einem weit überwiegend von Erneuerbaren Energien geprägten System zügig angegangen werden. Dazu zählen unter anderem die Umsetzung einer Echtzeit-Bewertung der Stabilitätssituation im Übertragungsnetz, die Gewährleistung ausreichender Momentanreserve, die Sicherstellung notwendiger Blindleistungs- und Kurzschlussstrombeiträge und auch die Gewährleistung der Fähigkeit zum Netzwiederaufbau.

Literaturverzeichnis

AGEE Stat (2022): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.*
URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021): *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe.*
URL: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

EUTurbines (2021): *H₂-Readiness of Turbine Based Power Plants – A Common Definition.*
URL: <https://www.euturbines.eu/wp-content/uploads/2021/09/EUTurbines-H2-ready-Definition-September-2021-1.pdf>

Expertenrat für Klimafragen (2022): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2021. URL: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2022/05/ERK2022_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2021.pdf

FNB Gas (2022): *Wasserstoffnetz 2050.*
URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/>

Fraunhofer ISI et al. (2021): *Langfristszenarien.* Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
URL: <https://www.langfristszenarien.de/>

Netzentwicklungsplan Strom (2022): *Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035.*
URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.* Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)

Analyse zur Zementbranche

12 Thesen zu Wasserstoff

Mobilisierung der Kreislaufwirtschaft für energieintensive Materialien (Zusammenfassung)

Wie Europa den Übergang zu einer fossilfreien, energieeffizienten und energieunabhängigen industriellen Produktion vollziehen kann

Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen

Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Gesamtstudie)

Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022

Öffentliche Finanzierung von Klima- und anderen Zukunftsinvestitionen

Ein beihilfefreies und schlankeres EEG

Vorschlag zur Weiterentwicklung des bestehenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Windenergie und Artenschutz – Wege nach vorn

Der Photovoltaik- und Windflächenrechner

Ein Beitrag zur Diskussion um die Ausweisung von Flächen

für Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl)

Analyse zur Stahlbranche

Das Klimaschutz-Sofortprogramm

22 Eckpunkte für die ersten 100 Tage der neuen Bundesregierung

Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

International climate cooperation for energy-intensive industry

A (realistic) proposal

Promoting regional coal just transitions in China, Europe and beyond

Europe - China dialogues on a just coal transition in 2021

Coal Phase-Out in Germany

The Role of Coal Exit Auctions

Delivering RePowerEU

A solidarity-based proposal for financing additional green investment needs

Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Study)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

Regaining Europe's Energy Sovereignty

15 Priority Actions for RePowerEU

Getting the Transition to CBAM Right

Finding pragmatic solutions to key implementation questions

The EU's Carbon Border Adjustment Mechanism

Challenges and Opportunities for the Western Balkan Countries

Transitioning to a climate-neutral EU buildings sector

Benchmarks for the success of the European Green Deal

12 Insights on Hydrogen

Global Steel at a Crossroads

Why the global steel sector needs to invest in climate-neutral technologies in the 2020s

The Future of Lignite in the Western Balkans

Scenarios for a 2040 Lignite Exit

Phasing out coal in the EU's power system by 2030

A policy action plan

Making renewable hydrogen cost-competitive

Policy instruments for supporting green H₂

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de