

Bedarfsermittlung 2023-2037/2045

# **Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045**

Juli 2022





Bundesnetzagentur

### Genehmigung

Az.: 4.14.01.01/001#1

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Abs. 3 EnWG

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Heidestraße 2, 10557 Berlin,
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund,
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart,

im Folgenden: die Übertragungsnetzbetreiber,

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4,  
53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 08.07.2022

den Szenariorahmen 2023-2037/2045 wie folgt genehmigt:

1. Dem Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zugrunde zu legen:

Installierte Leistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaskraftwerke (zzgl. endogenem Zubau)	32,1	> 38,4	> 38,4	> 38,4	> 34,6	> 34,6	> 34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konv. Erzeugung	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Summe konventionelle Erzeugung</b>	<b>92,9</b>	<b>&gt; 50,5</b>	<b>&gt; 50,5</b>	<b>&gt; 50,5</b>	<b>&gt; 46,7</b>	<b>&gt; 46,7</b>	<b>&gt; 46,7</b>
Wind Onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative Erzeugung	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Summe regenerative Erzeugung</b>	<b>138,7</b>	<b>564,9</b>	<b>572,9</b>	<b>576,3</b>	<b>638,3</b>	<b>638,3</b>	<b>703,3</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>231,6</b>	<b>615,7</b>	<b>623,7</b>	<b>627,1</b>	<b>685,3</b>	<b>685,3</b>	<b>750,3</b>
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch	478*	828	891	982	999	1025	1222
Bruttostromverbrauch	533*	899	961	1053	1079	1106	1303
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	1,2	25,2	31,7	31,7	34,8	37,3	37,3
Power-to-Heat [GW]	0,8*	12,6	16,1	22,0	14,9	20,4	27,0
Wärmepumpen (HH und GHD) [Anzahl in Mio.]	1,2	14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	16,3
Elektrolyse [GW]	<0,1*	40,0	26,0	28,0	80,0	50,0	55,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]							
PV-Batteriespeicher	1,3*	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	0,5*	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
DSM (Industrie und GHD)	1,2*	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

2. Die Prüfung im Netzentwicklungsplan, ob kurz- bis mittelfristig Maßnahmen für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, erfolgt auf Basis des Jahres 2030.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, in der Marktmodellierung der Szenarien des Jahres 2037 einen „Flow-Based-Market-Coupling“-Ansatz zu verwenden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind weiterhin verpflichtet, mindestens für die berücksichtigten Interkonnektoren, die noch nicht gesetzlich festgelegt oder noch nicht im Netzentwicklungsplan 2021-2035 bestätigt wurden, eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen.
4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 alle relevanten Technologien für den Einsatz im Übertragungsnetz und deren erwartete Entwicklung darzustellen. Für neue Technologien und Konzepte sollte eine allgemeine Technologiebewertung vorgenommen werden, welche alle bekannten netztechnischen Betriebsmittel und relevanten neuen Technologien auch der Betriebsführung umfasst. Sollten solche Ansätze technisch und wirtschaftlich geeignet sein, sind sie für die Zieljahre 2037 und 2045 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 aufzunehmen. Sofern für die Nutzbarmachung solcher Ansätze zunächst Pilotanwendungen erforderlich sind, sind diese im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 aufzunehmen.
5. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des Zubaus der erneuerbaren Energien eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 darstellt.
6. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des nationalen Strombedarfs eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 darstellt.
7. Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>I SACHVERHALT</b> .....	<b>8</b>
<b>A Verfahren</b> .....	<b>9</b>
<b>B Öffentlichkeitsbeteiligung</b> .....	<b>11</b>
<b>II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE</b> .....	<b>12</b>
<b>A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung</b> .....	<b>13</b>
<b>B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung</b> .....	<b>14</b>
1. Klimaschutz und energiepolitische Ziele.....	14
2. Entwicklungspfade.....	15
3. Wahrscheinliche Entwicklung.....	19
3.1 Betrachtungsbereich.....	19
3.2 Methodik.....	20
3.3 Entwicklung des Verbrauchs.....	23
3.3.1 Geräte.....	23
3.3.2 Rechenzentren.....	24
3.3.3 Wärme.....	25
3.3.4 Industrie.....	31
3.3.5 Verkehr.....	33
3.3.6 Elektrolyse.....	36
3.3.7 Direct Air Capture.....	40
3.3.8 Netzverluste.....	40
3.3.9 Flexibilisierung der Nachfrage.....	41
3.3.10 Zusammenfassung und Bruttostromverbrauch.....	44
3.4 Zubau erneuerbarer Energien.....	46
3.4.1 Photovoltaik.....	46
3.4.2 Wind Onshore.....	49
3.4.3 Wind Offshore.....	52
3.4.4 Biomasse.....	55
3.4.5 Lauf-, Speicherwasser und sonstige erneuerbare Energieträger.....	56
3.4.6 Spitzenkappung.....	57
3.4.7 Zusammenfassung und Erzeugung der erneuerbaren Energien.....	58
3.5 Regelbarer Kraftwerkspark.....	59
3.5.1 Bestand, Zubau und Rückbau.....	59
3.5.2 Zukünftige Entwicklung.....	62
3.5.3 Lastnahe Reserven.....	64
3.5.4 Umgang mit CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	64
3.5.5 Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren.....	65
3.6 Batteriespeicher.....	66

3.7	Europäischer Rahmen .....	68
3.7.1	Konsultationsbeteiligung der Anrainerstaaten .....	68
3.7.2	Europäische Entwicklung .....	69
3.7.3	Modellierung der Handelskapazitäten .....	70
3.7.4	Interkonnektoren .....	71
3.7.5	Offshore-Vernetzung .....	73
<b>C</b>	<b>Begründung der Nebenbestimmungen .....</b>	<b>74</b>
1.	Ermittlung kurz- und mittelfristiger Maßnahmen auf Basis einer Analyse für das Jahr 2030 .....	74
2.	Anwendung des Flow-Based-Market-Coupling-Ansatzes und Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse .....	74
3.	Neue technische Ansätze für Netzbetriebsmittel, Netzbetriebsführung und Systemdienstleistungen sowie Forschungsbedarf .....	75
<b>D</b>	<b>Kosten .....</b>	<b>76</b>
	<b>Rechtsmittelbelehrung .....</b>	<b>77</b>
	<b>Verzeichnisse .....</b>	<b>79</b>
	Abbildungsverzeichnis .....	79
	Tabellenverzeichnis .....	80
	Abkürzungsverzeichnis .....	81

# I Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG. Gemäß § 12a Abs. 3 S. 1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.



# A Verfahren

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur gemäß § 12a Abs. 2 S. 1 EnWG am 10.01.2022 den Entwurf des Szenariorahmens 2023-2037/2045 vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2023-2037/2045 und machte dieses und den Entwurf des Szenariorahmens am 17.01.2022 auf ihrer Internetseite ([www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)) bekannt.

In dem Begleitdokument bat die Bundesnetzagentur neben einer allgemeinen Einführung und Vorstellung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausrichtung der Szenarien um Kommentare und Meinungsäußerungen zu konkreten Fragestellungen. Diese bezogen sich auf Themen wie den Weg des Energiesystems zur Klimaneutralität, erneuerbare Erzeugung, regelbare Kraftwerksleistung und Speicher sowie den europäischen Rahmen. Die Erfahrungen aus den letzten Konsultationsprozessen haben gezeigt, dass solche konkreten Fragestellungen der Konsultation eine Struktur gaben und sich auch positiv auf die Teilnahmebereitschaft auswirkten. Dabei wurden die Fragen in dem Begleitdokument in der Regel ergebnisoffen aufgeworfen und nur in Ausnahmefällen eine vorläufige Position der Bundesnetzagentur angedeutet. Die Bundesnetzagentur gab der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 14.02.2022 Gelegenheit zur Äußerung.

Während des Konsultationszeitraums veranstaltete die Bundesnetzagentur am 03. und am 07.02.2022 zwei Online-Dialogveranstaltungen, in denen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

Mit E-Mail vom 01.07.2022 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 Gelegenheit zur Stellungnahme mit Frist bis zum 06.07.2022. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 06.07.2022 wahr und baten um verschiedene Konkretisierungen und Klarstellungen in der Genehmigung.

Die Übertragungsnetzbetreiber wiesen darauf hin, dass zur Ermittlung der lastnahen Reserven bzw. des „endogenen Zubaus“ keine Ermittlung des Investitionsbedarfs erfolgt. Weiter merkten sie an, dass die Sicherstellung des Bedarfs an regelbarer Kraftwerksleistung für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes gemäß § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG zwingende Voraussetzung sei und sie durch die ausdrückliche Berücksichtigung dieses Bedarfs im Szenariorahmen dem Erfordernis eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs gemäß § 12b Abs. 2 EnWG in besonderer Weise Rechnung trügen. Die Gewährleistung der Existenz dieser regelbaren Kraftwerkskapazitäten sei hingegen nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans und nicht Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Darüber hinaus wiesen die Übertragungsnetzbetreiber auf einige Details der Kraftwerksliste zum Szenariorahmen hin. Ferner seien bei der Modellierung von Wärmenetzen und bei der Annahme ausschließlich strompreisbasierter Kraftwerke im Zusammenspiel mit Großwärmepumpen und Elektrodenheizern Ungenauigkeiten möglich. Zudem seien in der Genehmigung bisher keine hinreichende Definition oder Kriterien enthalten, welche in der Großverbraucherabfrage ermittelten Projekte zu berücksichtigen seien. Bezüglich der Netzverluste stellten die Übertragungsnetzbetreiber klar, dass deren exakte Höhe zwar erst in den Netzberechnungen ermittelt werde, eine Abschätzung jedoch bereits in die Marktmodellierung einfließe. Die 50Hertz Transmission GmbH betonte nochmals die aus

ihrer Sicht gegebene besondere Bedeutung und mögliche Weiterentwicklung des Projekts Bornholm Energy Island. Dieses diene „neben der physischen und kommerziellen Integration der offshore erzeugten Windenergie in das dänische und deutsche Übertragungsnetz auch der (statistischen) Übernahme von signifikanten Grünstrommengen auf die deutschen Klimaziele“.

Für den Szenariorahmen relevante Anmerkungen der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur berücksichtigt. Die übrigen von den Übertragungsnetzbetreibern erwähnten Punkte können im weiteren Verfahren zum Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 geklärt werden, sofern sie nicht zum Regelungsgegenstand des Szenariorahmens gehören.

## B Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Konsultation des Szenariorahmens 2023-2037/2045 war abermals geprägt von vielfältigen Erwartungen an das Verfahren und an die Energiewende insgesamt. Vordringlicher Zweck der Öffentlichkeitsbeteiligung ist es, Hinweise zu sammeln, die innerhalb des Szenariorahmens und des Entscheidungsspielraums der Bundesnetzagentur sachlich von Belang sind. Ein erheblicher Anteil der eingegangenen Stellungnahmen beschäftigte sich in sehr grundsätzlicher Art und Weise mit dem gesamten Energieversorgungssystem einschließlich dessen Finanzierung und den planungsrechtlichen Grundsätzen der Stromnetzplanung (Raumordnung, Planfeststellung). Letztgenannte Beiträge sind nach den gesetzlichen Vorschriften zur Prüfung und Genehmigung des Szenariorahmens nicht entscheidungsbedeutsam, gleichwohl aber ausgesprochen wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz des Netzausbaus.

Nicht zur Aufgabe des Szenariorahmens und dem damit verbundenen Konsultationsverfahren gehört es, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende zu verändern. Dies ist Sache der Politik und bedürfte einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Szenariorahmens aber anstoßen oder auch begleiten. Das Ziel der Öffentlichkeitsbeteiligung ist es also, durch Nutzung verschiedenster Mittel und Formate zu einer sachlichen Aufklärung und damit zu einer objektiven und konstruktiven Diskussion nicht nur des Netzausbaus allein, sondern der Energiewende insgesamt beizutragen.

Um allerdings den förmlichen Verwaltungsakt der Genehmigung des Szenariorahmens nicht zu überfrachten, stellt die Bundesnetzagentur die Argumente der Konsultationsteilnehmer in einem eigenen Auswertungsdokument strukturiert und lesefreundlich dar. Diese Vorgehensweise entspricht dem ausdrücklichen Wunsch vieler Konsultationsteilnehmer aus den letzten Prozessen und auch der Stakeholder aus den Bereichen der Politik, Verbände, Bürgerinitiativen und der Presse.

Gemäß § 12a Abs. 3 Satz 1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung. Dass eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung aus Gründen der Übersichtlichkeit in ein eigenes Dokument ausgelagert ist, berührt diese zentrale gesetzliche Berücksichtigungspflicht der Bundesnetzagentur nicht. Alle für den Szenariorahmen 2023-2037/2045 relevanten spezifischen Hinweise aus der Öffentlichkeitsbeteiligung werden in den Entscheidungsgründen des Genehmigungsdokuments weiterhin ausführlich dargestellt und geprüft.

## II Entscheidungsgründe

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 ist § 12a Abs. 3 EnWG.

# A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG, die Zuständigkeit der Abteilung Energieregulierung aus § 59 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 EnWG. Nach Vorlage des Entwurfs des Szenario-rahmens 2023-2037/2045 gemäß § 12a Abs. 2 Satz 1 EnWG beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit gemäß § 12a Abs. 2 Satz 2 EnWG. Sie machte den Entwurf des Szenario-rahmens 2023-2037/2045 und ein begleitendes Konsultationsdokument auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Genehmigung des Szenario-rahmens 2023-2037/2045 erfolgt nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 12a Abs. 3 Satz 1 EnWG.

## B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

Der Szenariorahmen 2023-2037/2045 erfüllt wie im Folgenden dargestellt die tatbestandlichen Voraussetzungen des § 12a Abs. 1 EnWG.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung erarbeiten alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen, der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Für den Szenariorahmen legen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom, dessen Austausch mit anderen Ländern sowie zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur.

Die Regelungen des § 12a EnWG zum Szenariorahmen werden derzeit im Gesetzgebungsverfahren zum „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“ (Bundestags-Drucksache 20/1599; Permalink zum Gesetzgebungsvorgang unter [dip.bundestag.de/vorgang/gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-energiewirtschaftsrechts-im-zusammenhang-mit-dem-klimaschutz-sofortprogramm/286387](http://dip.bundestag.de/vorgang/gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-energiewirtschaftsrechts-im-zusammenhang-mit-dem-klimaschutz-sofortprogramm/286387)) erweitert. Die Genehmigung trägt sowohl der geltenden Gesetzesfassung als auch dem Stand des Gesetzentwurfs Rechnung. Das gilt insbesondere hinsichtlich der Anzahl der genehmigten Szenarien und des Zeithorizonts bis zum Jahr 2045 als Zieljahr der angestrebten Treibhausgasneutralität. Beides ist überobligatorisch bereits mit der geltenden Rechtsgrundlage vereinbar.

### 1. Klimaschutz und energiepolitische Ziele

Die Szenarien des Szenariorahmens müssen nach § 12a EnWG die mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung berücksichtigen. Neben den bereits gesetzlich verankerten Zielen werden auch aus dem Koalitionsvertrag absehbare Entwicklungen antizipiert sowie Gesetzesvorhaben, die bereits ausreichend weit fortgeschritten sind. Durch ihren verbindlichen Charakter bilden diese Ziele gewissermaßen den Rahmen bei der Erstellung der Szenarien.

Die Klimaschutzziele sind im Klimaschutzgesetz (KSG) mit konkreten sektorspezifischen Verringerungspfaden festgelegt. Als übergeordnetes Ziel für die Erstellung der Szenarien kann daraus die Erreichung der Klimaneutralität in allen Sektoren bis zum Jahr 2045 abgeleitet werden. Für den Stromsektor werden im Szenariorahmen keine spezifischen CO<sub>2</sub>-Zwischenziele vorgegeben. Für das Zieljahr 2045 mit vollständiger Klimaneutralität muss der Stromsektor in jedem Fall zur Gänze dekarbonisiert sein. Das bedeutet, dass alle Gaskraftwerke spätestens im Jahr 2045 mit grünem Wasserstoff oder Folgeprodukten betrieben werden müssen. Bereits für das Jahr 2037 kann davon ausgegangen werden, dass maximal noch sehr geringe Restemissionen von Gaskraftwerken entstehen. Das genauere Vorgehen bei der Modellierung von Gaskraftwerken und den dabei möglicherweise noch entstehenden Restemissionen wird in Abschnitt IIB3.5 genauer beschrieben.

Die Ausbauziele des EEG bilden die Grundlage der Ausbaupfade für erneuerbare Energien in den Szenarien. Aufgrund der Festlegungen im Koalitionsvertrag und des bereits veröffentlichten Referentenentwurfs können die Ziele des EEG 2023 als ausreichend konkret für die Berücksichtigung im Szenariorahmen bezeichnet werden. Bis zum Jahr 2030 sollen demnach 215 GW Photovoltaik und 115 GW Wind an Land installiert sein. Bis zum Jahr 2045 steigen diese Ziele auf 400 GW Photovoltaik und 160 GW Wind an Land an. Die Ausbaupfade werden in allen Szenarien erreicht, in Szenario C 2037 und C 2045 sogar leicht übererfüllt. Der Ausbau der Erneuerbaren ist weiterhin als Grundlage der Energiewende im Stromsektor als entscheidend für die Transformation des Energiesystems anzusehen, weshalb es sinnvoll erscheint, diesen als Grundlage des Netzausbaus in allen Szenarien vorzusetzen.

Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) präzisiert die Flächen und Flächennutzungen für die Windenergienutzung auf See und wird daher vollumfänglich im Szenariorahmen berücksichtigt. Insgesamt wird bis zum Jahr 2045 eine Leistung von 70 GW Wind auf See angestrebt.

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) legt einen Ausstiegspfad für die Beendigung der Kohleverstromung fest. Nach aktuellem Gesetzesstand soll der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038, wenn möglich jedoch bereits bis 2035 erfolgt sein. Durch die ambitionierten Ziele der Bundesregierung sowie den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien scheint ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kohleverstromung wahrscheinlich. In allen Szenarien wird daher angenommen, dass ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bereits erfolgt ist.

Gemäß dem Atomgesetz erfolgt der Ausstieg aus der Nutzung von Kernenergie bis Ende 2022. In allen Szenarien wird daher angenommen, dass Kernenergie nicht mehr zur Energieerzeugung genutzt wird.

## 2. Entwicklungspfade

Ein Entwicklungspfad im Sinne des Szenariorahmens beschreibt die Veränderung relevanter Eingangsdaten (siehe Fokus des Szenariorahmens) im Zeitverlauf. Das Ziel der Entwicklung ist das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045. Der Szenariorahmen 2023-2037/2045 betrachtet deshalb das Jahr 2045 ebenso wie das Jahr 2037 auf dem Weg dorthin. Dabei hängen die Annahmen für das Jahr 2037 jeweils von den für das Jahr 2045 getroffenen Annahmen ab (siehe Abschnitt II B 3.2).

Für das Jahr 2045 haben die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens zwei unterschiedliche Zielzustände beschrieben. Dorthin wurden drei Entwicklungspfade dargestellt, wobei sich zwei dieser Pfade nur im Zeitverlauf, nicht aber in der Art der Entwicklung unterscheiden:

### **ÜNB Szenariopfad A:**

Es kommt zu einer relativ starken Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem. Dieser kommt in allen Verbrauchssektoren, insbesondere im Schwerlastverkehr und in der Industrie, zum Einsatz. Ein Grund dafür wird in der begrenzten Verfügbarkeit von heimischen erneuerbaren Energien gesehen, weswegen ein großer Teil des Wasserstoffs importiert wird. Gleichwohl setzt sich in einigen Bereichen, wie beispielsweise bei der E-Mobilität, die direkte Elektrifizierung durch.

Der Bruttostromverbrauch steigt im Jahr 2045 auf etwa 950 TWh. Die langfristigen Ziele des EEG zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden nicht erreicht. Flexibilitäten werden netzorientiert eingesetzt und dienen der Glättung lokaler Lastspitzen.

#### **ÜNB Szenariopfad B/C:**

Die maßgebliche Transformationsstrategie ist in allen Bereichen die direkte Elektrifizierung. Dies macht sich insbesondere in der Industrie, im Schwerlastverkehr und in der dezentralen Wärme bemerkbar, wo deutlich weniger Wasserstoff nachgefragt wird. Gleichzeitig wird für einige Anwendungen Wasserstoff benötigt, von dem etwas mehr als im Szenariopfad A durch heimische Elektrolyse produziert wird. Insgesamt wird aber auch auf diesem Pfad ein Großteil des benötigten Wasserstoffs importiert.

Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2045 liegt bei über 1100 TWh. Die langfristigen Ziele des EEG zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden nahezu erreicht. Flexibilitäten werden, zumindest langfristig, marktorientiert eingesetzt und dienen so der Integration erneuerbarer Energien.

Der Szenariopfad C unterscheidet sich vom Szenariopfad B lediglich durch die Annahme einer beschleunigten Entwicklung. Dies führt insbesondere zu höheren Verbrauchsannahmen und ambitionierteren Ausbauzahlen für erneuerbare Energien im Jahr 2037.

Mit der aktuellen EEG-Novelle setzt die Bundesregierung beim Ausbau der erneuerbaren Energien klare langfristige Ziele. Diese waren bei Vorlage des Entwurfs zum Szenariorahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht bekannt, können bei der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur aber berücksichtigt werden. Was den zukünftigen Stromverbrauch betrifft, sind hingegen viele Entwicklungen noch nicht absehbar. Maßgeblich ist die Frage, wie die Transformation zu einer vollständigen Klimaneutralität in den einzelnen Sektoren verlaufen wird. Aus Sicht des Szenariorahmens steht dabei im Fokus, welche Anwendungen zukünftig elektrifiziert werden und wie hoch dadurch die Nachfrage nach Strom ausfallen wird.

In der Sektorenkopplung ist in vielen Bereichen die direkte Elektrifizierung die energetisch und wirtschaftlich effizienteste Möglichkeit der Dekarbonisierung. Das gilt insbesondere dort, wo die technologischen Optionen dafür bereits heute absehbar sind. In einigen Bereichen ist die Nutzung von Wasserstoff wiederum zwingend notwendig, da bestimmte Anwendungen durch direkte Elektrifizierung nicht oder nur schwierig dekarbonisiert werden können. In wieder anderen Bereichen kann die Elektrifizierung in Konkurrenz zur Wasserstoffnutzung gesehen werden und es ist aus heutiger Sicht noch unklar, welche Technologie sich langfristig durchsetzen wird.

Die Bundesnetzagentur teilt deshalb die Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber, dass diese Unsicherheit in einem Szenariopfad aufgegriffen werden sollte. Gleichzeitig schätzt die Bundesnetzagentur die Bedeutung einzelner Entwicklungen für den Szenariorahmen anders ein. Aus heutiger Sicht stellt Wasserstoff auch langfristig ein knappes Gut dar, von dem unklar ist, wie viel zu welchen Kosten produziert oder importiert werden kann. Wasserstoff wird dadurch überwiegend dort zum Einsatz kommen, wo es keine guten Alternativen zur Wasserstoffnutzung gibt. Vor diesem Hintergrund erscheint beispielsweise der Einsatz von Wasserstoff in der dezentralen Wärmeerzeugung eher unwahrscheinlich im Vergleich zum Wasserstoffeinsatz in der Industrie oder im Schwerlastverkehr. Damit soll keine abschließende Beurteilung über den zukünftigen



Einsatz von Wasserstoff getroffen werden. Dafür müssen die weiteren Entwicklungen, beispielsweise im Rahmen einer Systementwicklungsstrategie, detailliert verfolgt und bewertet werden. Insbesondere für die Netzplanung sollte aber eine sehr unsichere Entwicklung, wie eine breite und kostengünstige Verfügbarkeit von Wasserstoff in allen Sektoren, nicht eingepreist werden. Im genehmigten Szenariopfad A wirkt sich deshalb der stärkere Einsatz von Wasserstoff vor allem in der Industrie und im Schwerlastverkehr aus.

Dort, wo Anwendungen direkt elektrifiziert sind oder werden, stellt sich darüber hinaus die Frage, wie hoch der Stromverbrauch ausfällt. Dafür wiederum sind das zukünftige Nutzungsverhalten und die erwarteten Effizienzgewinne ausschlaggebend. Letztere umfassen neben der reinen Effizienz der technologischen Anwendung auch Aspekte wie Recyclingquoten, Materialeffizienz oder Gebäudedämmung. Fortschritte in diesen Bereichen können maßgeblich dazu beitragen, den Anstieg des zukünftigen Energieverbrauchs zu begrenzen. Die Unsicherheit in diesem Bereich greift die Bundesnetzagentur im genehmigten Szenariopfad C auf.

Insgesamt hält die Bundesnetzagentur es für sachgerecht drei (statt nur zwei) qualitativ unterschiedliche Entwicklungspfade abzubilden. Alle Entwicklungspfade erreichen das Ziel der Klimaneutralität, führen aber auf unterschiedlichen Wegen zu unterschiedlichen Zielzuständen. So kann die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklung bestmöglich abgebildet und berücksichtigt werden.

Die folgenden drei Entwicklungspfade mit je einem Szenario für 2037 und 2045 werden genehmigt:

**Szenariopfad A (Dekarbonisierung durch höheren Anteil heimischen Wasserstoffs):**

In vielen Bereichen setzt sich die direkte Elektrifizierung durch. Dies betrifft beispielsweise Wärmepumpen und E-Mobilität. In einigen industriellen Bereichen, in denen heute die Unsicherheit bezüglich einer potenziellen Elektrifizierung noch groß erscheint, kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Der dafür benötigte Wasserstoff wird überwiegend durch heimische Elektrolyse hergestellt. Dies resultiert in einem Bruttostromverbrauch von rund 1050 TWh. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt dem Pfad der aktuellen EEG-Novelle.

**Szenariopfad B (Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung):**

Die maßgebliche Transformationsstrategie ist in allen Bereichen die direkte Elektrifizierung. Wasserstoff kommt nur in Bereichen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine solche Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Effizienz auf der Nachfrageseite wirkt einem starken Anstieg des Stromverbrauchs entgegen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird so auf knapp 1100 TWh begrenzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt dem Pfad der aktuellen EEG-Novelle. Die Stromhandelsbilanz ist ausgeglichen.

### Szenariopfad C (Dekarbonisierung trotz geringerer Effizienz):

Die maßgebliche Transformationsstrategie ist in allen Bereichen die direkte Elektrifizierung. Wasserstoff kommt nur in Bereichen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine Direkt-elektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Eine geringere Effizienz als im Szenariopfad B sorgt für einen höheren Stromverbrauch von knapp 1300 TWh. Damit einher geht auch die Notwendigkeit eines stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien. Zusätzlich besteht voraussichtlich die Notwendigkeit, bilanziell Strom zu importieren.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklungspfade grafisch. Dabei ist sowohl die Nachfrage als auch die Erzeugung von Wasserstoff und Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland qualitativ dargestellt. Die Grafik veranschaulicht so die Schwerpunkte der Entwicklungspfade.

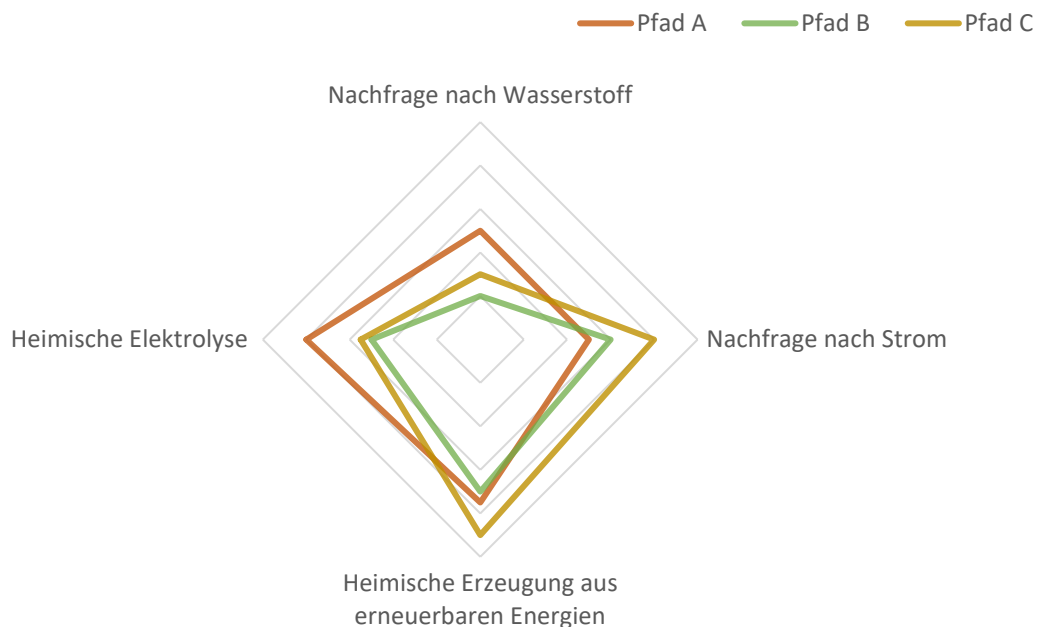


Abbildung 1: Darstellung der genehmigten Entwicklungspfade

Im Szenariopfad A ist deutlich die starke Ausprägung in den Bereichen der Wasserstoffnachfrage und – Erzeugung sichtbar. Demgegenüber ist im Szenariopfad C aufgrund der geringen Effizienz die Nachfrage und die Erzeugung von Strom am stärksten ausgeprägt. Im Szenariopfad B kann durch eine effiziente Elektrifizierung der Bedarf an Wasserstoff und Strom begrenzt werden, was sich entsprechend auf die Angebotsseite auswirkt.

### 3. Wahrscheinliche Entwicklung

Gemäß § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG umfasst der Szenariorahmen eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen. Aus diesen Entwicklungen und bestimmten Parametern können die zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz modellhaft abgeleitet werden.

#### 3.1 Betrachtungsbereich

Die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen fließen später in eine Vielzahl von Modellierungsschritten für den Netzentwicklungsplan Strom ein, mit dem Ziel, die Anforderungen an das Stromübertragungsnetz der Jahre 2037 und 2045 zu ermitteln. Dieser Abschnitt stellt den Modellierungsprozess kurz dar und beschreibt darauf aufbauend, welche Parameter für die Genehmigung des Szenariorahmens besonders im Fokus stehen.

Es findet zunächst eine Regionalisierung von Lasten und Erzeugern statt, da deren räumliche Verteilung für die Bestimmung der Übertragungsaufgaben ausschlaggebend ist. Es werden in allen Bereichen detaillierte Modelle verwendet, um die für Gesamtdeutschland getroffenen Annahmen räumlich auf Übertragungsnetz-knoten verteilen zu können. Anschließend werden Einspeiseprofile ermittelt, um in jeder Stunde eines betrachteten Jahres die Nachfrage und Angebotssituation modellieren zu können. Die Ergebnisse sind dann wiederum die Grundlage für die Modellierung des Strommarktes. Es wird ein mathematisches Optimierungsmodell verwendet, um den kostenoptimalen Ausgleich von Stromnachfrage und Angebot in jeder Stunde zu berechnen. Dabei werden Anwendungen wie dezentrale haushaltsnahe Flexibilität, Nutzung von Speicherkapazitäten, industrielles Lastmanagement und der Handel mit dem Ausland berücksichtigt. Das Ergebnis dieser Modellierung definiert die Aufgaben, die das Übertragungsnetz zukünftig erfüllen muss. In der nachfolgenden Netzberechnung werden dann potenzielle Engpässe im bestehenden Übertragungsnetz ermittelt. Das betrifft sowohl reine strombedingte Übertragungsengpässe, als auch spannungs- und stabilitätsbedingte Probleme im Stromnetz. Im Netzentwicklungsplan werden schließlich alle erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Verstärkung des Übertragungsnetzes von Übertragungsnetzbetreibern beantragt und, nach intensiver Prüfung, gegebenenfalls von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die im Szenariorahmen zu treffenden Annahmen müssen deshalb vor dem Hintergrund ihrer Auswirkungen auf die Planung des Übertragungsnetzes gesehen werden: Annahmen mit erheblichem Einfluss auf das Ergebnis der später folgenden Netzberechnungen sind auch für den Szenariorahmen zentral. Demgegenüber sind Annahmen, die das Ergebnis der Netzberechnung kaum verändern, weniger relevant für den Szenariorahmen. Das bedeutet nicht, dass Entwicklungen in den letztgenannten Bereichen insgesamt weniger wichtig wären. Vielmehr muss unterschieden werden zwischen der Relevanz für den Szenariorahmen Strom und der Relevanz für die Energiewirtschaft, Politik oder die Gesellschaft im Allgemeinen.

Bei der Erstellung von Zukunftsszenarien liegt es in der Natur der Sache, dass die zu treffenden Annahmen immer mit einer Unsicherheit behaftet sind. In einigen Bereichen erscheint diese Unsicherheit besonders groß, während in anderen Bereichen bestimmte Entwicklungen bereits wahrscheinlicher erscheinen. Dort, wo aus heutiger Sicht eine Entwicklung nicht seriös prognostiziert werden kann, müssen Annahmen mit besonderer Umsicht getroffen werden. Unsichere Annahmen, welche unverhältnismäßig Netzausbaubedarf auslösen, der unter Berücksichtigung der Bandbreite der möglichen Entwicklungen heute nicht als wahrscheinlich notwendig angenommen werden kann, sollten vermieden werden.

Vor dem Hintergrund der oben skizzierten Komplexität können nicht alle Entwicklungen vollumfänglich im Netzentwicklungsprozess abgebildet werden. Der Szenariorahmen setzt deshalb den Fokus auf Entwicklungen

mit großem Einfluss auf die spätere Netzberechnung. Teilweise sind bei Parametern mit geringen Auswirkungen auf die Netzberechnungen vereinfachte Annahmen sachgerecht. Dort, wo Entwicklungen noch mit hoher Unsicherheit behaftet sind, werden die Auswirkungen auf die Netzplanung besonders genau betrachtet, um Fehlplanungen vorzubeugen.

Maßgeblich für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes sind die großräumig auftretenden Transite. Diese resultieren aus einem räumlichen Ungleichgewicht von Stromeinspeisung und Stromentnahme. Annahmen mit maßgeblichem Einfluss auf dieses Ungleichgewicht sind deshalb besonders relevant für den Szenariorahmen. Die räumliche Entwicklung der Stromnachfrage einerseits und des Ausbaus von erneuerbaren Energien andererseits sind deshalb von zentraler Bedeutung für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Während es beim Ausbau der erneuerbaren Energien bereits ein Ziel des Gesetzgebers gibt (siehe Abschnitt II B 1), ist die Unsicherheit, wie sich die Stromnachfrage zukünftig entwickelt, noch groß. Dabei darf nicht vergessen werden, dass neben der Entwicklung von Nachfrage und erneuerbaren Energien weitere Größen wie Speicherkapazitäten und der europäische Rahmen die Anforderungen an das zukünftige Stromnetz mitbestimmen. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens der Bundesnetzagentur sowie aller relevanten Parameter erfolgt in den folgenden Abschnitten.

### 3.2 Methodik

Die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bilden den Rahmen, in dem die im Szenariorahmen angenommenen Entwicklungen liegen müssen. So sind Entwicklungen, die den gesetzlich festgelegten Zielen der Bundesregierung widersprechen, nicht Bestandteil der Betrachtung (siehe Abschnitt II B 3.1). Innerhalb dieses Rahmens sind aus heutiger Sicht unterschiedlichste Entwicklungen denkbar. Insbesondere auf der Seite des Stromverbrauchs sind viele Eingangsparameter der Szenarien nicht abschließend gesetzlich gesetzt. Der Szenariorahmen sollte in diesen Bereichen Entwicklungen berücksichtigen, für die es in der Politik oder Wissenschaft einen möglichst breiten Konsens gibt.

Die aktuelle energiepolitische Diskussion ist maßgeblich von zwei Gedanken geprägt: Kurzfristig soll die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen aus Russland reduziert werden. Längerfristig soll die Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschafts- und Lebensweise gelingen. Für den Zeitraum zwischen 2037 und 2045 ist der zweite Gedanke entscheidend, zumal mit der längerfristigen Transformation zur Klimaneutralität auch die Abhängigkeit von fossilen Energiequellen insgesamt endet.

Das gesetzlich verankerte Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 kann deshalb als übergreifendes Leitziel verstanden werden. Auch in Bereichen, in denen keine abschließenden gesetzlichen Ziele vorgegeben sind, wird dadurch eine klare Entwicklungsrichtung vorgegeben. Etwaige Entwicklungen, die das Erreichen der Klimaneutralität verhindern oder erschweren, sodass diese nur noch zu höheren Kosten oder unter schwierigeren Bedingungen erreichbar wäre, sind in diesem Sinne kritisch zu hinterfragen. Dabei dürfen praktische Probleme wie Umsetzungsschwierigkeiten, Umweltauswirkungen oder Akzeptanzprobleme nicht außer Acht gelassen werden.

Es braucht in einem ersten Schritt deshalb detaillierte, sektorale Analysen möglicher Transformationsprozesse unter Gesichtspunkten wie Wirtschaftlichkeit, technische Machbarkeit, Akzeptanz, Ökologie und Umsetzbarkeit. In einem zweiten Schritt müssen diese Analysen zu einem Gesamtbild zusammengeführt werden, um einen gesamtgesellschaftlichen Transformationspfad zu beschreiben. Diese Aufgabe kann nicht durch den Szenariorahmen Strom geleistet werden. Hier ist beispielsweise eine Systementwicklungsstrategie,

wie sie bereits im Koalitionsvertrag skizziert wurde, sinnvoll. Diese könnte unter Einbeziehung aktuellster wissenschaftlicher Erkenntnisse aus unterschiedlichen Bereichen mögliche Transformationspfade erarbeiten.

Zum aktuellen Zeitpunkt liegt allerdings noch keine solche Systementwicklungsstrategie vor, auf die sich der Szenariorahmen beziehen könnte. Es gibt hingegen mehrere Studien, die detaillierte und langfristige Betrachtungen aus unterschiedlichen Bereichen zu einer Beschreibung eines klimaneutralen Energiesystems zusammenführen (Gesamtsystemstudien). Diese Gesamtsystemstudien können eine Orientierung darüber geben, was aktuell wissenschaftlich als wahrscheinliche Entwicklung gesehen wird. Dabei setzt jede Studie eigene Schwerpunkte. Dies ergibt sich schon daraus, dass keine Studie eine abschließende und umfassende Betrachtung aller relevanten Zusammenhänge leisten kann. Es gibt immer Randbereiche, die vereinfacht betrachtet werden müssen. In jedem Fall müssen Annahmen getroffen werden, die in den Modellierungen feste Vorgaben darstellen. Die modellierten Bereiche werden, je nach Studie, in unterschiedlicher Detailtiefe und mit unterschiedlichen Modellen analysiert. Es folgt also zwangsläufig, auch im wissenschaftlichen Diskurs, eine Bandbreite von möglichen Entwicklungspfaden. Der Szenariorahmen muss auch hier eine Bandbreite auswählen und sich auf solche Entwicklungen beziehen, die im aktuellen gesellschaftlichen und politischen Umfeld als besonders wahrscheinlich angesehen werden können.

Von den Übertragungsnetzbetreibern werden im Entwurf des Szenariorahmens sechs Studien genannt, die sie im Mittelpunkt der öffentlichen Debatte sehen:

- **Langfristszenarien des BMWK**  
Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, et. al. (2021): Langfristszenarien 3 - Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Auftraggeber: BMWK; abrufbar unter: <https://langfristszenarien.de>
- **Klimaneutrales Deutschland der Agora**  
Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045  
Auftraggeber: Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende; abrufbar unter: <https://agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045>
- **Aufbruch Klimaneutralität der dena**  
Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität; abrufbar unter: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet>
- **Klimapfade 2.0 des BDI**  
BCG (2021): Klimapfade 2.0 Auftraggeber: BDI; abrufbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft>
- **Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 aus dem Ariadne Projekt**  
Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich; abrufbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>

- **Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem des Fraunhofer ISE**

Fraunhofer ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem; abrufbar unter:

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>

Die fünf erstgenannten Studien werden von einigen Autoren selbst auch als „Big 5“-Studien bezeichnet. Es handelt sich bei allen sechs Studien um umfassende Analysen renommierter Institutionen. Daraus kann selbstverständlich nicht gefolgert werden, dass alle anderen Studien demgegenüber qualitativ minderwertig sind. Gleichwohl können die genannten Studien eine gute Orientierung über das Spektrum an etablierten Gesamtsystemstudien geben. Die Bundesnetzagentur orientiert sich bei der Genehmigung des Szenario-rahmens teilweise an diesen Studien. Dabei bezieht sich kein Szenario ausschließlich auf eine einzige Studie. Dort, wo klare Ziele der Bundesregierung erkennbar sind, dienen diese als erster Anknüpfungspunkt bei der Erstellung der Szenarien. Bei darüberhinausgehenden Entwicklungen werden Annahmen aus Studien übernommen, wenn eine detaillierte Modellierung im Szenariorahmen selbst nicht leistbar ist. Zusätzlich dienen die genannten Studien als Orientierungsgröße, um die Annahmen aus dem Szenariorahmen in das Spektrum wissenschaftlicher Studien einzuordnen.

Die Bundesnetzagentur hat bei der Prüfung des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zunächst die Szenarien des Jahres 2045 betrachtet. Dabei wurden die angenommenen Entwicklungen im Detail bewertet, die Konsistenz zu energiepolitischen Zielen überprüft und umfassende Vergleiche zu den genannten Studien angestellt. Auf dieser Grundlage wurden die Szenarien für das Jahr 2045 überarbeitet. Davon ausgehend wurden die Zielzahlen und Entwicklungen auf das Jahr 2037 heruntergebrochen. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die Annahmen für die Szenarien des Jahres 2037 das langfristige Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 erfüllen.

Langfristige Ziele und Studien können andererseits aber nicht die alleinige Grundlage für die Stromnetzplanung sein. Dort wo bereits heute absehbar ist, dass zukünftig neue Stromerzeuger oder -verbraucher angeschlossen werden, sollte dies in der Planung berücksichtigt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Übertragungsnetz den zukünftigen Anforderungen auch gerecht wird. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt daher auch in diesem Prozess konkrete Abfragen im Szenariorahmen.

Für die Prognose zukünftiger Windstandorte werden Daten zu bereits für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen verwendet. Diese wurden von den zuständigen Landesplanungsbehörden im Rahmen des Bund-Länder-Kooperationsausschusses übermittelt und an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben. Sie sind die Grundlage für die Regionalisierung von Windenergieanlagen an Land.

Auf der Seite des Stromverbrauchs stehen durch die Transformation der Gesamtwirtschaft schon heute massive Veränderungen an. Insbesondere die Umstellung auf CO<sub>2</sub>-ärmere Produktionsprozesse, aber auch die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und die Herstellung von Wasserstoff spiegeln sich schon heute in der Planung neuer und der Erweiterung bestehender Stromanschlüsse wider. Hinzu kommen Rechenzentren als neue Stromverbraucher. Die Bundesnetzagentur hat deshalb für diesen Szenariorahmen erstmals selbst eine Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Dafür wurden die 111 größten Verteilernetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber zu neuen Großstromverbrauchern abgefragt. Alle zurückgemeldeten Projekte, deren Realisierung schon heute als wahrscheinlich angesehen werden kann, werden bei den folgenden Berechnungen im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegt.

Der Szenariorahmen vereint somit die Top-down-Planung durch Zielzahlen und wissenschaftliche Studien einerseits mit Bottom-up-Elementen aus konkreten Planungen andererseits. Auf diese Weise ergibt sich ein möglichst umfassendes Bild der Zukunft. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Stromnetz sowohl für die langfristigen Ziele als auch für die bereits jetzt anlaufende Transformation richtig geplant wird.

### 3.3 Entwicklung des Verbrauchs

Anders als in vorangegangenen Szenariorahmen findet keine Unterteilung in den klassischen Stromverbrauch einerseits und Sektorkopplungstechnologien bzw. neue Stromanwendungen andererseits statt. Stattdessen findet im Szenariorahmen 2023-2037/2045 eine sektorscharfe Betrachtung der Stromverbräuche statt. Dabei wird für jeden Sektor auf Basis des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber und einschlägiger Studien bewertet, wie sich der Stromverbrauch in den klimaneutralen Szenarien des Jahres 2045 entwickelt. Diese Entwicklung wird anschließend auf die Szenarien des Jahres 2037 heruntergebrochen.

#### 3.3.1 Geräte

Neben der Deckung des Wärmebedarfs (siehe Abschnitt II B 3.3.3) setzt sich der Endenergieverbrauch im Haushalts- und dem GHD-Sektor noch aus dem Energiebedarf für die Beleuchtung, den Gebrauch von Haushaltsgeräten und digitalen Anwendungen wie bspw. Informations- und Kommunikationstechnologien zusammen. Während heute der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung weitestgehend von fossilen Energieträgern bedient wird, sind die anderen genannten bereits elektrifiziert. Bei der Wärmebereitstellung für Heizung und Warmwasser wird zukünftig im Haushalts- sowie im GHD-Sektor eine Elektrifizierung durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen stattfinden und den Anteil des Energieträgers Strom am Endenergieverbrauch deutlich erhöhen. Im Bereich der Geräte besteht demgegenüber die Erwartung, dass durch den Einsatz von modernen und effizienteren Geräten insgesamt Einsparungseffekte erzielt werden können.

#### Verbrauchsentwicklung

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in ihrem Entwurf des Szenariorahmens einen vergleichsweise geringen Einsparungseffekt bei Geräten im Haushalts- sowie im GHD-Sektor an. Der Stromverbrauch der Geräte sinkt im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber von ca. 127 TWh (Haushalte) bzw. 129 TWh (GHD) heute leicht auf 114,3 TWh bzw. 116,6 TWh in den Zieljahren ab. Im Gegensatz dazu wird in vielen Studien von noch größeren Einspareffekten ausgegangen. So wird in den „Langfristszenarien 3“ des BMWK selbst in einem Szenario mit geringer Effizienz (TN-RedEff) ein niedrigerer Verbrauch durch Geräte angenommen. In weiteren betrachteten Studien ist kein expliziter Wert für den Verbrauch der eingesetzten Geräte im Haushalts- und GHD-Sektor ausgewiesen, sondern nur der gesamte Endenergieverbrauch. Beim Vergleich der gesamten Nachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor liegen die Langfristszenarien 3 in einer ähnlichen Größenordnung wie die Agora Energiewende in ihrer Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050“ oder die dena in der „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“.

Im Szenariopfad A und B, bei denen eine höhere Effizienz als im Szenariopfad C unterstellt wird, werden deshalb die Verbräuche aus den effizienteren Szenarien der Langfristszenarien 3 herangezogen. Für das Szenario C mit geringerer Effizienz werden die demgegenüber höheren Verbräuche der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Diese Vorgehensweise gilt sowohl für die Werte des Zieljahres 2045 als auch für die Werte des Zieljahres 2037 (siehe folgende Abbildung 2).

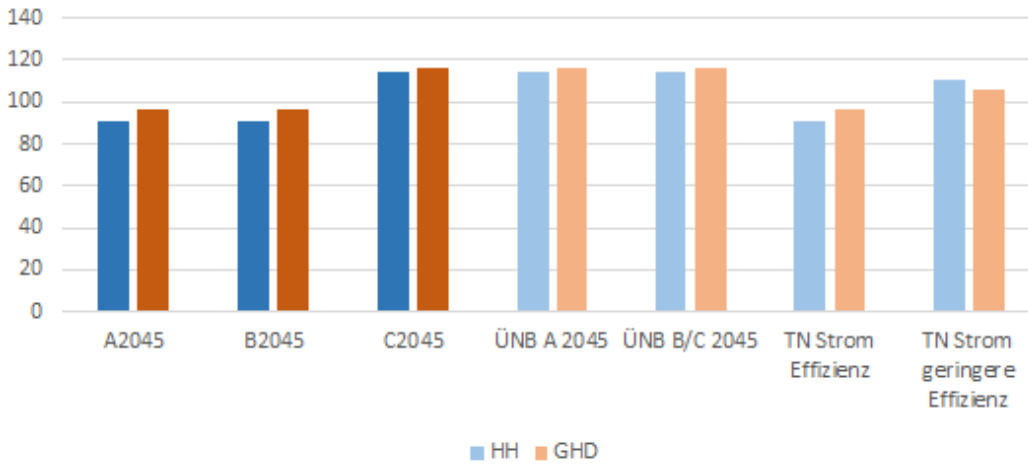


Abbildung 2: Vergleich Stromverbrauch durch Geräte im Haushalts- und GHD-Sektor

Die in der Genehmigung enthaltenen Werte sind in Tabelle 1 für beide Zieljahre dargestellt.

Geräte Stromverbrauch [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Haushalte	104,0	104,0	114,3	90,4	90,4	114,3
GHD	103,1	103,1	116,6	96,9	96,9	116,6

Tabelle 1: Stromverbrauch von Geräten in den Sektoren Haushalte und GHD

### Regionalisierung

Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen wird als angemessen bewertet. Die Regionalisierung findet auf Landkreisebene anhand von mehreren Indikatoren statt. Im Bereich der privaten Haushalte werden die Bevölkerung, die Anzahl der Haushalte und das verfügbare Einkommen herangezogen. Im GHD-Bereich werden die Bruttowertschöpfung und die Anzahl der Erwerbstätigen zur Regionalisierung verwendet. In geringem Umfang wurden für den GHD-Bereich auch Projekte im Rahmen der Abfrage von Großstromverbrauchern bei den Verteilernetzbetreibern gemeldet. Es werden rund 500 MW neue Großstromverbraucher aus dem GHD-Bereich als hinreichend wahrscheinlich bewertet.

### 3.3.2 Rechenzentren

Zusätzlich zu dem klassischen Geräteverbrauch wird in Zukunft ein signifikanter Teil des Strombedarfs im GHD-Bereich durch Rechenzentren anfallen. Bei Rechenzentren handelt es sich häufig um Großstromverbraucher, die in der Nähe zu bedeutenden Internetknoten angesiedelt werden. Dabei wird Strom beispielsweise für den Betrieb der Server und deren Kühlung verwendet. Bereits in den vergangenen Jahren ist der Strombedarf von Rechenzentren stark angestiegen. Während der Stromverbrauch im Jahr 2010 noch bei rund 10 TWh lag, ist er bis zum Jahr 2020 auf rund 16 TWh angestiegen. Aufgrund des weiter wachsenden Bedarfs kann auch zukünftig von einem weiter steigenden Stromverbrauch durch Rechenzentren ausgegangen werden.



### **Verbrauchsentwicklung und Regionalisierung**

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen im Entwurf des Szenariorahmens einen zusätzlichen Stromverbrauch durch Rechenzentren zwischen 30 und 50 TWh aus. Dabei weisen sie darauf hin, dass sich dieser Verbrauch bereits oberhalb einiger einschlägiger Gesamtsystemstudien bewege. Allerdings seien bei Netzbetreibern bereits heute viele Netzanschlussanfragen für Rechenzentren vorhanden, weshalb diese Verbrauchsanahmen zugrunde gelegt werden müssten. Die Bundesnetzagentur hat im Verfahren eine eigene Abfrage zu Großstromverbrauchern sowohl bei Verteilernetzbetreibern als auch bei den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Dabei wurden über 9 GW Anschlussleistung von neuen Rechenzentren gemeldet, deren Realisierung als wahrscheinlich zu betrachten ist. Diese Leistung entspricht etwa den Projekten, die von den Übertragungsnetzbetreibern für einen Jahresverbrauch von 50 TWh im ÜNB Szenario B/C 2045 zugrunde gelegt wurden. Die Bundesnetzagentur hält es für erforderlich, diese Projekte in der Netzplanung zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur übernimmt deshalb den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Szenario B/C 2045 für alle genehmigten Szenarien. Somit ist ein Verbrauch von 50 TWh für Rechenzentren sowohl in den Szenarien für das Jahr 2037 als auch für das Jahr 2045 zu berücksichtigen. Die Regionalisierung richtet sich dabei nach den gemeldeten Projekten aus der Großstromverbraucherabfrage, wobei ein Großteil auf den Raum Frankfurt entfällt.

#### **3.3.3 Wärme**

Das Thema Wärme umfasst die Wärmebereitstellung für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor entweder über dezentrale Heizsysteme oder über Wärmenetze (Fernwärme, Quartierslösungen/Nahwärme) aber auch die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme. Die Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung kann in den genannten Bereichen über unterschiedliche Technologien wie die Direktelektrifizierung, Solarthermie, das Verfeuern von Wasserstoff oder die Nutzung von Umweltwärme etc. durchgeführt werden. Da Wasserstoff voraussichtlich vor allem für andere Prozesse, bei denen keine Elektrifizierung möglich ist, genutzt werden wird, ist ein Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen für Raumwärme eher unwahrscheinlich. Die direkte Elektrifizierung über Wärmepumpen stellt demgegenüber die effizienteste Variante dar und wird deswegen als Hauptquelle für Raumwärme im Haushalts- und GHD-Sektor angenommen. Für den kleineren Teil der Gebäude, die über Wärmenetze versorgt werden, wird ebenfalls die direkte Elektrifizierung über Großwärmepumpen als die effizienteste Variante angesehen. Solarthermie hat ihren Einsatzbereich vor allem bei der Warmwasseraufbereitung. Es kann angenommen werden, dass Solarthermie teilweise unterstützend in Wärmepumpensysteme eingebaut wird. Dabei ist sie in vielen Fällen in Konkurrenz zur Photovoltaik zu sehen. Durch Solarthermie entsteht kein direkter Stromverbrauch und keine Stromerzeugung, weshalb sie für die Szenarientwicklung nicht unmittelbar relevant ist. Indirekt beeinflusst sie den Strombedarf dadurch, dass die von ihr erzeugte Wärme nicht alternativ durch Fernwärme oder Wärmepumpen bereitgestellt werden muss. In den folgenden beiden Unterpunkten werden die Annahmen zu den Wärmepumpen und der Fern- und Prozesswärme näher erläutert.

#### **Wärmepumpen**

Wärmepumpen werden schon heute als eine Alternative für fossile – also mit Gas oder Öl – betriebene Heizungsanlagen verwendet. Zukünftig werden Wärmepumpen fossile Heizungsanlagen immer stärker verdrängen, wodurch es zu einer Dekarbonisierung der Heizwärmebereitstellung kommen wird. Die Wärmepumpe ist für die dezentrale Wärmebereitstellung in Gebäuden effizienter als der Einsatz von sogenannten dezentralen Wasserstoffheizungen, da der dafür benötigte Wasserstoff zunächst zentral über ein Elektrolyseverfahren hergestellt werden müsste. Anschließend müsste dieser über ein entsprechendes Verteilernetz, welches so noch nicht vorhanden ist, zu den einzelnen Gebäuden transportiert werden. Dies wäre

insbesondere aufgrund der Verluste bei den Umwandlungsprozessen deutlich ineffizienter und kostenintensiver als die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung in Gebäuden. Voraussetzung für einen effizienten Einsatz von Wärmepumpen ist eine gute Dämmung der Gebäudehülle. Für den Szenariorahmen muss für jedes Szenario die Anzahl von Wärmepumpen im Zieljahr sowie der elektrische Energiebedarf und die Leistung einer Wärmepumpe ermittelt werden. Dies erfordert bestenfalls eine detaillierte Analyse des Gebäudebestands, einschließlich der Entwicklung der insgesamt beheizten Fläche, des Wärmebedarfs und der Beheizungsstruktur. Für die Genehmigung des Szenariorahmens hat die Bundesnetzagentur sich deshalb an den Langfristszenarien 3 des BMWK orientiert. Die Energienachfrage von Gebäuden (Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden) wurde in den Langfristszenarien in einem detaillierten Modell ermittelt, welches hoch aufgelöste Analysen erlaubt. Die resultierenden Stromverbräuche durch Wärmepumpen im Haushaltsektor und im GHD-Sektor wurden anschließend durch die Bundesnetzagentur validiert. Dafür werden durchschnittliche Werte ermittelt, plausibilisiert und eine Überschlagsrechnung zur Ermittlung des Gesamtverbrauchs durchgeführt. Diese wird im Folgenden erläutert:

### **Verbrauchsentwicklung**

Ausgehend von den gesamten zu beheizenden Flächen in Deutschland (Wohnfläche/Gewerbefläche) für das Jahr 2040 und 2050 in Mio. m<sup>2</sup> und der Anzahl an Heizungen aus den Langfristszenarien wird die zu beheizende Fläche pro Heizung ermittelt. Mittels einem durchschnittlichen Nutzwärmebedarf (kWh/m<sup>2</sup> p.a.), welcher den durchschnittlichen Effizienzstandard eines Gebäudes repräsentiert, wird der gesamte Heizwärmebedarf in kWh für ein Jahr und Gebäude abgeschätzt. Dabei wird für die Gewerbeflächen eine größere zu beheizende Fläche je Wärmepumpe und ein etwas höherer durchschnittlicher Nutzwärmebedarf unterstellt. Bei der zu beheizenden Fläche je Wärmepumpe, aber auch bei dem angenommenen Effizienzstandard bei den Gebäuden werden eine Vergrößerung der Fläche und ein höherer Standard vom Jahr 2037 bis zum Jahr 2045 unterstellt. Die steigende Gesamtwohnfläche in Deutschland hängt direkt mit der demografischen Entwicklung und der Pro-Kopf-Wohnfläche zusammen. Trotz leicht sinkender Bevölkerung steigt die Pro-Kopf-Wohnfläche wegen steigender Einkommen und dem Trend zu mehr Singlehaushalten an. Entsprechend steigt auch die Gesamtwohnfläche in Deutschland und somit die zu beheizende Fläche pro Heizungsanlage. Grundsätzlich wird im Szenariopfad C eine geringere Effizienz bei dem Gebäudestandard unterstellt als im Szenariopfad A und B. Dies bezieht sich insbesondere auf geringere Sanierungsraten, die durchschnittlich zu einem schlechter gedämmten Gebäudebestand führen.

Zusätzlich zum Heizwärmebedarf wird für die Warmwasserbereitstellung in allen Szenarien von einem Drei-Personen-Haushalt für die Fläche je Wärmepumpe und ein entsprechender Wärmebedarf an Warmwasser von 0,2 kW/Person ausgegangen. Für die Warmwasserbereitung werden zusätzlich thermische Volllaststunden von 600 h angesetzt. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Energie für die Warmwasserbereitung pro Person von 120 kWh<sub>th</sub> pro Jahr.

Ein wichtiger technischer Parameter ist die sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe, welche das Verhältnis von abgeführter Jahresenergiemenge zu der zugeführten Jahresenergiemenge angibt. Es werden unterschiedliche Jahresarbeitszahlen für die Szenariopfade A und B und den Szenariopfad C angenommen. Gleichzeitig führt der technologische Fortschritt bei den Wärmepumpen zu höheren JAZ in allen Szenarien des Jahres 2045. Für die JAZ im Szenariopfad C wird ein leicht niedrigerer Wert unterstellt. Dies kann sowohl auf einen langsameren technischen Fortschritt bei der Entwicklung von Wärmepumpen als auch auf schlechtere Gebäudedämmung zurückgeführt werden.

	Szenario A und B 2037	Szenario C 2037	Szenario A und B 2045	Szenario C 2045
Ø - Fläche je Wärmepumpe HH [m <sup>2</sup> ]	180	180	190	190
Ø - Fläche je Wärmepumpe GHD [m <sup>2</sup> ]	210	210	220	220
Jahresarbeitszahl (JAZ)	3,48	3,23	3,65	3,43
Ø - Nutzwärmeenergie HH [kWh <sub>th</sub> /m <sup>2</sup> p.a.]	84	102	73	93
Ø - Nutzwärmeenergie GHD [kWh <sub>th</sub> /m <sup>2</sup> p.a.]	101	122	88	112
Ø - Energie Warmwasser [kWh <sub>th</sub> /Person p.a.]	120			
Energiebedarf je Wärmepumpe HH [kWh <sub>el</sub> /a]	4443	5790	3899	5254
Energiebedarf je Wärmepumpe GHD [kWh <sub>el</sub> /a]	6191	8036	5403	7284

Tabelle 2: Annahmen zur Herleitung des Jahresstromverbrauchs durch Wärmepumpen in den Szenarien

Mittels der Summe des Wärmeenergiebedarfs aus Heizwärmebedarf und Warmwasserbereitstellung und der jeweiligen JAZ wird anschließend der elektrische Energiebedarf je Wärmepumpe im Jahr ermittelt. Dieser Strombedarf wird anschließend mit der angenommenen Anzahl an Wärmepumpen für das Jahr 2037 und 2045 multipliziert, um den gesamten Stromverbrauch durch Wärmepumpen zu erhalten. Die Anzahl der Wärmepumpen unterscheidet sich nicht signifikant von dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur greift auf die Anzahl der Wärmepumpen der Langfristszenarien zurück. Weil davon ausgegangen wird, dass sich Wärmepumpen im Bereich der dezentralen Gebäudewärme durchsetzen, wird die Anzahl an Wärmepumpen in den Zieljahren konstant gehalten.

Über diese vereinfachte Rechnung mit Durchschnittswerten für Gebäudebestand und Wärmepumpen erhält man einen ähnlichen Stromverbrauch wie im detaillierten Modell der Langfristszenarien. Durch das Vorgehen der Bundesnetzagentur entsteht ein etwas höherer Stromverbrauch durch Wärmepumpen als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt das Ergebnis der oben getroffenen Annahmen und Berechnungen für die einzelnen Szenarien.

Wärmepumpen	Szenario A und B 2037	Szenario C 2037	Szenario A und B 2045	Szenario C 2045
Anzahl HH [Mio.]	11,9	11,9	13,6	13,6
Anzahl GHD [Mio.]	2,4	2,4	2,7	2,7
Anzahl Gesamt [Mio.]	14,3	14,3	16,3	16,3
Jahresverbrauch HH [TWh]	52,9	68,9	53,0	71,4
Jahresverbrauch GHD [TWh]	14,9	19,3	14,6	19,7
Jahresverbrauch Gesamt [TWh]	67,8	88,2	67,6	91,1

Tabelle 3: Anzahl und Verbrauch von Wärmepumpen in den Szenarien

## Regionalisierung

Für die Modellierung der regionalen Lastgänge erfolgt eine Regionalisierung der Wärmepumpen auf die einzelnen Landkreise. Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen wird hier als angemessen bewertet. Das maßgebliche Regionalisierungskriterium ist im Bereich der privaten Haushalte der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern des Landkreises an der bundesdeutschen Gesamtzahl. Im GHD-Bereich ist die Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor maßgeblich.

## Fernwärme

In 2020 wurden in Deutschland etwa 126 TWh Fern- und Prozesswärme erzeugt. Davon wurden 48,1 % aus Erdgas, 19,6 % aus Braun- und Steinkohle sowie Öl, 14,5 % aus Abfall (nicht biogen), Abwärme und sonstigen Quellen sowie 17,8 % aus erneuerbaren Energien gewonnen. Zu den erneuerbaren Energien, die in die Fern- und Prozesswärmeversorgung eingebunden werden können, gehören die Geo- und Solarthermie, die Biomasse sowie der biogene Anteil des verbrannten Abfalls. Auch wenn der Anteil von erneuerbaren Energien seit 2010 um etwa 10 % gestiegen ist, wird der überwiegende Teil der Fernwärme aus fossilen Brennstoffen bereitgestellt, deren Verfeuerung mit nicht unerheblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergeht.

Derzeit wird der überwiegende Teil der Fern- und Prozesswärme in KWK-Anlagen erzeugt. Der Vorteil von KWK-Anlagen ist die effiziente Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffes durch eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung. Die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme wird dabei zur Erzeugung von leitungsgebundener Wärme genutzt und für die öffentlichen Fernwärmeversorgung oder die industrielle Prozesswärme bereitgestellt. Der Nachteil von KWK-Anlagen ist deren CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die begrenzte Flexibilität bei der Stromerzeugung. KWK-Anlagen müssen ihre vergleichsweise hohen Investitionskosten durch hohe Vollaststunden decken. Weiterhin bestimmen die Wärmebedarfe, insbesondere in den kalten Monaten, die Fahrweise der Anlage. Da die Wärmeauskopplung bei dem Großteil der KWK-Anlagen zwangsweise mit einem Mindestmaß an Stromerzeugung einhergeht, entsteht auch bei unvorteilhaften Situationen am Strommarkt ein gewisser „Must-Run“-Sockel der Stromerzeugung. Dieser führt, solange die Anlage nicht mit grünem Wasserstoff betrieben wird, zum Ausstoß von CO<sub>2</sub>.

Bis spätestens 2045 müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fern- und Prozesswärmeerzeugung auf null reduziert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es insbesondere in der öffentlichen Fernwärmeversorgung zu einer Ausdehnung der Wärmebereitstellung kommen soll und muss. Dies wird zum einen mit Anschluss neuer Wärmeabnehmer in bestehenden Fernwärmenetzen erreicht und zum anderen mit der Erschließung neuer Regionen mit Fernwärmenetzen. Gleichzeitig kommt es in bestehenden Fern- und Prozesswärmenetzen zu einer Reduktion des Wärmebedarfs durch die Sanierung von Wohngebäuden sowie die Effizienzsteigerung bei Produktionsprozessen. Die Entwicklung des Fern- und Prozesswärmebedarfs ist ein Produkt der beiden genannten Effekte der Bedarfssteigerung durch Ausdehnung der Fernwärme und der Reduktion des Wärmebedarfs durch Sanierung. Im wissenschaftlichen Diskurs etabliert sich derzeit eine Entwicklung, die zunächst eine Steigerung des Fern- und Prozesswärmebedarfs durch den dominierenden Effekt der Ausdehnung bis etwa 2040 sieht. Diese Entwicklung kehrt sich in den folgenden Jahren um und führt zu einer Senkung des Fern- und Prozesswärmebedarfs durch intensive Sanierungstätigkeit auch bis nach 2045.

## Verbrauchsentwicklung

Für die Genehmigung des Szenariorahmen Strom wird ausgehend von einer Fern- und Prozesswärmeerzeugung von 125 TWh in 2018 zunächst eine deutliche Steigerung bis 2037 und anschließend ein leichter Abfall des Fernwärmebedarfs aufgrund der oben skizzierten Einspareffekte angenommen. In den Szenarien A

und B liegt der Fernwärmebedarf im Jahr 2037 bei 162 TWh und im Jahr 2045 bei 150 TWh. Dies entspricht dem Wert, der in der Agora Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ ermittelt wurde. Im weniger effizienten Szenariopfad C ist der wärmebedarfssenkende Effekt durch Sanierung und Effizienzsteigerung weniger stark ausgeprägt, was zu einer Steigerung der Fern- und Prozesswärmeerzeugung auf 214 TWh in Szenario C 2037 und 200 TWh in Szenario C 2045 führt. Die Wärmebedarfe des Szenariopfads C orientieren sich an dem entsprechenden Szenario TN-RedEff der „Langfristszenarien 3“ des BMWK. Die genannten Werte liegen, mit Ausnahme des Szenariopfads C, in einer ähnlichen Größenordnung wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, der auf den Annahmen des Klimaschutzszenarios „Zentral“ aus der begleitenden Wärmenetzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. basiert.

Die Fern- und Prozesswärmeerzeugung wird bis 2045 Großteils auf erneuerbare Energien und Wärmepumpen umgestellt. Die erneuerbaren Wärmeerzeugungspotenziale orientieren sich in allen Szenarien an der Agora Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“. Der direkt eingesetzte EE-Anteil steigt bis 2037 auf 31 % in den Szenarien A 2037 und B 2037 und auf 25 % in Szenario C 2037. Bis 2045 wird dieser Anteil auf 34 % in den Szenarien A 2045 und B 2045 und auf 26 % in Szenario C 2045 ansteigen. Der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung (Solarthermie, Geothermie, Biomasse) ist bereits bis 2037 nahezu abgeschlossen, so dass die prozentuale Veränderung in erster Linie auf den Rückgang der produzierten Wärmeenergie zurückzuführen ist. Auch wird im Szenariopfad C trotz erhöhtem Wärmebedarf kein zusätzlicher EE-Ausbau in der Fern- und Prozesswärmeerzeugung angenommen, da die Potenziale als begrenzt angenommen werden. Um die Einbindung von mehr erneuerbaren Energien in die Fern- und Prozesswärmeversorgung zu realisieren, ist es unerlässlich, das Temperaturniveau bestehender Wärmenetze zu senken, wozu umfangreiche Modernisierungen notwendig sind. Neue Wärmenetze werden heute als Niedertemperatur-Wärmenetze konzipiert, wodurch eine Integration von erneuerbaren Energien einfach möglich ist.

Derzeit stammen über 80 % der Fern- und Prozesswärme aus mit Kohle und Erdgas befeuerten KWK-Anlagen. Bis 2037 wird dieser Anteil erheblich reduziert und es verbleiben, verglichen mit heute nur wenige mit Erdgas befeuerte KWK-Anlagen in Betrieb. Gleichzeitig erfolgt ein Neubau von mit Wasserstoff befeuerten KWK-Anlagen sowie Umrüstungen von mit Kohle oder Erdgas befeuerten KWK-Anlagen auf Wasserstoff. In 2037 sinkt der Anteil der Fern- und Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen auf 23 % in Szenario A 2037, 27 % in Szenario B 2037 und 25 % in Szenario C 2037. Bis spätestens 2045 werden die verbleibenden KWK-Anlagen ausschließlich mit Wasserstoff befeuert. Der Anteil der Fern- und Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen sinkt bis 2045 auf 15 % in den Szenarien A und C 2045 und auf 18 % im Szenario B 2045. Die Betriebsweise der KWK-Anlagen orientiert sich schon in 2037 nicht mehr am Wärmemarkt, sondern ausschließlich am Strommarkt. D.h. es kommt lediglich zu einer Wärmeproduktion, wenn am Strommarkt der Einsatz regelbarer Kraftwerkskapazitäten notwendig wird – z.B. in Zeiten eines niedrigen EE-Dargebots. Die Volllaststunden einer KWK-Anlage sinken damit von heute mindestens 4000 h auf etwa 1000 h.

Der Anteil der Fern- und Prozesswärme aus industrieller Abwärme und des nicht biogenen Anteils aus der Müllverbrennung beträgt in 2037 12 % in den Szenarien A und B 2037 und 10 % im Szenario C 2037. Dieser Anteil sinkt bis 2045 auf 9 % in den Szenarien A und B 2045 und verbleibt in Szenario C 2045 auf 10 %. Es wird davon ausgegangen, dass das Müllaufkommen erheblich reduziert und das Recycling verbessert wird.

Die Wärmeproduktion durch fluktuierende erneuerbare Energien, durch die prozessgeführte industrielle Abwärme und Abfallverbrennung sowie durch die strommarktgeführte KWK orientiert sich in 2037 und 2045 nicht an den Bedürfnissen des Wärmemarktes. Dem kann teilweise durch Wärmespeicher entgegengewirkt

werden. Die verbleibende Residualwärme muss durch elektrisch betriebene Großwärmepumpen und Elektrodenheizer bereitgestellt werden. Wie auch für die erneuerbaren Energien gilt auch für Großwärmepumpen, dass eine Absenkung der Temperatur der Wärmenetze vorteilhaft ist. Zwar können Großwärmepumpen auch sehr hohe Temperaturniveaus erreichen, jedoch geht dies mit höheren Investitionskosten (Kaskadierung) oder der Verringerung des Wirkungsgrades (geringere Jahresarbeitszahl) einher. Während zur Erzeugung von Fern- und Prozesswärme heute noch (nahezu) keine Großwärmepumpen genutzt werden, steigt der Anteil bis 2037 auf 31 % in Szenario A 2037, 25 % in Szenario B 2037 und 36 % in Szenario C 2037. Bis 2045 erhöht sich dieser Anteil auf 38 % in Szenario A 2045, 32 % in Szenario B 2045 und 45 % in Szenario C 2045. Elektrodenheizer flankieren den Betrieb von Großwärmepumpen in Spitzenlastzeiten und kommen daher vergleichsweise selten zum Einsatz. Deren Anteil an der Produktion von Fern- und Prozesswärme beläuft sich in 2037 auf 3 % in Szenario A 2037, 5 % in Szenario B 2037 und 4 % in Szenario C 2037. In 2045 beträgt der Anteil 4 % in Szenario A 2045, 7 % in Szenario B 2045 und 6 % in Szenario C 2045.

Aus den getroffenen Annahmen zur Fern- und Prozesswärmeproduktion aus Großwärmepumpen und Elektrodenheizern resultiert für die Netzberechnung ein Strombedarf und eine korrespondierende elektrische Erzeugerleistung. Für Großwärmepumpen werden hierzu Jahresarbeitszahlen angesetzt. Diese betragen in Szenario A 2037 und B 2037 2,8 und in Szenario C 2037 2,65 sowie 3,0 in den Szenario A 2045 und B 2045 und 2,8 in Szenario C 2045. Der Transformationspfad C zeigt hier eine weniger starke Effizienzsteigerung der Wärmepumpentechnologie. Die Volllaststunden werden mit 2400 h abgeschätzt. Bei Elektrodenheizern werden ein Wirkungsgrad von 1 und Volllaststunden von 800 h angesetzt. Diese Angaben sind nicht als feste Vorgabe, sondern als Richtwert für die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber zu verstehen. Bei der Wahl der Modellierungsparameter sollte versucht werden, diesen Wert bestmöglich zu treffen. Geringfügige Abweichungen davon können sich im Rahmen der Marktmodellierung jedoch einstellen. Folgende Tabelle 4 zeigt den resultierenden Strombedarf und die elektrische Anschlussleistung.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Großwärmepumpen [GW]	7,6	6,1	12,0	8,0	6,6	13,2
Elektrodenheizer [GW]	5,0	10,0	10,0	6,9	13,8	13,8
Großwärmepumpen [TWh]	18,2	14,6	28,7	19,1	15,9	31,8
Elektrodenheizer [TWh]	4,0	8,0	8,0	5,5	11,0	11,0

Tabelle 4: Aufkommen und Jahresstromverbrauch von Großwärmepumpen und Elektrodenheizern

### Regionalisierung

Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen wird als angemessen bewertet. Die Regionalisierung erfolgt in Abhängigkeit der von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Wärmesimulation. Hierbei werden Großwärmepumpen und Elektrodenheizer basierend auf dem Wärmebedarf lokaler Fern- und Prozesswärmenetze sowie dem Vorhandensein anderer Wärmeerzeuger, insbesondere KWK-fähigen Kraftwerken, verteilt.

### 3.3.4 Industrie

Bis 2045 müssen die Treibhausgasemissionen des Industriesektors auf netto null reduziert werden. Dabei kommen drei grundlegende Strategien zum Einsatz: Die Ausweitung der Kreislaufwirtschaft, die Erhöhung der Material- und Energieeffizienz und die Umstellung von Produktionsprozessen auf CO<sub>2</sub>-freie Verfahren.

Unter Kreislaufwirtschaft wird die Wiederverwendung bzw. das Recycling von bereits hergestellten Produkten verstanden. Die Herstellung eines Produktes in einem Kreislaufverfahren ist mit weniger Material- und Energieeinsatz verbunden als die Neuproduktion. So kann z.B. genutzter Stahl in einem Lichtbogenofen eingeschmolzen und zu sogenanntem Sekundär- oder Elektrostahl verarbeitet werden. Gleiches gilt auch für Aluminium. Ebenfalls können die Rohstoffe für Glasflaschen, Papier und Kunststoff zum großen Teil aus Altprodukten gewonnen werden.

Die Steigerung der Materialeffizienz geht mit der Verbesserung von Produktionsverfahren einher, indem für einen vergleichbaren Produktoutput weniger Materialinput benötigt wird. Dies führt dazu, dass weniger Vorprodukte benötigt werden, was den generellen Materialbedarf entlang der Produktionskette reduziert. Ebenfalls wird unter der Steigerung der Materialeffizienz der Umstieg auf weniger CO<sub>2</sub>-intensive Produktionsmaterialien verstanden, wodurch sich die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Endproduktes verbessert. Als Beispiel kann eine effizientere Stahlverwendung und Materialsubstitution in der Automobilindustrie genannt werden. Ein anderes Beispiel ist die Nachfragereduktion bei Papier durch die Umstellung auf digitale und damit papierlose Anwendungen. Die Steigerung der Energieeffizienz von Produktionsprozessen basiert auf dem Prinzip der Erhöhung des Wirkungsgrades bei der Energiewandlung bzw. der besseren Wiederverwertung von Reststoffen oder Abwärme im Produktionsprozess.

Das größte CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial birgt die Umstellung der Produktionsprozesse auf CO<sub>2</sub>-freie Verfahren. Z.B. wird in der Chemieindustrie Wasserstoff als Grundlage vieler Produkte z.B. Ammoniak oder Methanol benötigt. Ähnliches gilt auch für die Stahlindustrie. Derzeit wird Stahl zum Großteil unter dem Einsatz von Koks über die Hochofen-Konverter-Route hergestellt. Dieser Prozess kann durch ein wasserstoffbasiertes Direktreduktionsverfahren des Eisenerzes ersetzt werden. Bei Verwendung von grünem Wasserstoff kann die Stahlproduktion so nahezu CO<sub>2</sub>-frei erfolgen. In allen Branchen ist eine Umstellung der bisher fossilen Wärme- und Prozessdampfproduktion auf CO<sub>2</sub>-freie Verfahren vorgesehen. Die Umstellung ist dabei vom notwendigen Temperaturniveau abhängig. Für Hochtemperaturprozesse in Industrieöfen kommen nur die direktelektrische Stromheizung oder die Verbrennung von Wasserstoff (oder synthetischem Methan) in Frage. Bis 500 °C können Biomasse und Biogas genutzt werden. Im Niedertemperaturbereich bis etwa 250 °C können Solarthermie und Tiefengeothermie genutzt werden. Industrielle Großwärmepumpen können Temperaturen bis etwa 150 °C bereitstellen.

### Verbrauchsentwicklung

Die möglichen Transformationspfade sind zum einen branchenspezifisch, zum anderen abhängig von einer Vielzahl von derzeit noch schwer vorherzusehender Faktoren. Aus der Perspektive der Stromnetzentwicklung ist der wohl relevanteste Faktor, ob fossile Brennstoffe zukünftig mit Strom oder Wasserstoff substituiert werden. Diese Unsicherheit wird im Szenariopfad A mit einer stärkeren Nutzung von Wasserstoff und in den Szenariopfaden B/C mit einer stärkeren Nutzung von Strom abgebildet. In einigen Branchen, z.B. der Grundstoffchemie und der Stahlproduktion wird in allen Szenariopfaden der vermehrte Einsatz von Wasserstoff unterstellt, da es keine (wirtschaftliche) Alternative gibt. Insbesondere bei der Wärme- und Prozessdampfproduktion wird im Szenariopfad A primär der Einsatz von Wasserstoffbrennern und Öfen

unterstellt, während in den Szenariopfad B und C vermehrt direktelektrische Wärmeproduktion und Wärmepumpen eingesetzt werden. Eine weitere große Unsicherheit mit direktem Einfluss auf den Strombedarf und damit auf die Stromnetzentwicklung ist das Maß der Energieeffizienz. Diese Unsicherheit wird im Szenariopfad B mit hoher Effizienz und dem Szenariopfad C mit geringerer Effizienz abgebildet. Das bedeutet konkret, dass im Szenario C zwar die Prozesse auf CO<sub>2</sub>-freie Verfahren umgestellt werden, aber nur geringere Einsparungen durch Einführung einer Kreislaufwirtschaft und bessere Material- oder Energieeffizienz realisiert werden können.

Folgende Tabelle 5 zeigt den für die Genehmigung des Szenariorahmen 2023-2037/2045 angesetzten Stromverbrauch des Industriesektors.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Stromverbrauch der Industrie [TWh]	267,5	334,0	352,0	310,5	382,9	469,0

Tabelle 5: Stromverbrauch des Industriesektors

Auf Grund der hohen Komplexität und Unsicherheit der Strombedarfsprognose für die Industrie greift die Bundesnetzagentur für die Genehmigung des Szenariorahmen auf Erkenntnisse von einschlägigen Studien zurück. Für die Szenarien A und B werden die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Verbrauchsannahmen als angemessen bewertet. Für das Szenario C übernimmt die Bundesnetzagentur den Wert aus dem entsprechenden Szenario der „Langfristszenarien 3“ des BMWK. Das bedeutet auch, dass sich die geringere Effizienz in diesem Szenario insbesondere in den von den Langfristszenarien identifizierten Branchen niederschlägt. Folgende Abbildungen zeigen einen Vergleich der von der Bundesnetzagentur genehmigten Zahlen mit dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannten Studien.

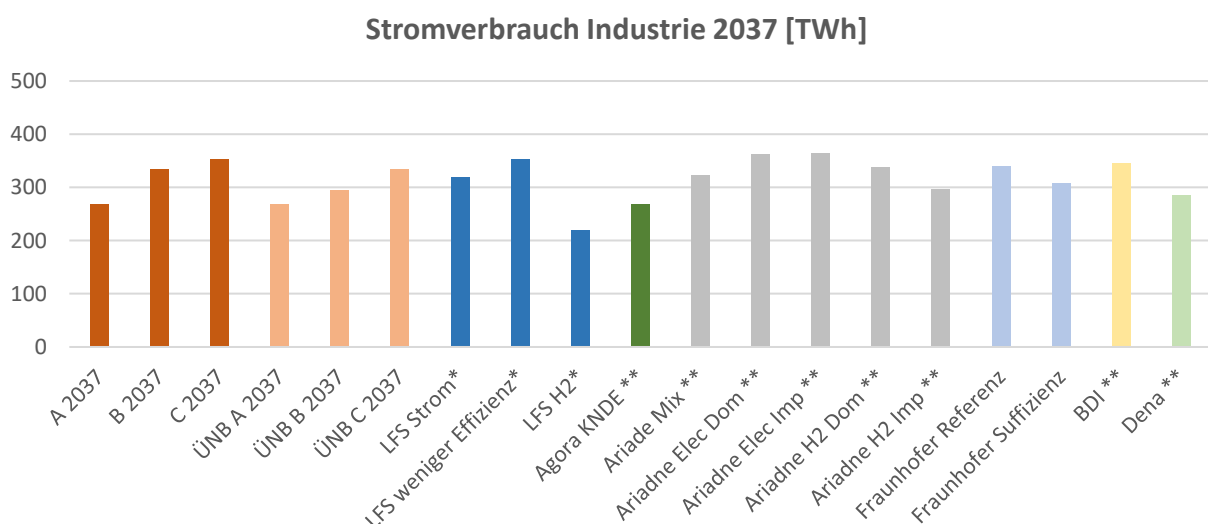


Abbildung 3: Vergleich Stromverbrauch der Industrie 2037 mit Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannter Studien

\* Klimaneutralität wird erst im Jahr 2050 erreicht, Wert für 2040 dargestellt

\*\*Für 2037 keine Werte vorhanden, Wert wurde interpoliert



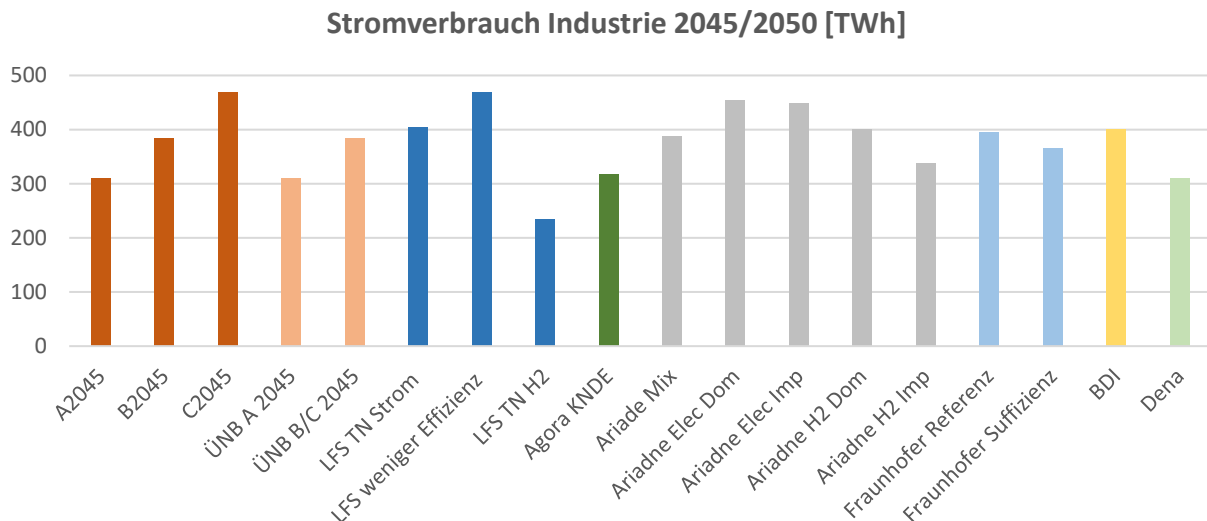


Abbildung 4: Vergleich Stromverbrauch der Industrie 2045/2050 mit Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannten Studien

### Regionalisierung

Bei der Regionalisierung des Industrieverkehrs wird die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgestellte Methodik als angemessen bewertet. Die Methode der Übertragungsnetzbetreiber basiert auf drei Ansätzen. Wie in den Vorgängerprozessen wird für einzelne Industriebranchen eine Verortung des Stromverbrauchs anhand von sozioökonomischen Parametern auf Landkreisebene durchgeführt. Basierend auf Bestandsdaten werden Annahmen zur Entwicklung der sozioökonomischen Parameter bis in das betrachtete Zieljahr getroffen. Für Industriebranchen mit grundlegenden Veränderungen der Produktionsprozesse wird diese eher pauschale Ermittlung des zukünftigen Stromverbrauchs basierend auf sozioökonomischen Parametern nicht durchgeführt. Stattdessen wird erstmalig ermittelt, wie sich der regionale Strombedarf der jeweiligen Branche bei grundlegender Umstellung der branchenspezifischen Produktionsprozesse verändert. Weiterhin werden bei der Verortung des Stromverbrauchs der Industrie die Ergebnisse der VNB-Großstromverbraucherabfrage genutzt (siehe Abschnitt II B 3.2). Bei den Abfragen haben die Übertragungsnetzbetreiber sowie die Bundesnetzagentur bekannte Netzanschlussprojekte größer 10 MW ermittelt und den daraus resultierenden Strombedarf abgeleitet. Die Projekte wurden entsprechend validiert und werden bei der Regionalisierung des industriellen Strombedarfs je nach Realisierungsstand standortscharf berücksichtigt. Bei der Validierung der Abfrageergebnisse der Bundesnetzagentur wurden entsprechende Projekte mit einer hohen Realisierungsgeschwindigkeit in einer Größenordnung von rund 21 GW identifiziert.

### 3.3.5 Verkehr

Unter Elektrofahrzeugen werden im Szenariorahmen Annahmen zu E-PKW, Plug-in-Hybriden, leichten und schweren Nutzfahrzeugen, Oberleitungs-Hybrid-LKW, Schienenverkehr sowie Busverkehr zusammengefasst. Als E-PKW wird ein PKW unter 3,5 Tonnen Gewicht zur Nutzung im Individualverkehr mit batterieelektrischem Antrieb bezeichnet. Plug-in-Hybrid bezeichnet PKW, die sowohl elektrisch also auch konventionell mit Verbrennungsmotor fahren können. Leichte und schwere Nutzfahrzeuge bezeichnen batterieelektrische gewerbliche genutzte Nutzfahrzeuge. Oberleitungs-Hybrid-LKW bezeichnen LKW, die auf elektrifizierten Autobahnabschnitten mit Oberleitungen und Stromabnehmern elektrisch fahren können. Abseits der Autobahn verfügen diese Fahrzeuge über eine alternative Antriebsmöglichkeit bspw. durch eine

kleinere Batterie oder die Unterstützung durch einen Verbrennungsmotor. Schienenverkehr und Busverkehr bezeichnet den elektrifizierten öffentlichen Personennah- sowie Fernverkehr.

Mit Wasserstoff oder anderen strombasierten Kraftstoffen (E-Fuels) betriebene Fahrzeuge werden im Szenariorahmen nicht dediziert betrachtet. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es keine wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge in den Szenarien gibt. Da sie keine Auswirkungen auf die Modellierung des Strommarktes haben, werden sie im Szenariorahmen aber nicht ausgewiesen. Implizit liegen den Szenarien jedoch Annahmen zur Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor zugrunde, da die zukünftige Anzahl an Elektrofahrzeugen eng damit zusammenhängt, wie viel Fahrzeuge auf Basis von Wasserstoffprodukten angetrieben werden.

### **Verbrauchsentwicklung**

Die Annahmen zur Anzahl von Elektrofahrzeugen in den Szenarien werden analog zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber angenommen. In der Konsultation gab es Kritik an Anzahl an Elektrofahrzeugen aus der Perspektive, dass der Individualverkehr insgesamt mehr reduziert werden müsste, um die Klimaziele zu erreichen. Da sich die Annahmen des Szenariorahmens aber in der Bandbreite einer Vielzahl von Energiesystemstudien mit Fokus Klimaneutralität bewegen, sieht die Bundesnetzagentur keine Veranlassung die angenommenen Zahlen nach unten zu korrigieren.

Alle Szenarien gehen davon aus, dass sich im Bereich der PKW der direktelektrische Antrieb durchsetzt. Gleichzeitig wird von einer leichten Reduktion der zugelassenen PKW ausgegangen, sodass sich langfristig ein E-PKW Bestand zwischen 29 und 32 Mio. Fahrzeugen ergibt. Im Bereich der leichten Nutzfahrzeuge wird ebenfalls von einer überwiegenden Direktelektrifizierung ausgegangen, während sich die Annahmen zur Technologie bei schweren Nutzfahrzeugen je nach Szenario unterscheiden. So wird im Szenariopfad A davon ausgegangen, dass Wasserstoff oder Wasserstofffolgeprodukte zum Einsatz kommen, während in den beiden anderen Szenariopfaden Batterien bzw. Oberleitungen für die Direktelektrifizierung auch in diesem Segment sorgen.

Die Fahrleistungen der Fahrzeugkategorien werden ebenfalls aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber übernommen und befinden sich in der Bandbreite der Annahmen der bekannten klimaneutralen Langfristszenarien.

Bei den Verbräuchen der Elektrofahrzeuge bezieht sich die Bundesnetzagentur, anders als der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber auf die exakten Annahmen aus den Langfristszenarien 3 des BMWK (siehe Abschnitt II B 3.2). In den Langfristszenarien wurde bereits eine Szenariovariante mit geringerer Effizienz gerechnet (TN-RedEff), welche für die Annahmen in Szenariopfad C mit geringerer Effizienz übernommen werden kann. Weiterhin findet sich die im Szenariorahmen vorgenommene Kategorisierung der Elektrofahrzeuge in ähnlicher Form in den Langfristszenarien wieder, wodurch die Annahmen übernommen werden können. Dieses Vorgehen ermöglicht es, allen Szenarien die gleichen Annahmen zugrunde zu legen und dabei die Auswirkungen geringerer Effizienz auf den Verbrauch adäquat zu erfassen. Ladeverluste sind in den Verbrauchsannahmen bereits enthalten. Für Bus- und Schienenverkehr wurden keine dedizierten Angaben ausgewiesen und der Stromverbrauch wird pauschal angenommen. Die Annahmen für den Verbrauch von Plug-in-Hybriden unterscheiden sich stark vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, da nur der elektrische Verbrauch für den Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden muss und nicht der kombinierte Verbrauch inkl. Verbrenneranteil.

Annahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage von Elektrofahrzeugen finden sich in Abschnitt II B 3.3.9 unter „Haushaltsnahe Flexibilitäten“. Die angenommenen Verbräuche, Fahrleistungen und Anzahl angenommener Fahrzeuge können folgender Tabelle entnommen werden.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
<b>E-PKW</b>						
Anzahl [Mio.]	19,0	25,0	25,0	29,0	32,0	32,0
Verbrauch [kWh/100km]	17,3	17,3	18,7	16,7	16,7	18,2
Fahrleistung [km/a]	14000	14000	14000	14000	14000	14000
Verbrauch [TWh]	46,1	60,7	65,4	67,7	74,7	81,7
<b>Plug-in-Hybride</b>						
Anzahl [Mio.]	4,0	4,0	4,0	3,0	2,0	2,0
Verbrauch [kWh/100km]	16,8	16,8	18,1	16,2	16,2	17,7
Fahrleistung [km/a]	14000	14000	14000	14000	14000	14000
...davon rein elektrisch [km/a]	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Verbrauch [TWh]	4,7	4,7	5,1	3,4	2,3	2,5
<b>Leichte Nutzfahrzeuge</b>						
Anzahl [Mio.]	2,0	2,4	2,4	2,6	2,9	2,9
Verbrauch [kWh/100km]	31,6	31,6	33,4	30,7	30,7	33,0
Fahrleistung [km/a]	22000	22000	22000	22000	22000	22000
Verbrauch [TWh]	13,9	16,7	17,6	17,5	19,6	21,0
<b>Schwere Nutzfahrzeuge</b>						
Anzahl [Mio.]	0,15	0,2	0,2	0,15	0,2	0,2
Verbrauch [kWh/100km]	103,	103,9	109,7	101,4	101,4	108,8
Fahrleistung [km/a]	100000	100000	100000	100000	100000	100000
Verbrauch [TWh]	15,6	20,8	21,9	15,2	20,3	21,8
<b>Oberleitungs-Hybrid-LKW</b>						
Anzahl [Mio.]	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2
Verbrauch [kWh/100km]	137,3	137,3	145,0	134,1	134,1	143,9
Fahrleistung [km/a]	100000	100000	100000	100000	100000	100000
Verbrauch [TWh]	0,0	13,7	14,5	0,0	26,8	28,8
<b>Schienenverkehr</b>						
Verbrauch [TWh]	12,0	12,5	13,0	12,0	14,0	14,0
<b>Busverkehr</b>						
Verbrauch [TWh]	1,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>Gesamtverbrauch [TWh]</b>	<b>93,4</b>	<b>131,1</b>	<b>140,6</b>	<b>118,8</b>	<b>160,6</b>	<b>172,8</b>

Tabelle 6: Anzahl, Fahrleistungen und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien

### Regionalisierung

Die Regionalisierung der Verbräuche von Elektrofahrzeugen basiert im Grundsatz auf der bekannten Methodik aus dem vergangenen Netzentwicklungsprozess 2021-2035 und wird weiterhin als geeignet bewertet. Die Regionalisierung von E-PKW und Plug-in-Hybriden erfolgt gemeinsam nach den folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, PV-Leistung von Aufdachanlagen, durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Daraus wird, mit unterschiedlicher Gewichtung der Faktoren je nach Marktdurchdringung der Elektromobilität, die regionale Entwicklung des Fahrzeugbestands bestimmt. Für das Ladeverhalten dieser Fahrzeuge wird angenommen, dass 70 % der Ladevorgänge durch Laden am Wohnort oder Arbeitsplatz und 30 % an Schnellladepunkten entlang der Autobahn erfolgt. Die Lastgangmodellierung erfolgt anschließend unter Berücksichtigung von Regionstypen (urban, ländlich) sowie Zeiteffekten (Wochenverlauf, Feiertage etc.).

Die Regionalisierung von Nutzfahrzeugen erfolgt anhand der Verkehrserhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“. Zuerst werden relevante Wirtschaftszweige identifiziert, in denen eine Elektrifizierung der Nutzfahrzeuge wahrscheinlich ist. Anschließend werden die landkreisscharfen Beschäftigungszahlen des jeweiligen Wirtschaftszweiges unter Annahme einer gleichmäßigen Verteilung der Fahrzeuge auf die Beschäftigten als Grundlage für die Modellierung des landkreisscharfen Verbrauchs genutzt.

Die regionale Verteilung des Stromverbrauchs von Oberleitungs-Hybrid-LKW wird unter Berücksichtigung des spezifischen Verbrauches und den Verkehrszählenden der Bundesanstalt für Straßenwesen auf die einzelnen Landkreise regionalisiert.

#### 3.3.6 Elektrolyse

Wasserstoff wird heute überwiegend als Grundstoff in der chemischen Industrie genutzt und mittels einer Dampfreformation aus Erdgas gewonnen, wobei CO<sub>2</sub> freigesetzt wird. Zukünftig soll Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser und grünem Strom CO<sub>2</sub>-frei hergestellt werden. Neben der stofflichen Nutzung, wird dieser grüne Wasserstoff in einer klimaneutralen Zukunft in vielen Industriebereichen benötigt. Darüber hinaus erscheint ein Einsatz im Verkehrssektor, insbesondere im Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehr aus heutiger Sicht naheliegend. Dabei könnte teilweise auch auf sogenannten Folgeprodukte wie synthetische Kraftstoffe zurückgegriffen werden. In welchem Umfang Wasserstoff in diesen Bereichen zum Einsatz kommt und ob Wasserstoff auch in weiteren Bereichen genutzt wird, ist aus heutiger Sicht noch unsicher. Beides wird sowohl von der technologischen Entwicklung als auch von der Verfügbarkeit und den Kosten von grünem Wasserstoff abhängen. Eine umfassende Analyse und Bewertung dieser Fragen kann im Szenariorahmen nicht stattfinden. Derartige Fragen könnten beispielsweise in einer Systementwicklungsstrategie untersucht werden. Im Szenariorahmen wird stattdessen versucht, eine wahrscheinliche Bandbreite von Wasserstoffnachfrage und -erzeugung auf Basis bestehender Studien und aktueller Entwicklungen vor dem Hintergrund einer robusten Stromnetzplanung zugrunde zu legen.

Die sogenannten „Big 5“-Gesamtsystemstudien (siehe Abschnitt II B 3.2) gehen, je nach Szenario, etwa von einer Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Folgeprodukten zwischen 250 und 650 TWh aus. In Relation dazu gibt es heute praktisch kaum signifikante Erzeugung von grünem Wasserstoff. Es kann deshalb in jedem Fall davon ausgegangen werden, dass ein enormer Hochlauf der Elektrolyseleistung erforderlich sein wird. Wie viel Wasserstoff in Deutschland produziert und wie viel importiert wird, ist zudem mit hoher Unsicherheit belegt. Die meisten Gesamtsystemstudien gehen von einem überwiegenden Import des benötigten Wasserstoffs aus, während beispielsweise einzelne Szenarien aus dem „Ariadne Projekt“ etwas

mehr heimische Produktion als Import unterstellen. Die Übertragungsnetzbetreiber schätzen im Entwurf des Szenariorahmens eine Importquote zwischen 65 und 80% ab. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Bestrebungen einer größeren Unabhängigkeit von Rohstoffimporten, könnte diese Tendenz zur Importabhängigkeit allerdings neu bewertet werden. Gleichwohl ist nicht davon auszugehen, dass eine autarke Wasserstoffversorgung angestrebt wird. Die Bundesnetzagentur geht für die Erstellung der Szenarien deshalb davon aus, dass weder eine extreme Abhängigkeit von Wasserstoffimporten besteht, noch eine nahezu autarke Versorgung stattfindet. Stattdessen wird davon ausgegangen, dass in den Szenarien knapp die Hälfte des Wasserstoffbedarfs heimisch produziert wird und somit über die Hälfte des Wasserstoffs importiert wird.

Für die Modellierungen im Netzentwicklungsplan müssen konkrete Annahmen zur standortscharfen elektrischen Leistung der Elektrolyseure und zu deren Einsatzverhalten getroffen werden.

### **Verbrauchsentwicklung**

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen im Entwurf des Szenariorahmens eine Leistung zwischen 16 und 20 GW im Jahr 2037 bzw. von 36 bis 40 GW im Jahr 2045 an. Die Bundesnetzagentur geht aus den oben ausgeführten Erwägungen in allen Szenarien von einer höheren Leistung aus.

Szenariopfad A zeichnet sich durch die höchste Nachfrage nach Wasserstoff aus. Während die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens gerade in diesem Szenariopfad eine sehr hohe Importquote und damit eine geringe Elektrolyseleistung ansetzen, geht die Bundesnetzagentur hier mit langfristig 80 GW von einer relativ hohen Elektrolyseleistung aus. Diese Annahme liegt auch darin begründet, dass keine Restriktionen im Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt werden, sondern ein Ausbau entsprechend dem Pfad der laufenden EEG-Novelle angenommen wird. Durch das höhere Angebot an erneuerbaren Energien ist auch eine höhere Elektrolyseleistung wirtschaftlich realistisch darstellbar.

Im Szenariopfad B ist die Nachfrage nach Wasserstoff durch die stärkere Elektrifizierung und die hohe Effizienz am geringsten. Folglich wird in diesem Szenariopfad auch mit langfristig 50 GW die geringste Elektrolyseleistung angenommen. Gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ist dieser Wert dennoch etwas höher, da von einer niedrigeren Importquote ausgegangen wird.

Im Szenariopfad C ist aufgrund der geringeren Effizienz von einem höheren Wasserstoffbedarf als im Szenariopfad B auszugehen. Gleichzeitig steigt die Energieproduktion der erneuerbaren Energien nicht im gleichen Maß wie die Nachfrage an, was einem starken Anstieg der Elektrolyseleistung entgegensteht. Es wird deshalb im Szenario C 2045 eine Elektrolyseleistung in Höhe von 55 GW unterstellt. Mutmaßlich muss dadurch in diesem Szenariopfad von einer höheren Importquote als im Szenariopfad B ausgegangen werden.

Die Elektrolyseleistungen für das Jahr 2037 werden ausgehend von den langfristigen Werten des Jahres 2045 ermittelt. Dabei wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2037 etwa die Hälfte der langfristig benötigten Elektrolyseleistung in Betrieb ist. Dies unterstellt einen progressiven Anstieg der Leistung im Zeitverlauf und setzt einen starken Elektrolysehochlauf voraus. Das Ergebnis ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Elektrolyseleistung [GW]	Szenariopfad A	Szenariopfad B	Szenariopfad C
2037	40,0	26,0	28,0
2045	80,0	50,0	55,0

Tabelle 7: Elektrolyseleistung in den Szenarien

Kurzfristig ist davon auszugehen, dass viele Elektrolyseure von Industrieunternehmen errichtet und betrieben werden, um den eigenen Bedarf an grünem Wasserstoff zu decken. Solange keine alternativen Bezugsquellen oder ein Speicher für Wasserstoff vorhanden sind, richtet sich die Betriebsweise dieser Elektrolyseure unter anderem nach dem Wasserstoffbedarf. Dabei ist in viele Fällen von hohen Volllaststunden auszugehen.

Sobald ein großflächiges Wasserstoffnetz entsteht, verbessern sich die Möglichkeiten des überregionalen Handels und der Speicherung von Wasserstoff signifikant. Dann können sich Elektrolyseure einerseits in großer räumlicher Entfernung von den Wasserstoffnachfragern ansiedeln und andererseits ihr Einsatzverhalten wirtschaftlich optimieren. Viele Gesamtsystemstudien (siehe Abschnitt II B 3.2) gehen deshalb davon aus, dass das Einsatzverhalten von Elektrolyseuren sich langfristig am Strompreis orientiert. Sie werden vor allem dann eingesetzt, wenn durch ein hohes Angebot an erneuerbaren Energien der Strompreis niedrig ist. Dadurch ist von sinkenden Volllaststunden auszugehen, da nur bei niedrigen Strompreisen Wasserstoff produziert wird.

In der Genehmigung des Szenariorahmen 2023-2037/2045 wird in allen Szenarien von der Existenz eines Wasserstoffnetzes ausgegangen. Auch wenn es in der realen Entwicklung dazu kommen kann, dass einzelne Elektrolyseure und Nachfrager nicht an ein solches Netz angeschlossen sind, ist eine Differenzierung aus heutiger Sicht nicht möglich. Die Bundesnetzagentur geht deshalb davon aus, dass alle Elektrolyseure in allen Szenarien flexibel und marktorientiert eingesetzt werden. Das tatsächliche Einsatzverhalten der Elektrolyseure ergibt sich dann in der Modellierung des Strommarktes. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für diese Anlagen im Entwurf des Szenariorahmen 2000 Volllaststunden im Jahr 2037 und 3000 Volllaststunden im Jahr 2045 abgeschätzt. Die Bundesnetzagentur geht aufgrund der deutlich höheren Ausbauzahlen für erneuerbare Energien im Jahr 2037 bereits in 2037 von 3000 Volllaststunden aus. Diese Angabe ist nicht als feste Vorgabe, sondern als Richtwert für die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber zu verstehen. Bei der Wahl der Modellierungsparameter sollte versucht werden, diesen Wert bestmöglich zu treffen. Abweichungen davon können sich im Rahmen der Marktmodellierung jedoch einstellen.

Der Stromverbrauch ergibt sich überschlägig aus der Elektrolyseleistung und den abgeschätzten Volllaststunden. Zur Einordnung der getroffenen Annahmen zeigt die folgende Grafik den Stromverbrauch im Jahr 2045 im Vergleich zu den in Abschnitt II B 3.2 genannten Studien.

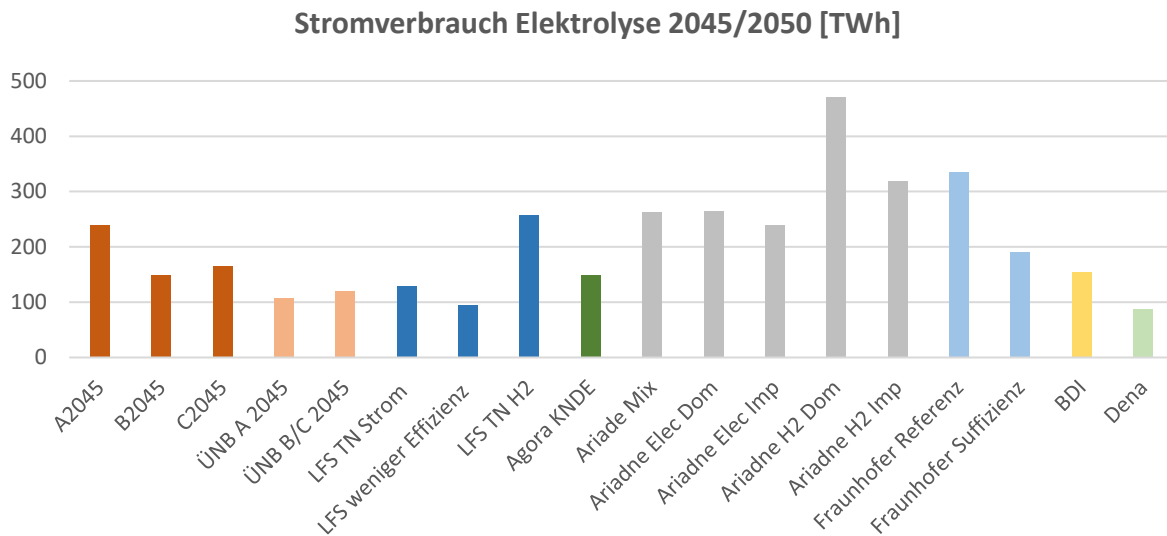


Abbildung 5: Vergleich Stromverbrauch von Elektrolyseuren 2045/2050 mit Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannten Studien

### Regionalisierung

Bei der Regionalisierung der Elektrolyseure wird die vorgeschlagene Methodik der Übertragungsnetzbetreiber als grundsätzlich geeignet angesehen. Dabei handelt es sich um ein zweistufiges Verfahren:

In einem ersten Schritt werden bereits heute absehbare Projekte identifiziert. Diese müssen in der Netzplanung standortscharf berücksichtigt werden. Es handelt sich dabei einerseits um Projekte, die im Rahmen der Großstromverbraucherabfrage als wahrscheinlich identifiziert wurden (siehe Abschnitt II B 3.2) und andererseits um Projekte die als sogenannte „Important Projects of Common European Interest“ kurz „IPCEI“ gefördert werden. In der Summe ergeben sich rund 12 GW Elektrolyseleistung, die in diesem Schritt identifiziert werden.

In einem zweiten Schritt wird die noch auftretende Differenz zwischen der genehmigten und der im ersten Schritt identifizierten Elektrolyseleistungen netzdienlich verortet. Konkret werden die Elektrolyseure dabei an Standorten platziert, an denen sie keine zusätzlichen Engpässe im Stromnetz verursachen. Dabei handelt es sich mutmaßlich um Regionen mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland. Hierbei wird die Abstimmung mit den Gas Fernleitungsnetzbetreibern ausdrücklich begrüßt, da neben stromseitigen Engpässen auch Restriktionen in einem zukünftigen Wasserstoffnetz relevant sein können.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen zwar im Entwurf des Szenariorahmen darauf hin, dass aktuell keine entsprechenden politischen oder regulatorischen Signale für eine netz- oder systemdienliche Allokation existieren würden. Falls Elektrolyseure in der Realität an netztechnisch ungünstigen Standorten entstehen, drohe dadurch die Gefahr, dass weiterer Netzausbau erforderlich sei. Auch wenn die Bundesnetzagentur diese Einschätzung grundsätzlich teilt, wird der gewählte Ansatz dennoch als sachgerecht angesehen. Insbesondere weil die zukünftigen Standorte heute noch nicht absehbar sind, kann für diese Anlagen zum jetzigen Zeitpunkt noch kein Netz geplant werden. Um eine Fehlplanung des Stromnetzes zu vermeiden, sollte zunächst von einer netzverträglichen Verortung ausgegangen werden.

### 3.3.7 Direct Air Capture

In einigen Bereichen wird es auch in Zukunft absehbar zu sogenannten „unvermeidbaren“ Treibhausgasemissionen kommen. Dabei kann unterschieden werden, ob eine Abscheidung und Speicherung der entstehenden Treibhausgase möglich ist, wie bei vielen Industrieprozessen, oder nicht. Letzteres betrifft insbesondere die Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Bereich durch Tierhaltung und Düngung. Diese Emissionen müssen, sofern sie zukünftig weiter anfallen, zwangsläufig durch sogenannten „negative“ Emissionen an anderer Stelle kompensiert werden um Klimaneutralität zu erreichen. Aus heutiger Sicht ist nicht absehbar, in welcher Höhe diese negativen Emissionen notwendig sind. So könnte beispielsweise eine Reduktion des Fleischkonsums die anfallenden unvermeidbaren Treibhausgasmissionen signifikant verringern.

Es ist außerdem nicht absehbar, wie genau die noch benötigten negativen Emissionen erreicht werden. So kann durch „natürliche Senken“, beispielsweise durch Wälder oder Landnutzungsänderungen, CO<sub>2</sub> auf natürliche Weise langfristig gebunden werden. Alternativ kann durch sogenannte „technische Senken“ CO<sub>2</sub> aus der Luft entnommen und langfristig gespeichert werden. Ein Weg ist die Nutzung von Bioenergie in Verbindung mit CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS): Durch den Anbau von Biomasse wird CO<sub>2</sub> aus der Luft kurzfristig gebunden. Wird bei der Verbrennung der Biomasse das wieder freiwerdende CO<sub>2</sub> abgeschieden und gespeichert, entstehen bilanziell negative Emissionen. Denkbar wäre dazu beispielsweise CCS an Abfallkraftwerken mit biogenem Abfallanteil von 50 %. Ein anderer Weg ist die Abscheidung von CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft („Direct Air Capture“, DAC). Da die dafür notwendigen Anlagen Strom verbrauchen, sind sie grundsätzlich für den Szenariorahmen relevant.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für diese Anlagen im Entwurf des Szenariorahmens einen Stromverbrauch von 21 TWh für das Jahr 2045, unter Verweis auf die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Agora, angenommen. Insgesamt ist die Studienlage in diesem Punkt allerdings nicht eindeutig. Es unterscheidet sich sowohl die Höhe der notwendigen negativen Emissionen als auch der Anteil der davon durch DAC-Anlagen beigesteuert wird. Zudem ist aktuell nicht absehbar, wo etwaige DAC-Anlagen gebaut werden würden und wie das Einsatzverhalten zu modellieren wäre. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt aufgrund dieser Unsicherheiten keine DAC-Anlagen im Szenariorahmen. Im genehmigten Stromverbrauch sind diese Anlagen deshalb für kein Szenario enthalten. Damit soll keine Bewertung über die Rolle von DAC-Anlagen im zukünftigen Energiesystem getroffen werden. Die zahlreichen Annahmen die hier notwendig wären, können schlicht nicht mit hinreichender Sicherheit getroffen werden. Eine Berücksichtigung im Szenariorahmen und damit bei der Planung des Stromnetzes erscheint vor diesem Hintergrund zum aktuellen Zeitpunkt nicht sinnvoll.

### 3.3.8 Netzverluste

Zusätzlich zum Nettostromverbrauch muss für die Modellierungen eine Annahme zu den Netzverlusten im Verteilernetz getroffen werden. Aus der Perspektive des Übertragungsnetzes verhalten sich die unterlagerten Verteilernetze wie ein Verbraucher bzw. Erzeuger. Dabei ist es nicht relevant, ob die Nachfrage von einem Endverbraucher oder durch die Verluste des Verteilernetzes erzeugt wird. Für die Berechnung des Übertragungsnetzes müssen daher auch netzknotenscharf die Verteilernetzverluste berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in ihrem Entwurf zum Szenariorahmen gleichbleibende Verteilernetzverluste an. In der Konsultation haben mehrere Verteilernetzbetreiber darauf hingewiesen, dass grundsätzlich von signifikant steigenden Verlusten auszugehen sei, da dort viel zusätzliche Last und Erzeugung angeschlossen wird, wodurch der Transportbedarf und damit die Verluste ansteigen. Die Bundesnetzagentur folgt



dieser Auffassung und geht von steigenden Verteilernetzverlusten aus. Es ist dabei schwer zu quantifizieren, auf welches Niveau die Verluste langfristig ansteigen werden. Dies sollte aber nicht dazu führen, dass die absehbare Steigerung der Verteilernetzverluste ausgeblendet wird. Es wird deshalb hilfsweise von einer Verdopplung gegenüber 2018, dem Referenzjahr im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, ausgegangen.

Die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz sind für die Modellierung hingegen keine feste Eingangsgröße, da sie – anders als die Verluste im Verteilernetz – eine Folge des Energietransports über das Übertragungsnetz sind. Anders ausgedrückt ergeben sich die genauen Verluste im Übertragungsnetz erst aus den im Anschluss an die Marktmodellierung folgenden Netzberechnungen auf Übertragungsnetzebene. Sie sind somit keine im Szenariorahmen genehmigte Eingangsgröße, sondern ein Ergebnis der Netzberechnungen auf Übertragungsnetzebene. Gleichwohl muss, wie von den Übertragungsnetzbetreibern in der Anhörung angemerkt, eine Abschätzung dieser Verluste vor der Marktmodellierung erfolgen.

Ähnlich verhält es sich mit Speichern, die am Markt agieren. Die genauen Einsatzzeiten ergeben sich erst im Rahmen der Marktsimulation. Gleiches gilt für den Kraftwerkseigenverbrauch. Dieser ist abhängig von der Höhe der Volllaststunden der Kraftwerke, die sich ebenfalls erst im Rahmen der Marktsimulation ergeben.

Für die Abschätzung des Bruttostromverbrauchs werden Übertragungsnetzverluste, Speicherverluste und Kraftwerkseigenverbrauch allerdings benötigt. Hierfür werden die Annahmen aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber als geeignet angesehen und übernommen.

### **3.3.9 Flexibilisierung der Nachfrage**

Durch die zunehmende Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem Wegfall von konventioneller Kraftwerksleistung werden Flexibilitäten immer wichtiger, um das Stromnetz stabil zu halten. Grundsätzlich kann Flexibilität durch unterschiedlichste Marktakteure erbracht werden. Dazu zählen auch die folgenden Flexibilitätsoptionen, deren Einsatzverhalten jeweils im dazugehörigen Abschnitt betrachtet wird: Großbatteriespeicher und PV-Batteriespeicher (vgl. Abschnitt II B 3.6), Elektrolyseure (II B 3.3.6) und Pumpspeicher (II B 3.5).

In diesem Abschnitt werden mit haushaltsnahen Flexibilitäten und dem gezielten Lastmanagement in der Industrie und GHD weitere Flexibilitätsoptionen behandelt.

#### **Haushaltsnahe Flexibilitäten**

Unter Haushaltsnahe Flexibilitätsoptionen werden der Einsatz von Wärmepumpen und das Ladeverhalten von E-Fahrzeugen gefasst. Im Netzentwicklungsprozess 2021-2035 wurde erstmalig die Flexibilität haushaltsnaher Stromverbraucher genutzt, um die Spitzen des gesamten Stromverbrauchs (neue und konventionelle Stromverbraucher) zu glätten. Der Grad an „Netzorientierung“, im Hinblick auf die Betriebsweise der Anwendungen, wurde über die Szenarien variiert. Ein hoher Grad an Netzorientierung bedeutete eine stärkere Verschiebung von Lastspitzen in Hochlastphasen, hin zu weniger lastintensiven Phasen. Durch diesen netzorientierten Ansatz sollte ein Ausbau in unterlagerten Netzen begrenzt werden (Verteilernetzorientiert). Im Vergleich zu einem marktorientierten Einsatz werden jedoch beim netzorientierten Einsatz, die erneuerbaren Energien nicht optimal integriert. Bei einem rein marktorientierten Einsatz hingegen kann der flexible Verbrauch in Situationen mit hohem Angebot aus erneuerbaren Energien erfolgen. Inzwischen gehen viele einschlägige Systemstudien davon aus, dass Flexibilität eine wichtige Rolle in einem klimaneutralen Energiesystem hat. So geht z.B. die Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“

von einem strommarktorientierten Verhalten von PV-Heimspeichern, E-Fahrzeugen oder Wärmepumpen aus (vgl. S. 56 KNDE-Studie).

Während die Übertragungsnetzbetreiber in Ihrem Entwurf sowohl den netzorientierten Einsatz (A 2037, A 2045 und B 2037), als auch den marktorientierten Einsatz (C 2037 und B/C 2045) berücksichtigen, geht die Bundesnetzagentur in allen Szenarien von einem marktorientierten Einsatz der haushaltsnahen Stromverbraucher aus, sodass eine Abhängigkeit vom Strombörsenpreis abgebildet wird. Dies kann im Vergleich zur netzorientierten Betriebsweise zu einer besseren EE-Integration führen, indem durch niedrige Strompreise beispielsweise Anreize entstehen, zu Zeiten eines sehr hohen Angebots an erneuerbaren Energien besonders viel Strom zu verbrauchen. Der marktorientierte Ansatz ist deshalb insbesondere bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien naheliegend. Aufgrund des starken Zubaus von erneuerbaren Energien in allen Szenarien hält die Bundesnetzagentur diesen Ansatz auch in allen Szenarien für sachgerecht. Allerdings kann dieser Ansatz, im Gegensatz zum netzorientierten Ansatz, zu einer höheren Belastung der Stromnetze führen. Dies gilt zwar insbesondere für Verteilernetze, die nicht Gegenstand der Betrachtung des Netzentwicklungsplans sind, kann aber stellenweise auch einen Einfluss auf die Stromübertragungsnetze haben. Gleichwohl hält die Bundesnetzagentur es für sachgerecht, von einem marktorientierten Einsatzverhalten auszugehen.

Die Quote der Einheiten, die für den marktorientierten Einsatz erschlossen sind, variiert dabei je nach Szenario und Zieljahr leicht. So wird im Szenariopfad A der geringste prozentuale Anteil an marktorientierten Einheiten angenommen. Hier ist durch den erhöhten Wasserstoffeinsatz und die inländischen Elektrolyseure eine gewisse Flexibilität vorhanden ist, sodass sowohl die Notwendigkeit als auch die Wirtschaftlichkeit der Marktorientierung mutmaßlich geringer ist. Im Szenariopfad B wird hingegen auf Grund des hohen Einsatzes von Direktelektrifizierung zur Dekarbonisierung eine große Flexibilität benötigt und eine zügige Erschließung unterstellt. Entsprechend wird hier eine vollständige Flexibilisierung aller Einheiten angenommen. Im Szenariopfad C ist die Notwendigkeit zwar ebenfalls grundsätzlich gegeben, die Erschließung erfolgt jedoch langsamer, da die Durchdringung der notwendigen Technik weniger schnell voranschreitet. Dies ist im Einklang mit der in Szenariopfad C angenommenen geringeren Effizienz und langsameren Modernisierung.

Jahr	Szenariopfad A	Szenariopfad B	Szenariopfad C
2037	50 %	100 %	75 %
2045	75 %	100 %	100%

Tabelle 8: Anteil der marktorientierten Einheiten

### Industrie und GHD

In den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung erfolgt die Flexibilisierung der Stromnachfrage über das Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM). DSM beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden oder die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen durch z.B. Anreizzahlungen oder zeitlich variable Tarife. Durch DSM kann der Stromkunde seine Bezugskosten reduzieren. Aus Sicht des Gesamtsystems führt DSM dazu, dass Lastspitzen vermieden werden und die erneuerbaren Energien besser integriert werden können.

Üblicherweise unterscheidet man beim Lastmanagement zwischen Lastabschaltung, Lastverlagerung und dem Wechsel auf Eigenerzeugung, wobei der Wechsel auf Eigenerzeugung im weiteren Verlauf nicht berücksichtigt wird, da er von der Verfügbarkeit entsprechender Anlagen abhängt.

Bei der Lastabschaltung wird der Stromverbrauch reduziert und der Bezug nicht auf einen anderen Zeitpunkt verlagert. Es handelt sich hierbei nicht um einen Lastabwurf in einer Notsituation, sondern um ein vertraglich geregeltes Instrument zur Laststeuerung, das sowohl zur Entlastung der Stromlieferanten als auch zur Entlastung des Netzes eingesetzt werden kann.

Bei der Lastverlagerung wird die Last auf einen anderen Zeitpunkt verschoben. Der Stromverbrauch bleibt gleich, die Lasten werden durch dieses Instrument geglättet. Auch hier kann die Flexibilität genutzt werden, um sich an die unterschiedliche Stromproduktion und das daraus resultierende unterschiedliche Preisniveau anzupassen oder um Netzkosten oder Netzentgelte einzusparen.

Bis zum Jahr 2045 gewinnen insbesondere Querschnittstechnologien (Prozesskälte, Klima, Beleuchtung, Wärme etc.) und GHD an Bedeutung und bieten das größte Potenzial. Es wird zwar in einigen Studien auch ein gewisses Potenzial im klassischen Haushaltsbereich genannt, dieses ist aber auf Grund erheblicher Eingriffe in die private Lebensführung (z.B. Wäsche waschen/trocknen in der Nacht, Verlagerung von elektronischen Freizeitaktivitäten in die Nacht) kaum zu heben. Daher besteht ein nahezu studienweiter Konsens, dass Lastmanagement primär im industriellen und teilweise auch im gewerblichen Bereich realisiert werden wird. In den Studien Klimaneutrales Deutschland 2045 (Agora), Klimapfade für Deutschland (Bundesverband der Deutschen Industrie) oder der dena-Leitstudie wird für Lastmanagement eine Bandbreite von 4 bis maximal 8 GW angenommen.

Zur Ermittlung der Potenziale haben die Übertragungsnetzbetreiber sich an der Studie der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH und Guidehouse (Regionale Lastmanagementpotenziale 2021) orientiert. Die Bundesnetzagentur genehmigt dieses Vorgehen als sachgerecht. Im Folgenden wird das Vorgehen aus der Studie „Regionale Lastmanagementpotenziale 2021“ kurz beschrieben:

Abgeleitet aus den Kennzahlen der jeweiligen Szenarien werden basierend auf den Produktionsmengen die Potenziale der Industrie ermittelt. Wichtige Größen für die Berechnung der Lastmanagementpotenziale klassischer Stromanwendungen sind dabei der produktionsmengenspezifische Stromverbrauch, die maximale installierte Leistung und der davon flexibilisierbare Anteil, die maximale Abruf- und Verschiebedauer und die Kosten.

Bei den industriellen Querschnittstechnologien hingegen liegen keine Abhängigkeiten zu den Produktionsmengen vor. Es wird szenarienunabhängig eine Effizienzsteigerung von 0,8 % pro Jahr und ein mittleres jährliches Wirtschaftswachstum von 1,3 % angenommen. Der Bereich „Raumwärme und Warmwasserbereitstellung“ bildet an dieser Stelle eine Ausnahme, hier wird das Elektrifizierungspotenzial für Wärmepumpen basierend auf der derzeit fossilen Raumwärmebereitstellung bis 2045 linear skaliert und die Warmwasserbereitstellung in Abhängigkeit der Entwicklung des Industriestromverbrauchs fortgeschrieben.

Anders verhält es sich bei den Technologien im GHD-Sektor. Diese sind bis 2045 maßgeblich von der Bevölkerungsentwicklung abhängig und daher tendenziell rückläufig. Lediglich bei den Rechenzentren wird auf Grund der verstärkten Digitalisierung ein deutlicher Zuwachs des Stromverbrauchs/ installierten Leistung erwartet.

Auf dieser Grundlage wird für jede Technologie das Flexibilitätspotenzial für die Lastreduktion und die Lastverschiebung ermittelt. Diese Potenziale werden jedoch nicht zwangsläufig gehoben, sondern es wird auf Basis von Erschließungsraten das Potenzial ermittelt, welches dem Strommarkt effektiv zur Verfügung steht.

Die räumliche Verteilung der DSM-Potenziale erfolgt auf Basis der Stromverbräuche in den Sektoren Industrie und GHD auf Landkreisebene.

Tabelle 9 stellt die DSM-Potenziale, die von den Übertragungsnetzbetreibern für den Entwurf des Szenariorahmens ermittelt wurden, dar. Diese werden grundsätzlich in der Genehmigung übernommen. Abweichungen davon sind aber insoweit möglich, dass einige zugrundeliegende Annahmen in der Genehmigung des Szenariorahmens verändert wurden, was wiederum die DSM-Potenziale geringfügig beeinflussen kann.

Potenzial [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Industrie	2,5	4,1	4,1	5,3	6,7	6,7
GHD	2,5	3,1	3,1	3,6	5,3	5,3

Tabelle 9: Angenommene DSM-Potenziale

### 3.3.10 Zusammenfassung und Bruttostromverbrauch

Die in diesem Abschnitt ausgeführte sektorale Verbrauchsentwicklung ist in Tabelle 10 zusammengefasst. Dabei handelt es sich in allen Sektoren um einen flexiblen Verbrauch. So orientiert sich der Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos, Elektrolyseuren und Großwärmepumpen am Strompreis. Im Bereich der Industrie und GHD wird eine Flexibilisierung durch DSM unterstellt. Somit ist zwar die Jahressumme des Stromverbrauchs vorgegeben, zeitlich können sich viele Stromverbraucher aber an die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien anpassen.

[TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
<b>Haushalte</b>	<b>156,9</b>	<b>156,9</b>	<b>183,2</b>	<b>143,4</b>	<b>143,4</b>	<b>185,7</b>
davon Geräte	104,0	104,0	114,3	90,4	90,4	114,3
davon Wärmepumpen	52,9	52,9	68,9	53,0	53,0	71,4
<b>GHD</b>	<b>168,0</b>	<b>168,0</b>	<b>185,9</b>	<b>161,5</b>	<b>161,5</b>	<b>186,3</b>
davon Rechenzentren	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
davon Wärmepumpen	14,9	14,9	19,3	14,6	14,6	19,7
davon Geräte	103,1	103,1	116,6	96,9	96,9	116,6
<b>Industrie</b>	<b>267,5</b>	<b>334,0</b>	<b>352,0</b>	<b>310,5</b>	<b>382,9</b>	<b>469,0</b>
<b>Verkehr</b>	<b>93,4</b>	<b>131,1</b>	<b>140,6</b>	<b>118,8</b>	<b>160,6</b>	<b>172,8</b>
<b>Elektrolyse</b>	<b>120,0</b>	<b>78,0</b>	<b>84,0</b>	<b>240,0</b>	<b>150,0</b>	<b>165,0</b>
<b>Fernwärmeerzeugung</b>	<b>22,2</b>	<b>22,6</b>	<b>36,7</b>	<b>24,6</b>	<b>26,9</b>	<b>42,8</b>
davon Elektrodenheizer	4,0	8,0	8,0	5,5	11,0	11,0
davon Großwärmepumpen	18,2	14,6	28,7	19,1	15,9	31,8
<b>Nettostromverbrauch</b>	<b>828,0</b>	<b>890,6</b>	<b>982,4</b>	<b>998,8</b>	<b>1025,3</b>	<b>1221,6</b>
<b>Verteilernetzverluste</b>	<b>34,8</b>	<b>34,8</b>	<b>34,8</b>	<b>34,8</b>	<b>34,8</b>	<b>34,8</b>
<b>Übertragungsnetzverluste</b>	<b>30,0</b>	<b>30,0</b>	<b>30,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>
<b>Speicherverluste</b>	<b>3,7</b>	<b>3,8</b>	<b>4,1</b>	<b>4,7</b>	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>
<b>Kraftwerkseigenbedarf</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>898,5</b>	<b>961,2</b>	<b>1053,3</b>	<b>1079,3</b>	<b>1106,4</b>	<b>1302,7</b>

Tabelle 10: Zusammenfassung des Stromverbrauchs in den Szenarien

Aus dem Verbrauch in den einzelnen Sektoren ergibt sich in Summe der Nettostromverbrauch Dieser enthält keine Netz- und Speicherverluste und keinen Kraftwerkseigenbedarf. Die Verteilernetzverluste werden, anders als in vorherigen Szenariorahmen nicht mehr im Nettostromverbrauch inkludiert. Der Bruttostromverbrauch ergibt sich wiederum aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich der drei genannten Größen. Die folgende Tabelle stellt die genannten Größen zusammenfassend dar.

Dabei sind einige Größen zunächst abgeschätzt und können sich im Rahmen der Modellierung noch ändern. So werden für den Stromverbrauch der Elektrolyse nur die Leistungswerte für die Modellierung fest vorgegeben, während die Volllaststunden nur als Orientierung dienen. Da Elektrolyseure im Strommarktmodell flexibel eingesetzt werden, stellt sich die endgültige Zahl der Volllaststunden erst bei der Modellierung ein. Dadurch kann sich auch der Nettostromverbrauch noch geringfügig verändern. Bei Verteilernetzverlusten handelt es sich um eine fest vorgegebene Größe, die bei der Netzberechnung anzusetzen ist. Demgegenüber sind Übertragungsnetz- und Speicherverluste sowie der Kraftwerkseigenbedarf abhängig von der Markt- und Netzmodellierung. Bei der Angabe des Bruttostromverbrauchs handelt es sich daher nur um eine Abschätzung.

Zur besseren Einordnung zeigt die folgende Grafik den geschätzten Bruttostromverbrauch für das Jahr 2045 im Vergleich mit Werten aus einschlägigen Studien (siehe Abschnitt II B 3.2).

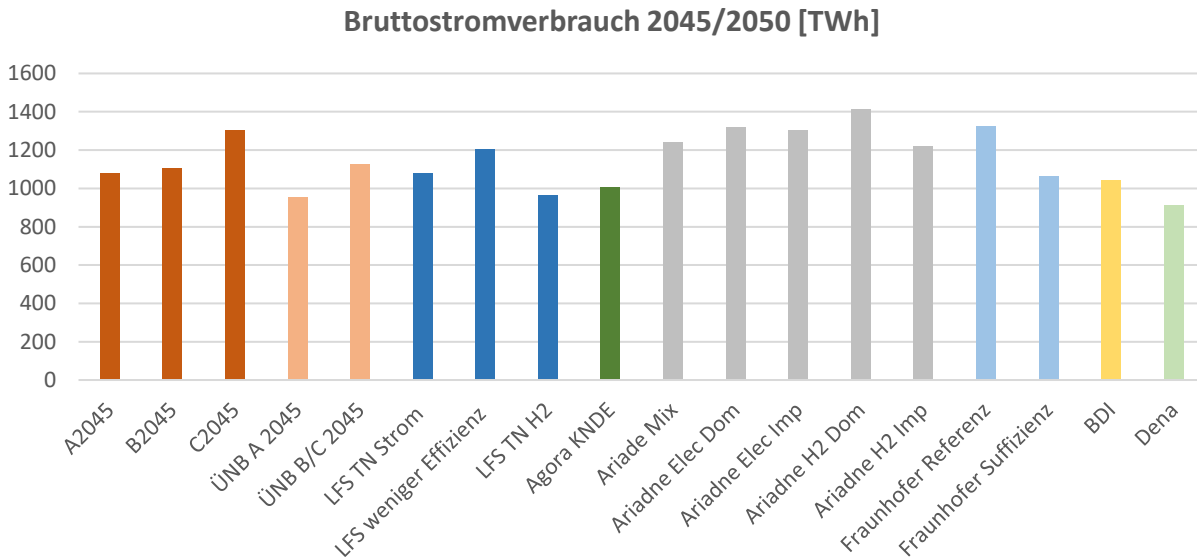


Abbildung 6: Bruttostromverbrauch in den Szenarien im Vergleich mit dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und Studien

Dabei zeigt sich, dass alle genehmigten Szenarien innerhalb der Bandbreite etablierter Gesamtsystemstudien liegen. Gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ist der Stromverbrauch im Szenario A 2045 angestiegen, was maßgeblich auf die höhere heimische Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse zurückzuführen ist. Im Szenario B 2045 liegt der Verbrauch aufgrund der guten Effizienz leicht unterhalb des Szenarios B/C 2045 der Übertragungsnetzbetreiber. Demgegenüber fällt der Verbrauch im Szenario C 2045 aufgrund der geringeren Effizienzannahmen deutlich höher aus.

### 3.4 Zubau erneuerbarer Energien

Als Grundlage der zukünftigen Stromerzeugung in einem klimaneutralen Energiesystem bilden die erneuerbaren Energien das Rückgrat der Energiewende. Diese Wichtigkeit der erneuerbaren Energien auf dem Weg zur Klimaneutralität in 2045 hat auch der Gesetzgeber erkannt und die Ausbauziele im Entwurf des EEG 2023 stark angehoben. Diese Ziele bilden damit die Grundlage der im Szenariorahmen betrachteten Szenarien. In den folgenden Abschnitten werden die Annahmen zu den einzelnen Energieträgern dargestellt und erläutert.

#### 3.4.1 Photovoltaik

Die Photovoltaik ist neben der Windenergie die zweite Säule der Stromerzeugung in einem klimaneutralen Energiesystem. Bei der installierten Leistung liegt die Photovoltaik bereits heute knapp vor der Windenergie an Land und dieser Abstand wird in Zukunft weiter zunehmen. Durch die hohe Leistung und vergleichsweise geringen und vom Sonnenstand abhängigen Volllaststunden von Photovoltaik ist die Integration in das Stromnetz eine Herausforderung. Im Szenariorahmen wird zwischen zwei Arten der Photovoltaik unterschieden: Aufdach- und Freiflächen-PV. Bei Aufdachanlagen ist eine starke Dynamik bereits heute zu beobachten, besonders im Zusammenhang mit der Installation von Kleinspeichern. Es kann angenommen werden, dass sich diese Entwicklung in Zukunft weiter dynamisiert. Neben privaten Hausdächern sind dabei auch gewerbliche Neubauten zu betrachten, auf denen laut Koalitionsvertrag zukünftig eine verpflichtende

Installation von PV erfolgen soll. Die im Vergleich zu privaten Hausdächern größere Fläche von Gewerbebauten lässt die Installation größerer Anlagen zu. Für private Hausdächer soll die Installation von Photovoltaik bei Neubauten die Regel werden, aber auch auf Bestandsbauten ist eine Nachrüstung in großem Maße zu erwarten.

Die in der Konsultation angesprochenen Potenziale für Fassadenphotovoltaik sind in Deutschland zwar vorhanden, die genaue zukünftige Nutzung ist allerdings aus Sicht der Bundesnetzagentur zu unsicher, um zum jetzigen Zeitpunkt bereits konkrete Annahmen zu treffen. Sollte sich zeigen, dass ein Teil der angenommenen PV-Leistung in Zukunft als Fassadenanlage installiert wird, ist der Einfluss aufgrund der gleichen Einspeisecharakteristik dieser Anlagen auf den Netzausbau voraussichtlich gering, sodass bei Konkretisierung eine Berücksichtigung in nachfolgenden Prozessen erfolgen kann.

Im Entwurf des EEG 2023 finden sich konkrete Ausbauziele für den Photovoltaikausbau, die als Grundlage der Annahmen in allen Szenarien dienen. Es wird angenommen, dass die Ziele des EEG 2023 in allen Szenarien erreicht werden. Für das Zieljahr 2037 gibt das EEG 2023 keine konkrete Vorgabe einer installierten Leistung. Mit den Zielen für das Jahr 2035 und 2040 ist jedoch auch für 2037 eine mögliche Bandbreite gegeben. Der konkrete Wert für 2037 wird dabei linear zwischen den Jahren interpoliert. Auch für das Zieljahr 2045 gibt es keine konkrete Zielvorgabe, jedoch wird im EEG 2023 für die Zeit nach 2040 von einer angestrebten Erhaltung der bis dahin installierten Leistung gesprochen. Konkret werden für 2035 309 GW und für 2040 400 GW im EEG vorgegeben. Die Szenariopfade A und B folgen exakt diesem Ausbaupfad. Im Szenariopfad C mit höherer installierter Leistung erneuerbarer Energien wird die Annahme getroffen, dass der Ausbau nach 2040 nicht stagniert, sondern mit gleichbleibender Geschwindigkeit fortgesetzt wird, sodass im Jahr 2045 eine Leistung von 445 GW angenommen wird.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene gleichmäßige Aufteilung zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen wird in der Genehmigung übernommen. Bei den angenommenen sehr hohen jährlichen Ausbaumengen spricht die einfachere Installation von Freiflächenanlagen dafür, dass deren prozentualer Anteil sich in Zukunft erhöhen wird.

### **Lebensdauer**

Im Entwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber keine Angaben zur angenommenen Lebensdauer vorgenommen. In der Genehmigung wird zur Ermittlung des Bruttozubaues für Photovoltaikanlagen eine durchschnittliche Lebensdauer von 25 Jahren angenommen. Dies stellt dabei nur die durchschnittliche Lebensdauer dar und folgt der Annahme, dass es sowohl Anlagen gibt, welche länger in Betrieb sind, als auch Anlagen, welche vorher außer Betrieb gehen. Diese Annahme dient nur zur Ermittlung des Bruttozubaues und hat keinen Einfluss auf die installierte Leistung im Zieljahr.

### **Volllaststunden**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens durchschnittliche Volllaststunden von 950 h/a vorgeschlagen. Dieser Wert erscheint der Bundesnetzagentur plausibel und im Einklang mit Studien und bisherigen Annahmen. Diese Abschätzung wird nur zur Abschätzung der Erzeugung bereits im Szenariorahmen genutzt. Nach erfolgter Regionalisierung wird die Erzeugung der Anlagen nach konkretem Standort und dem im Rahmen der Modellierungen genutzten Wetterjahr 2012 ermittelt. Die resultierenden Volllaststunden im NEP können daher geringfügig davon abweichen. Die Übertragungsnetzbetreiber werden

daher aufgefördert, die tatsächlichen Volllaststunden im Entwurf des Netzentwicklungsplans transparent darzustellen.

Insgesamt ergeben sich so die folgenden installierten Leistungen in den Szenarien:

<b>Photovoltaik</b>	<b>Szenario A 2037</b>	<b>Szenario B 2037</b>	<b>Szenario C 2037</b>	<b>Szenario A 2045</b>	<b>Szenario B 2045</b>	<b>Szenario C 2045</b>
Installierte Leistung [GW]	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Ø Bruttozubau p.a. [GW]	19,7	19,7	19,7	16,8	16,8	18,6
Ø Nettozubau p.a.[GW]	17,9	17,9	17,9	14,2	14,2	16,1
Volllaststunden [h/a]	950					
Ø Lebensdauer [a]	25					

Tabelle 11: Leistung, Volllaststunden und Lebensdauer Photovoltaik in den Szenarien

### Regionalisierung

Die hier festgelegten installierten Leistungen müssen für die Berechnungen im Netzmodell regionalisiert werden. Mit Regionalisierung bezeichnet man im Netzentwicklungsprozess das Aufteilen der Gesamtleistung auf konkrete Standorte in Deutschland und damit die Zuordnung der Einspeisung zu den passenden Netzknoten.

Die Methodik ändert sich dabei im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsprozess, da die Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) eine neue Methodik zur Regionalisierung entwickelt haben. Die Methodik erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich geeignet, die Regionalisierung für Photovoltaikanlagen im Netzentwicklungsplan darzustellen.

Im Rahmen der Regionalisierung wird zwischen Aufdach- und Freiflächen-PV-Anlagen unterschieden. Für die Freiflächen-PV erfolgt vor der konkreten Regionalisierung anhand einer Bestands- und Potenzialanalyse eine Allokation auf Bundeslandebene. Diese wird anhand folgender Daten je Bundesland durchgeführt: Kurzfriststützpunkt, Potenzialfläche und durchschnittliche Volllaststunden der PV-Anlage.

Der Kurzfriststützpunkt ergibt sich aus der bundeslandspezifischen Leistungsprognose für das Jahr 2026 aus der EEG-Mittelfristprognose. Die Potenzialflächen werden durch eine Analyse der vorhandenen Flächen ermittelt und diese Flächen werden mit dem erwarteten Ertrag bewertet, wobei das Bundesland mit dem höchsten durchschnittlichen Ertrag (Baden-Württemberg) doppelt so hoch bewertet wird, wie das Bundesland mit dem niedrigsten durchschnittlichen Ertrag (Niedersachsen). So kann eine wahrscheinlich höhere Wirtschaftlichkeit und damit wahrscheinlichere Erschließung an den Standorten abgebildet werden. Mit den daraus ermittelten Bundeslandwerten kann anschließend durch die Bestands- und Potenzialanalyse der regionalisierte Zubau ermittelt werden.

Der Anlagenbestand wird auf Grundlage des Marktstammdatenregisters postleitzahlenscharf ausgewertet. Zusammen mit bereits bekannten geplanten Anlagen fließen diese Daten in die weitere Modellierung des Zubaus ein.



Zur Ermittlung der grundsätzlich bebaubaren Potenzialflächen wird für Aufdachanlagen eine nutzbare Dachfläche anhand aller in Deutschland befindlichen Gebäude geschätzt.

Für Freiflächenanlagen findet eine umfangreichere Modellierung statt, bei der die verschiedenen Flächenkategorien als Potenzialfläche identifiziert werden. Diese Potenzialflächen werden durch Ausschlussfläche reduziert, dabei handelt es sich beispielsweise um Naturschutzgebiete oder Ortschaften inklusive einer Pufferfläche um die Ortschaften herum. Wenn alle Flächen ermittelt sind, werden die übrigbleibenden Potenzialflächen anhand ihrer zu erwartenden Volllaststunden gewichtet.

An die Flächenanalyse schließt sich die Zubaumodellierung an. Bei Aufdachanlagen wird dazu postleitzahlenscharf vorgegangen. Aus dem bisherigen Zubau in dem jeweiligen PLZ-Gebiet wird eine beschränkte Wachstumsfunktion abgeleitet. Diese verläuft bis zum Erreichen von 50 % des Potenzials linear und nähert sich anschließend asymptotisch an die Potenzialgrenze an. Bei Freiflächenanlagen wird in einem ersten Schritt aus einer Anlagenverteilung eine Flächengröße gezogen und anschließend eine gewichtete Potenzialfläche, auf welcher diese Anlage errichtet wird. Bei zu kleinen Flächen wird erneut gezogen, bei passenden Flächen wird die Fläche der Anlage abgezogen und der Rest wieder in die Ziehung aufgenommen bis alle im Bundesland zu errichtende Leistung verteilt ist.

### 3.4.2 Wind Onshore

Gemessen an der Energieerzeugung stellt die Onshore-Windenergie auch in Zukunft die wichtigste erneuerbare Erzeugungstechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität dar. Daher sind die Annahmen dazu von besonderer Bedeutung für den Netzentwicklungsprozess. Nach einem schnellen Ausbau bis zum Jahr 2017 ist der Ausbau von Windenergieanlagen in den folgenden Jahren stark eingebrochen. Im Vergleich zu Photovoltaikanlagen gibt es bei Windenergieanlagen immer noch Akzeptanz- und Flächenverfügbarkeitsprobleme sowie langwierige Genehmigungsprozesse, welche den Ausbau verzögern. Im Koalitionsvertrag beschrieben und mit dem Entwurf des EEG 2023 präzisiert wurde ein ambitionierter Ausbaupfad für Windenergieanlagen an Land, welcher voraussetzt, dass die bestehenden Probleme schnellstmöglich beseitigt werden und der Ausbau deutschlandweit, bereits kurzfristig, stark beschleunigt werden kann. Neben den idealen Windstandorten, vornehmlich im Norden Deutschlands, werden auch Standorte im Süden Deutschlands bebaut werden müssen, um die Ziele zu erreichen. Grundlage der Flächenverfügbarkeiten bildet dabei das mittlerweile im „Entwurf eines Gesetzes zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land“ konkretisierte 2-Prozent-Flächenziel, wonach zur Erreichung der EEG-Ausbauziele mindestens 2 Prozent der Bundesfläche für die Windenergie auszuweisen sind. Der Zielkonflikt zwischen einem klimaneutralen Energiesystem einerseits sowie Schutzabständen und Naturschutzaspekten andererseits muss für ein Gelingen der Energiewende gelöst werden und der Entwurf des Wind-an-Land-Gesetz kann als erster Schritt zur Lösung dieses Zielkonfliktes gesehen werden.

Im Entwurf des EEG 2023 finden sich konkrete Ausbauziele für den Ausbau von Wind Onshore, die als Grundlage der Annahmen in allen Szenarien dienen. Es wird angenommen, dass die Ziele des EEG 2023 in allen Szenarien erreicht werden. Für das Zieljahr 2037 gibt das EEG 2023 keine konkrete Vorgabe einer installierten Leistung. Mit den Zielen für das Jahr 2035 und 2040 ist jedoch auch für 2037 eine mögliche Bandbreite gegeben. Der konkrete Wert für 2037 wird dabei linear zwischen den Jahren interpoliert. Auch für das Zieljahr 2045 gibt es keine konkrete Zielvorgabe, jedoch wird im EEG 2023 für die Zeit nach 2040 von einer angestrebten Erhaltung der bis dahin installierten Leistung gesprochen. Konkret werden für 2035 150 GW und für 2040 160 GW im EEG vorgegeben. Die Szenariopfade A und B folgen exakt diesem Ausbaupfad. Im

Szenariopfad C mit höherer installierter Leistung erneuerbarer Energien wird die Annahme getroffen, dass der Ausbau nach 2040 nicht stagniert, sondern mit gleichbleibender Geschwindigkeit fortgesetzt wird, sodass im Jahr 2045 eine Leistung von über 180 GW angenommen wird.

### Lebensdauer

Im Entwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber keine Angaben zur angenommenen Lebensdauer vorgenommen. In der Genehmigung wird zur Ermittlung des Bruttozubaus für Wind Onshore eine durchschnittliche Lebensdauer von 22 Jahren angenommen. Dies stellt dabei nur die durchschnittliche Lebensdauer dar und folgt der Annahme, dass es sowohl Anlagen gibt, welche länger in Betrieb sind, als auch Anlagen, welche vorher außer Betrieb gehen. Diese Annahme dient nur zur Ermittlung des Bruttozubaus und hat keinen Einfluss auf die installierte Leistung im Zieljahr. In der Zubaumodellierung der Regionalisierung wird Repowering berücksichtigt und repoweringfähige Standorte werden bevorzugt bebaut.

### Volllaststunden

Für Wind Onshore wird aufgrund der weiter steigenden durchschnittlichen Nabenhöhen und den Möglichkeiten, durch Schwachwindanlagen auch an vergleichsweise schlechteren Standorten hohe Volllaststunden zu erzielen, von einem Anstieg der Volllaststunden ausgegangen. Dabei wird die Höhe der Volllaststunden und Aufteilung zwischen den Zieljahren 2037 und 2045 vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur sind diese Annahmen zwar ambitioniert, bilden aber auch im Studienvergleich eine Bandbreite der möglichen Entwicklung ab. Auch in der Konsultation wurde diese Einschätzung zum Großteil bestätigt.

Diese Volllaststunden werden nur zur Abschätzung der Erzeugung durch Wind-Onshore-Anlagen im Szenariorahmen genutzt. Nach erfolgter Regionalisierung wird die Erzeugung der Anlagen abhängig vom konkreten Standort, dem im Rahmen der Modellierungen genutzten Wetterjahr 2012 und den Anlagenparametern ermittelt. Die resultierenden Volllaststunden im NEP können daher geringfügig davon abweichen. Die Übertragungsnetzbetreiber werden aufgefordert, die tatsächlichen Volllaststunden im Entwurf des Netzentwicklungsplans transparent darzustellen.

Insgesamt ergeben sich so die folgenden installierten Leistungen in den Szenarien:

Wind Onshore	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Ø Bruttozubau p.a. [GW]	8,7	8,7	8,9	7,3	7,3	8,1
Ø Nettozubau p.a.[GW]	6,4	6,4	6,6	4,3	4,3	5,2
Volllaststunden [h/a]	2400		2500			
Ø Lebensdauer [a]	22					

Tabelle 12: Leistung, Volllaststunden und Lebensdauer Wind Onshore in den Szenarien

## Regionalisierung

Die hier festgelegten installierten Leistungen muss für die Berechnungen im Netzmodell regionalisiert werden. Mit Regionalisierung bezeichnet man im Netzentwicklungsprozess das Aufteilen der Gesamtleistung auf konkrete Standorte in Deutschland und damit die Zuordnung der Einspeisung zu den passenden Netzknoten.

Die Methodik ändert sich dabei im Vergleich zum letzten NEP-Prozess, da die Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) eine neue Methodik zur Regionalisierung entwickelt haben. Die Methodik erscheint der Bundesnetzagentur grundsätzlich geeignet, die Regionalisierung für Wind-Onshore-Anlagen im NEP darzustellen.

Vor der konkreten Verteilung einzelner Anlagen erfolgt in einem ersten Schritt eine Allokation der Gesamtleistung auf Bundeslandebene. Für jedes Bundesland werden dazu folgende Daten ermittelt: Bestandsanlagendaten aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, bereits genehmigte Anlagen, Potenzialflächen für den Zubau von Windenergieanlagen und Landesfläche. Aus dem Anlagenbestand sowie den bereits genehmigten Anlagen wird ein Kurzfriststützpunkt definiert, der den bereits heute bestehenden bzw. absehbaren Zubau von Windenergieanlagen darstellen soll. Dieser Kurzfriststützpunkt bildet den Sockel für die weitere Zubaumodellierung und damit die untere Grenze für Wind Onshore in einem Bundesland. Die Flächenangaben werden mithilfe eines landesspezifischen Flächenbedarfs für Windenergieanlagen in Leistung umgerechnet.

Zur Ermittlung der Potenzialflächen werden Flächenausweisungen aus Regionalplanung sowie der Bauleitplanung berücksichtigt. Zu diesem Zwecke erhalten die Übertragungsnetzbetreiber Zugriff auf die GIS-Datensätze der Bundesländer, die im Rahmen des Bund-Länder-Kooperationsausschusses bereitgestellt wurden. Dies ermöglicht es, eine möglichst aktuelle Datenbasis aktueller und geplanter Flächen zur Windenergienutzung in der Regionalisierung nutzen zu können.

Neben den ausgewiesenen Flächen wird eine Weißflächenanalyse durchgeführt und Flächen bestimmt, auf denen aus diversen Gründen keine Windenergienutzung erfolgen kann. Die übrigen Flächen sind damit, neben den explizit ausgewiesenen Flächen, prinzipiell zur Windenergienutzung geeignet.

Zur Ermittlung der Leistung in Potenzialflächen sowie der Leistung bei Ausnutzung des 2-Prozent-Ziels wird je Bundesland ein mittlerer spezifischer Flächenbedarf für Windenergieleistung errechnet, der sich aus der bundeslandabhängigen Windverfügbarkeit ergibt. Damit kann die Leistung im Bundesland bei Ausnutzung aller Potenzialflächen als „Maximalleistung“ und die Leistung bei Ausnutzung des 2-Prozent-Ziels als „Zielleistung“ ermittelt werden. Bei der Ermittlung der Potenzialflächen wird ein Windmindestertrag vorausgesetzt. Bestehende bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie z. B. der 10H-Regel in Bayern werden nicht berücksichtigt, da die aktuelle politische Diskussion und die weit in der Zukunft liegenden Zieljahre vermuten lassen, dass solche bundeslandspezifischen Sonderregelungen an Bedeutung verlieren.

Die Verteilung des Zubaus auf die Bundesländer über den Sockel hinaus erfolgt anschließend in einem iterativen Verfahren. Sobald die „Zielleistung“ in einem Bundesland erreicht wird, wird der Verteilungsfaktor für dieses Bundesland um 50 % abgewertet. Danach kann mit geringerem Verteilungsfaktor theoretisch bis zur Erreichung der „Maximalleistung“ weiter zugebaut werden. Damit bildet das 2-Prozent-Ziel also keine harte Grenze für den Zubau in einem Bundesland, jedoch wird damit angenommen, dass der Zubau bei

Erreichen des Flächenziels gebremst wird, jedoch nicht zum Erliegen kommen muss. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis die in dem jeweiligen Szenario vorhandene Windleistung auf die Bundesländer verteilt ist.

Anschließend erfolgt die anlagenscharfe Modellierung der Wind-Onshore-Anlagen. Zu Beginn wird aus diversen Quellen ein möglichst genauer georeferenzierter Anlagenbestand ermittelt und auf Richtigkeit geprüft.

Anschließend erfolgt der Zubau der einzelnen Anlagen. Je nach Windeignung des Standortes wird dabei jeweils eine passende Anlagenkonfiguration als Starkwind- oder Schwachwindanlage angenommen. Der Zubau erfolgt sequenziell, wobei zuerst der Zubau von Anlagen erfolgt, für die bereits Anschlussanfragen bestehen.

Danach erfolgt der Zubau von Windenergieanlagen, welche bereits eine Genehmigung erhalten haben und deren Standort bekannt ist. Ebenso im Modell abgebildet wird eine Lebensdauer von 22 Jahren, wobei die bei einem angenommenen Rückbau freiwerdenden Flächen bevorzugt wieder bebaut werden, womit Repowering von Windenergieanlagen im Modell abgebildet ist.

Im nächsten Schritt werden Anlagen in realistischer Konfiguration auf den ausgewiesenen Windflächen der Bundesländer gebaut. Sollte die darauf installierbare Leistung bereits die Bundeslandgesamtleistung überschreiten, erfolgt eine Zufallsziehung. Wenn die Bundeslandgesamtleistung dabei noch nicht erreicht sein sollte, erfolgt abschließend ein Zubau auf den nach oben beschriebener Methodik identifizierten Weißflächen, wobei Standorte, an denen weniger Restriktionen vorliegen, bevorzugt bebaut werden. Dieses iterative Vorgehen wird so lange fortgeführt, bis in allen Bundesländern die vorgegebene Leistung erreicht ist.

### 3.4.3 Wind Offshore

Die Offshore-Windenergie spielt eine bedeutende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende. Im Vergleich zur Onshore-Windenergie ist der Energieertrag je Anlage aufgrund der höheren Volllaststunden sowie der Größe der Anlagen bedeutend höher. Dem gegenüber stehen jedoch auch höhere Kosten, insbesondere durch die langen Anbindungsleitungen. Der Kabinettsbeschluss zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 06.04.2022 sieht für das Jahr 2030 ein Ausbauziel von mindestens 30 GW, für 2035 ein Ausbauziel von mindestens 40 GW und für das Jahr 2045 ein Ausbauziel von mindestens 70 GW vor. Damit hat sich die Politik für einen ambitionierten Ausbau der Offshore-Windenergie entschieden.

In Szenario A 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung von 50,5 GW angenommen. Ausgangspunkt ist die im Kabinettsbeschluss zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 06.04.2022 festgelegte Leistung von mindestens 30 GW im Jahr 2030. Das Szenario A 2037 stellt gegenüber den Szenarien B 2037 und C 2037 auf einen moderat langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie nach 2030 ab, hält jedoch ebenfalls das gesetzliche Ausbauziel für das Jahr 2035 ein. Beginnend mit dem Jahr 2031 werden jährlich abwechselnd eine beziehungsweise zwei 2-GW-Anbindungen in der Nordsee in Betrieb genommen, wodurch sich ein Zubau von 20 GW ergibt. In der Ostsee werden nach 2030 bis 2037 keine weiteren Flächen angebunden. Hieraus ergibt sich im Jahr 2037 eine Leistung von 50,5 GW.

In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung von 58,5 GW angenommen. Die Szenarien B 2037 und C 2037 stellen beim Ausbau der Offshore-Windenergie den ambitioniertesten Pfad dar und unterstellen eine vollständige Umsetzung des Kabinettsbeschlusses zur Änderung des Windenergie-auf-

See-Gesetzes vom 06.04.2022. Dieser legt für Wind Offshore eine Leistung von mindestens 30 GW in 2030 sowie in den Folgejahren eine jährliche Ausbaumenge von 4 GW pro Jahr fest, wodurch sich für das Jahr 2037 eine Leistung von 58 GW ergibt.

Im Jahr 2045 wird für alle Szenarien eine installierte Leistung von 70 GW angenommen. Alle Langfristszenarien unterstellen damit eine vollständige Umsetzung des Kabinettsbeschlusses zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 06.04.2022 mit dem Ziel von 70 GW in 2045. Im Szenario A 2045 setzt sich die abwechselnde Inbetriebnahme von jeweils einer oder zwei 2-GW-Anbindungen in der Nordsee bis 2045 fort. In den Szenarien B 2045 und C 2045 müsste von 2038 an nur noch jährlich jeweils eine 2-GW-Anbindung in der Nordsee in Betrieb genommen werden, bis das Ziel von 70 GW erreicht ist. Eine Übererfüllung dieses Ziels ist nicht Gegenstand des Szenariorahmens und wird in diesem nicht unterstellt.

Zusätzlich wird in allen drei Langfristszenarien angenommen, dass ab dem Jahr 2038 eine derzeit noch nicht ausgewiesene Fläche im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern erschlossen wird. Für diese Fläche soll ein voraussichtliches Potenzial von 1 GW unterstellt werden. Die Fläche im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern muss im Rahmen einer Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms festgelegt werden.

### **Lebensdauer**

Für Windenergieanlagen auf See wurde in den vorherigen Prozessen noch kein Rückbau berücksichtigt. Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Technologien später erfolgte Technologiehochlauf sowie die Genehmigungsdauer von 25 Jahren führen dazu, dass im Zieljahr 2037 noch kein Rückbau zu erwarten ist. Der Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und anderer Vorschriften vom 06.04.2022 bietet außerdem die Möglichkeit einer nachträglichen Verlängerung der Befristung um höchstens zehn Jahre, wenn der Flächenentwicklungsplan keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Absatz 3 vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht. Dies führt weiterhin dazu, dass auch bis 2045 kein Rückbau in signifikanter Höhe zu erwarten ist. Eine Nachnutzung von rückgebauten Flächen wird derzeit erst im Zeitraum nach 2045 erwartet.

### **Volllaststunden**

Der pauschale Ansatz von 4000 Volllaststunden ist nicht mehr zutreffend. Um die Auswirkungen unterschiedlicher Ausbauszenarien auf die Effizienz der Stromerzeugung zu ermitteln, hat das Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie Modellierungen vorgenommen. Der weitere Zubau der Offshore-Windenergie in der ausschließlichen Wirtschaftszone, die Planungen der angrenzenden Länder sowie die vorgesehene Erhöhung der Leistungsdichte führt vor allem in Zone 3 zu einem starken Absinken der Volllaststunden auf lediglich rund 3100. Die Flächen in Zone 4 und Zone 5 hingegen weisen aufgrund geringerer Verschattungseffekte, besserer Windbedingungen sowie der zu erwartenden technologischen Anlagenentwicklung voraussichtlich deutlich höhere Volllaststunden von etwa 3700 auf. Aus diesem Grund sind für jedes Gebiet spezifische Volllaststunden anzunehmen. Die entsprechenden Angaben sollen der Studie „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen“, welche das Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie begleitend zum Flächenentwicklungsplan durchführt, entnommen werden. Weiterhin stellt das Fraunhofer IWES für die einzelnen Gebiete die resultierenden Leistungskennlinien nach Berücksichtigung von Verschattungseffekten bereit. Diese sollen für die Modellierung berücksichtigt werden.

## Regionalisierung

Die regionale Verteilung der installierten Leistung Wind Offshore auf Nord- und Ostsee stellt sich wie folgt dar:

Gebiet [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenarien 2045
Nordsee	46,4	54,4	54,4	64,9
Ostsee	4,1	4,1	4,1	5,1
Gesamt	50,5	58,5	58,5	70,0

Tabelle 13: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die Ermittlung der Regionalisierung wird bis 2025 auf Basis der voraussichtlich installierten Leistung von Offshore-Windparks vorgenommen. Für die Jahre ab 2026 basiert sie auf dem Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022 sowie auf dem am 01.09.2021 in Kraft getretenen Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee, welcher neue Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See festlegt.

Die voraussichtlich bis 2025 installierte Leistung beruht auf den Angaben zu bestehenden und voraussichtlich realisierten Windparkprojekten in Nord- und Ostsee, wobei die Annahmen auf den unbedingten Netzanschlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Zuweisung von Kapazität durch die Bundesnetzagentur oder der Zuweisung von Kapazität infolge der Bezuschlagung eines Windparkprojekts beruhen. Die bestehende und voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparkprojekte beträgt ca. 9 GW für die Nordsee und ca. 1,8 GW für die Ostsee.

Der Flächenentwicklungsplan legt fest, welche Flächen mit welcher voraussichtlich zu installierenden Leistung für Inbetriebnahmen von Offshore-Windparks ab dem Jahr 2026 in Betracht kommen (§ 5 Abs. 1 WindSeeG). Hierbei berücksichtigt der Flächenentwicklungsplan wiederum die gesetzlichen Vorgaben zum Ausschreibungsvolumen (§ 5 Abs. 5 WindSeeG).

Der Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022 sieht vor, dass in der Ostsee nach derzeitigem Sachstand bis 2030 Flächen mit einer Leistung in Höhe von bis zu 1,3 GW zur Ausschreibung kommen sollen, während die übrigen Ausschreibungen auf Flächen in der Nordsee stattfinden würden. Zudem soll ein Testfeld zum Betrieb von Pilotwindenergieanlagen im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns entstehen, dessen Festlegung in der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans geprüft wird.

Zur Abbildung des Langfristpfads von 70 GW in 2045 müssen weitere Potenziale unterstellt werden, welche bisher nicht im Flächenentwicklungsplan festgelegt sind. In der Ostsee sind auf der Grundlage des aktuellen Raumordnungsplans für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee bisher keine über die beabsichtigten Festlegungen des FEP-Entwurfs hinausgehenden Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See erkennbar. Abgesehen von einem möglichen zusätzlichen Potenzial in Höhe von 1 GW im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns ist daher aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass der weitere Ausbau bis zum Ziel von 70 GW in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee stattfinden wird, wofür beispielsweise auch Maßnahmen wie das sogenannte Overplanting, also die Errichtung zusätzlicher Windenergieanlagen in einem Offshore-Windpark, angenommen werden können. Nach § 17d Abs. 6 und 7

EnWG besteht seitens der Übertragungsnetzbetreiber eine Anbindungsverpflichtung gegenüber Offshore-Windparks, die eine Genehmigung zum Bau von Windenergieanlagen im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten haben. Diese Regelung umfasst im Küstenmeer der Ostsee derzeit eine Erzeugungsleistung von etwa 1 GW. Diese Erzeugungsleistung soll im Rahmen der Marktsimulationen berücksichtigt werden, um das landseitige Netz entsprechend auszulegen. Weiterhin wird diese Leistung auf die Ausbauziele angerechnet.

#### **3.4.4 Biomasse**

Die zukünftige Rolle von Biomasse in einem klimaneutralen Energiesystem ist aus heutiger Sicht noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Biomasse ist weiterhin der einzige erneuerbare Energieträger mit einer mehrfachen Nutzungskonkurrenz als Nahrungsmittel, als Energieträger für biogene Kraftstoffe sowie mit möglicher Nutzung in der zu dekarbonisierenden Industrie.

Neben der Frage der reinen Biomasseverfügbarkeit in Zukunft erscheint es überdies fraglich, ob der Einsatz im Stromsektor in Zukunft in gleichbleibendem Maße fortgeführt wird.

Auch auf den Infotagen und in der Konsultation wurden diese Fragen diskutiert. Grob zusammengefasst bilden sich dabei zwei Meinungen heraus, die beide in vergleichbarem Maße Zustimmung im Rahmen der Konsultation erfahren haben.

Zum einen der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, dass die Rolle der Biomasse in der Stromerzeugung abnehmen wird. Dies folgt der Annahme, dass ein Weiterbetrieb bestehender Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung für viele Anlagen wirtschaftlich nicht darstellbar sei. Hinzu kommt die Frage, ob es durch Nutzungskonkurrenz und begrenzte Mengen an Biomasse nicht sinnvoller wäre, diese erneuerbare Energiequelle zur Dekarbonisierung anderer, schwerer zu dekarbonisierenden Sektoren einzusetzen als dem Stromsektor. Als Beispiel seien dazu industrielle Hochtemperaturprozesse zu nennen, die anderweitig schwierig zu dekarbonisieren sind. Biomasse ist der einzige erneuerbare Energieträger, mit dem Hochtemperaturprozesse direkt erneuerbar bedient werden können. Dabei kann Biomasse zum Teil mit höheren Wirkungsgraden sowie als biogene Kohlenstoffquelle genutzt werden. Zukünftig wird es in der Industrie einen Bedarf an klimaneutralem Kohlenstoff geben, der sonst anderweitig bedient werden müsste. Die vergleichsweise zentralen Standorte von Industrieanlagen lassen weiterhin die großtechnische Abscheidung von CO<sub>2</sub> einfacher realisieren als an vielen kleinen dezentralen Biomassestandorten. Außerdem ist der nicht direkt in Industrieprozessen genutzte Kohlenstoff an infrastrukturtechnisch gut ausgebauten Industriestandorten einfacher in eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur einzubinden als an dezentralen Standorten.

Zum anderen wurde in der Konsultation vorgeschlagen, die Leistung von Biomasseanlagen auf heutigem Niveau zu belassen oder sogar zu erhöhen (Überbauung) und stattdessen die Volllaststunden zu verringern und einen flexiblen Einsatz von Biomasseanlagen anzunehmen. Die flexibel eingesetzten Biomasseanlagen könnten dann die volatilen erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne ergänzen und dadurch den Bedarf an flexiblen Gasturbinen reduzieren, welche in einem klimaneutralen Energiesystem mit Wasserstoff befeuert werden müssten. Dadurch könnte auch der möglicherweise aufwendige Transport der Biomasse zu Industriestandorten vermieden werden.

Die Bundesnetzagentur kommt nach sorgfältiger Abwägung beider Argumentationen zu der Entscheidung, dass die im zweiten Vorschlag vorgetragenen Argumente nicht ausreichen, um den Vorschlag der

Übertragungsnetzbetreiber für die Genehmigung anzupassen. Es ist kein klarer politischer Wille in diese Richtung erkennbar und die alternative Nutzung von Biomasse in der Industrie oder als Kraftstoffquelle erscheint aus heutiger Sicht mindestens ebenso naheliegend. Sollte sich die zukünftige Entwicklung anders darstellen, ist darüber hinaus nicht davon auszugehen, dass der Einfluss auf den Netzausbaubedarf signifikant wäre, da das Einsatzverhalten von Spitzenlastbiomasse dem der lastnahen Reserven gleicht.

An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es nicht Aufgabe des Szenariorahmens ist, einen Energiesystemplan zu erstellen. Diese Rolle kann zukünftig eine etwaige Systementwicklungsstrategie übernehmen. Der Netzentwicklungsprozess dient einzig der Ermittlung des zukünftig benötigten Stromübertragungsnetzes.

<b>Biomasse</b>	<b>Szenario A 2037</b>	<b>Szenario B 2037</b>	<b>Szenario C 2037</b>	<b>Szenario A 2045</b>	<b>Szenario B 2045</b>	<b>Szenario C 2045</b>
Installierte Leistung [GW]	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Ø Bruttozubau p.a. [GW]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ø Nettozubau p.a.[GW]	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Volllaststunden [h/a]	3000					
Ø Lebensdauer [a]	20					

Tabelle 14: Leistung, Volllaststunden und Lebensdauer von Biomasse in den Szenarien

### 3.4.5 Lauf-, Speicherwasser und sonstige erneuerbare Energieträger

Mit Wasserkraft werden Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke bezeichnet. Pumpspeicherkraftwerke werden unter regelbare Kraftwerke gefasst (siehe Abschnitt IIB3.5). Für Wasserkraft hat sich die Referenzleistung im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber von 5,3 auf 4,9 GW verringert. Diese Veränderung entsteht vermutlich durch ggf. andere Zuordnungen einzelner Kraftwerke zu der Kategorie „Pumpspeicher“. Für die Zieljahre wird dennoch der im Entwurf vorgeschlagene Wert übernommen, was einer geringen Leistungssteigerung durch Modernisierung der bestehenden Wasserkraftwerke entspricht. Es wird angenommen, dass gegebenenfalls verschärfte Umwelt- und Naturschutzaufgaben durch diese Modernisierung eingehalten werden können und die Leistung trotzdem weiter gesteigert werden kann. Weiterhin wird angenommen, dass sich der Zubau gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland stehen, in die Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber einspeisen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben.

Da diese Leistung an den bekannten Standorten angenommen wird, bedarf es daher keiner zusätzlichen Regionalisierung. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Aufteilung und Höhe der Volllaststunden für Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke wird übernommen.

<b>Wasserkraft</b>	<b>Szenario A 2037</b>	<b>Szenario B 2037</b>	<b>Szenario C 2037</b>	<b>Szenario A 2045</b>	<b>Szenario B 2045</b>	<b>Szenario C 2045</b>
Installierte Leistung [GW]	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Volllaststunden [h/a]	Laufwasser: 4400 - Speicherwasser: 2800					

Tabelle 15: Leistung und Volllaststunden von Wasserkraft in den Szenarien



Unter sonstigen Erneuerbaren wird in diesem Szenariorahmen der biogene Anteil von Abfallkraftwerken verstanden. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den erneuerbaren Energien gezählt. Die angenommenen Volllaststunden wurden im Vergleich zum Entwurf geringfügig verringert. Dies folgt der Annahme, dass Abfallvermeidung und Recycling in den Szenarien stärker zunimmt als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber angenommen.

<b>biogener Anteil Abfallkraftwerke</b>	<b>Szenario A 2037</b>	<b>Szenario B 2037</b>	<b>Szenario C 2037</b>	<b>Szenario A 2045</b>	<b>Szenario B 2045</b>	<b>Szenario C 2045</b>
Installierte Leistung [GW]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Volllaststunden [h/a]	5000					

Tabelle 16: Leistung und Volllaststunden des biogenen Anteils von Abfallkraftwerken in den Szenarien

### 3.4.6 Spitzenkappung

Spitzenkappung ist gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG ein Verfahren, nach dem für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung folgende Annahme zu Grunde legen: Die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie darf um bis zu 3 % reduziert werden.

Angesichts der Tatsache, dass fast alle Onshore-Windenergieanlagen und sämtliche Photovoltaikanlagen an die Verteilernetze angeschlossen sind und der weitere Zubau an Anlagen voraussichtlich ebenfalls dort stattfinden wird, handelt es sich in erster Linie um ein Element für die Planung des Verteilernetzes. Allerdings ist die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung bisher nur für die Übertragungsnetzbetreiber obligatorisch gewesen. In den vergangenen Szenariorahmen- und Netzentwicklungsplanprozessen wurden deshalb die Erzeugungsspitzen von allen Onshore- und Photovoltaikanlagen in Höhe von insgesamt 3 % der erzeugten Jahresenergiemenge gekappt. Dadurch wurde in Zeiten hoher Einspeisung die tatsächlich eingespeiste Leistung auf bis zu 70 % der installierten Leistung reduziert.

In der Konsultation wurde mehrfach darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um eine veraltete Methodik handele, die so nicht mehr sachgerecht sei. Die Spitzenkappung werde von den Verteilernetzbetreibern nicht in dem Maße angewendet, wie es im Netzentwicklungsplan verpflichtend sei. Dies könnte dazu führen, dass das Übertragungsnetz nicht ausreichend dimensioniert werde.

Nach Informationen der Bundesnetzagentur wird tatsächlich von nicht einmal 10 % der Verteilernetzbetreiber überhaupt Spitzenkappung als planerisches Element angewendet. Es erscheint deshalb nicht sachgerecht bei der Planung des Übertragungsnetzes weiterhin von einer Spitzenkappung in Höhe von 3 % der Jahresenergiemenge auszugehen, während im Verteilernetz überwiegend keine Spitzenkappung durchgeführt wird. Die Übertragungsnetzbetreiber werden deshalb nicht zur Anwendung einer Spitzenkappung in Höhe von 3 % der Jahresenergiemenge verpflichtet. Stattdessen erscheint es sachgerecht, dem Gedanken des § 12b Abs. 1 EnWG im Rahmen der Netzplanung Rechnung zu tragen. Es sollte bei der Planung neuer Netzausbauprojekte sichergestellt werden, dass das Übertragungsnetz nicht für Engpässe ausgebaut wird, die nur auf einzelne Einspeisespitzen zurückzuführen sind.

### 3.4.7 Zusammenfassung und Erzeugung der erneuerbaren Energien

Unter Berücksichtigung aller in den vorangehenden Abschnitten dargestellten Annahmen ergibt sich zusammengefasst der in nachfolgender Tabelle erneuerbare Erzeugungspark.

Kapazität [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Wind Onshore	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Sonstige	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Summe</b>	<b>564,9</b>	<b>572,9</b>	<b>576,3</b>	<b>638,3</b>	<b>638,3</b>	<b>703,3</b>

Tabelle 17: Kapazität erneuerbarer Energieträger in den Szenarien

Unter Einbeziehung der in den jeweiligen Abschnitten beschriebenen pauschalen Volllaststunden und unter Berücksichtigung der Spitzenkappung ergibt sich die in nachfolgender Tabelle dargestellte Stromerzeugung sowie der daraus entstehende Anteil erneuerbarer Energien. Mit dem angenommenen Einsatz von grünem Wasserstoff sind die hier dargestellten Szenarien auch mit einem Anteil erneuerbarer Energien unter 100 % klimaneutral. Auch hier noch einmal der Hinweis, dass die angenommenen pauschalen Volllaststunden nur zur Abschätzung der Energieerzeugung und damit dem resultierenden Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch dienen. Die konkrete Erzeugung und damit die konkreten Volllaststunden ergeben sich im Rahmen der Modellierungen des Netzentwicklungsplans und werden im Entwurf des Netzentwicklungsplan von den Übertragungsnetzbetreibern transparent dargestellt.

Erzeugung [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Wind Onshore	374,0	374,0	382,0	394,0	394,0	443,3
Wind Offshore	167,4	193,9	193,9	230,4	230,4	230,4
Photovoltaik	323,2	323,2	323,2	374,3	374,3	416,4
Biomasse	13,4	13,4	13,4	6,0	6,0	6,0
Wasserkraft	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
Sonstige	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>904,1</b>	<b>930,6</b>	<b>938,6</b>	<b>1030,8</b>	<b>1030,8</b>	<b>1122,2</b>
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>898,5</b>	<b>961,2</b>	<b>1053,3</b>	<b>1079,3</b>	<b>1106,4</b>	<b>1302,7</b>
<b>Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch [%]</b>	<b>&gt; 100,6</b>	<b>&gt; 96,8</b>	<b>&gt; 89,1</b>	<b>&gt; 95,5</b>	<b>&gt; 93,2</b>	<b>&gt; 86,1</b>

Tabelle 18: Erzeugung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien und Anteil am Bruttostromverbrauch

### 3.5 Regelbarer Kraftwerkspark

#### 3.5.1 Bestand, Zubau und Rückbau

Im Folgenden werden der aktuelle Kraftwerksbestand sowie die Annahmen für den Zu- und Rückbau für die einzelnen Brennstoffarten beschrieben. Grundlage ist hierbei das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur mit Stand vom 12.05.2022.

Die im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigenden Kraftwerke sind in einer Kraftwerksliste aufgelistet welche als separates Dokument mit der Genehmigung des Szenariorahmens veröffentlicht wird.

Derzeit sind in Deutschland 92,9 GW konventionelle Kraftwerkskapazitäten installiert. Davon entfallen 4,1 GW auf Kernkraftwerke, 18,9 GW auf Braunkohlekraftwerke, 19,0 GW auf Steinkohlekraftwerke, 4,7 GW auf Mineralölkraftwerke, 32,1 GW auf Erdgaskraftwerke, 1,0 GW auf Abfallkraftwerke (nicht biogener Anteil) und 3,3 GW auf sonstige konventionelle Kraftwerke.

Von diesen Kraftwerkskapazitäten befinden sich 79,0 GW in Betrieb, 1,3 GW befinden sich in der Kapazitätsreserve, 7,3 GW befinden sich in der Netzreserve, 1,9 GW befinden sich in der Sicherheitsbereitschaft, 2,0 GW sind vorläufig oder vorübergehend stillgelegt und 1,3 GW befinden sich in saisonaler Konservierung.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in ihrem Entwurf des Szenariorahmens einen Bestand an konventionellen Kraftwerken von 86 GW aus. Dies ist im Gegensatz zu den oben genannten von der Bundesnetzagentur ermittelten 92,9 GW deutlich geringer. Dies hängt u.a. mit dem unterschiedlichen Zeitpunkt zusammen, an denen die Daten aus dem Marktstammdatenregister ermittelt wurden. Zudem enthält die Liste der Übertragungsnetzbetreiber nur Kraftwerke, die auch in den Szenarien angenommen werden. Somit ist unklar, ob einige Kraftwerke von den Übertragungsnetzbetreibern gar nicht angenommen worden sind. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in den 92,9 GW alle Kraftwerke, die einen Netzanschluss besitzen, unabhängig davon, ob diese noch am Markt agieren oder nicht.

#### **Kernenergie**

In allen Szenarien wird ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 gemäß der Novellierung des Atomgesetzes von 2011 angenommen.

#### **Kohlekraftwerke**

In allen Szenarien wird eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung gemäß dem früheren Abschlussdatum des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes angenommen.

#### **Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke**

Für Erdgaskraftwerke im Bestand wird kein Rückbau angenommen, es sei denn, der Bundesnetzagentur liegt eine endgültige Stilllegungsanzeige des Kraftwerksbetreibers vor. Dies gilt auch für solche Erdgaskraftwerke, bei denen eine endgültige Stilllegungsanzeige vorliegt und welche derzeit gesetzlich an der Stilllegung gehindert sind. Weiterhin wird bis zum Zieljahr 2045 ein Rückbau von dezentralen BHKW mit einer Leistung kleiner als 10 MW angenommen, da in keinem Szenario mehr die Existenz eines Erdgasverteilernetzes angenommen wird.

Berücksichtigt werden der Bundesnetzagentur bekannte Kraftwerksprojekte in Bau oder in Planung. Erdgaskraftwerksprojekte mit Anschlussbegehren an das Erdgas-Fernleitungsnetz werden gemäß den Bewertungskriterien im Szenariorahmen Gas 2022-2032 geprüft. Liegt ein aktueller Antrag nach §§ 38, 39 GasNZV vor, wird das Erdgaskraftwerksprojekt im Szenariorahmen Strom in allen Szenarien berücksichtigt. Erdgaskraftwerke, die anhand der Kriterien nach § 38 GasNZV im Szenariorahmen Gas 2022-2032 zum Stichtag 01.08.2021 nicht berücksichtigt wurden, werden im Szenariorahmen Strom ebenfalls nicht berücksichtigt.

In der Anhörung wurden von den Übertragungsnetzbetreibern weitere Kraftwerke zur Berücksichtigung vorgeschlagen, welche im Marktstammdatenregister mit dem Energieträger „Wärme“ aufgeführt sind. Für einen Teil der Kraftwerke kann die Berücksichtigung als Gaskraftwerk nachvollzogen werden, wodurch sich die Gaskraftwerksleistung in den Szenarien für das Jahr 2037 von ursprünglich 38,3 auf 38,4 GW und in den Szenarien für das Jahr 2045 von ursprünglich 34,5 auf 34,6 GW erhöht. Die übrigen betroffenen Kraftwerke sind unverändert der Kategorie „sonstige Kraftwerke“ zuzuordnen.

Die Erdgaskraftwerke sind von den Übertragungsnetzbetreibern, wie im Entwurf vorgeschlagen, im Zieljahr 2037 als Gasturbinenkraftwerke mit einheitlichen Grenzkosten für Erdgas und Wasserstoff zu modellieren. Damit wird die Beschreibung eines standortscharfen Transformationspfades von Erdgas- zu Wasserstoff vermieden, welcher zum heutigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden kann. Für das Zieljahr 2045 wird angenommen, dass alle Erdgaskraftwerke auf Wasserstoff umgerüstet wurden.

Im Vergleich zu der Kraftwerksleistung in einschlägigen Gesamtsystemstudien ist die exogen vorgegebene Leistung an Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken, die sich aus den bereits bekannten Kraftwerken ergibt, relativ gering. Dementsprechend könnte sich im Rahmen der Marktmodellierung ein zusätzlicher, endogen ermittelter Bedarf an regelbarer Kraftwerksleistung ergeben, um die Stromnachfrage jederzeit zu decken. In diesem Fall sollen lastnahe Reserven (z.B. Gasturbinen) unterstellt werden, die ausschließlich bei einer Unterdeckung eingesetzt werden (siehe hierzu auch die Abschnitte II B 3.5.2 und II B 3.5.3). Durch die Lastnähe wird verhindert, dass durch den Einsatz der angenommenen Reserve zusätzlicher Netzausbaubedarf ausgelöst wird.

### **Ölkraftwerke**

Ölkraftwerke werden in den Zieljahren 2037 und 2045 im Hinblick auf das Erreichen der Klimaneutralität nicht mehr betrieben. Bereits im Koalitionsvertrag heißt es, dass die Stromerzeugung bis 2035 nahezu vollständig CO<sub>2</sub>-frei erfolgen soll.

### **Abfallkraftwerke**

Für Abfallkraftwerke wird kein Rückbau angenommen. Der Bundesnetzagentur liegen keine Stilllegungsanzeigen von Betreibern vor. Weiterhin wird ein in Planung befindliches Kraftwerksprojekt in allen Szenarien als realisiert angenommen. Insgesamt sind in der Kraftwerksliste 2,0 GW Abfallkraftwerke enthalten. Der in Tabelle 19 ausgewiesene Leistungswert bezieht sich allerdings nur auf den nicht-biogenen Teil der Abfallverbrennung. Die Auslastung von Abfallkraftwerken wird sich bis in die betrachteten Zieljahre verringern. Dies ist auf die sinkende Menge zu verwertenden Abfalls zurückzuführen. Zum einen wird Abfall z.B. durch die Optimierung von Verpackungen und eine Erhöhung der Recycling-Quoten vermieden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Strommarktmodellierung die Volllaststunden von Abfallkraftwerken entsprechend anzupassen (siehe Abschnitt II B 3.4.5).

### Sonstige Kraftwerke

Bei sonstigen Kraftwerken handelt es sich meist um Industriekraftwerke, in denen Restprodukte aus Produktionsprozessen zur Strom- und/oder Wärmeproduktion verfeuert werden. Der Großteil dieser Kategorie bilden Kuppelgaskraftwerke, die bei der konventionellen Stahlerzeugung anfallenden klimaschädlichen Hochofen- und Konvertergase als Brennstoff verwerten. Zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Ziele ist es unvermeidlich, dass die Verfeuerung von Kuppelgasen beendet wird. Hierzu wird beabsichtigt, die Stahlerzeugung schrittweise auf das nahezu klimaneutrale wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren umzustellen, bei dem keine Kuppelgase anfallen. Bis zum Zieljahr 2037 wird eine vollständige Umstellung der Stahlerzeugung angenommen, womit auch der Betrieb der Kuppelgaskraftwerke eingestellt wird. Für die verbleibenden sonstigen Kraftwerke wird im Hinblick auf das Erreichen der Klimaneutralität bis 2037 ebenfalls eine Beendigung der Stromerzeugung angenommen. Bereits im Koalitionsvertrag heißt es, dass die Stromerzeugung bis 2035 nahezu vollständig CO<sub>2</sub>-frei erfolgen soll. Die von den Übertragungsnetzbetreibern in der Anhörung als zu berücksichtigend bezeichneten Kraftwerke, die von der Bundesnetzagentur den sonstigen Kraftwerken zugeordnet werden, sind daher im Sinne einer einheitlichen Vorgehensweise ebenfalls nicht anzunehmen.

### Pumpspeicherkraftwerke

Für Pumpspeicherkraftwerke wird kein Rückbau angenommen. Der Bundesnetzagentur liegen keine Stilllegungsanzeigen von Betreibern vor. Weiterhin werden in Bau und in Planung befindliche Kraftwerksprojekte in allen Szenarien als realisiert angenommen. In der Kraftwerkliste finden sich Pumpspeicherkraftwerke im grenznahen Ausland. Diese haben eine Regelzonenzugehörigkeit bei einem deutschen Übertragungsnetzbetreiber und speisen zu großen Teilen in das deutsche Stromnetz ein. Diese Kraftwerke werden in der Strommarktmodellierung dem deutschen Marktgebiet zugeordnet und daher in der Kraftwerkliste geführt. In der Anhörung haben die Übertragungsnetzbetreiber angemerkt, dass ein Pumpspeicherkraftwerk fälschlicherweise der deutschen Regelzone zugeordnet war. Dies kann von der Bundesnetzagentur nachvollzogen werden, wodurch sich die Pumpspeicherleistung von ursprünglich 11,5 auf 11,1 GW verringert.

Energieträger [GW]	Bestand Mai 2022	Rückbau bis 2037	Rückbau bis 2045	in Bau	in Planung	A/B/C 2037	A/B/C 2045
Kernenergie	4,1	4,1	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	18,9	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	19,0	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas (zzgl. endogenem Zubau)	32,1	1,4	5,2	3,5	4,1	> 38,4	> 34,6
Mineralölprodukte	4,7	4,7	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall (nicht biogen)	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Pumpspeicher	9,8	0,0	0,0	0,1	1,2	11,1	11,1
Sonstige Konventionelle	3,3	3,3	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>92,9</b>	<b>51,4</b>	<b>55,2</b>	<b>3,6</b>	<b>5,3</b>	<b>&gt; 50,5</b>	<b>&gt; 46,7</b>

Tabelle 19: Bestand, Rück-/Zubau und installierte Leistung des regelbaren Kraftwerksparks in den Szenarien

### 3.5.2 Zukünftige Entwicklung

Die Zubauziele von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten sind im Koalitionsvertrag bzw. in der aktuellen EEG-Novelle technologiescharf beschrieben. Für den konventionellen bzw. regelbaren Kraftwerkspark gibt es keine derartige Zubauregelung z.B. für die als Back-up-Kapazitäten benötigten Gaskraftwerke. Lediglich im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz wird mit dem Kohleersatzbonus die Umrüstung von KWK-Anlagen von Kohle auf Erdgas angereizt und im Koalitionsvertrag wird gefordert, dass neue Erdgaskraftwerksprojekte „H2-ready“ zu planen sind. Zwar wird im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz das Ende der Kohleverstromung teilweise blockscharf geregelt und auch der Ausstieg aus der Kernenergie wird bis Ende 2022 vollzogen sein. Ein Transformationspfad der regelbaren Kraftwerkskapazitäten von Kohle zu Erdgas und von Erdgas zu Wasserstoff ist aber bisher in keinem Gesetz geregelt.

Für die Annahmen des Szenariorahmen Strom kann aus der Gesetzeslage der Rückbau von regelbaren Erzeugungskapazitäten abgeleitet werden. So wird für alle betrachteten Zieljahre und Szenarien eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung als auch der Ausstieg aus der Kernenergie angenommen. Gemäß Klimaschutzgesetz wird bis 2045 eine Beendigung der Verstromung von Erdgas, Öl und sonstigen konventionellen mit Treibhausgasemissionen behafteten Energieträgern angenommen. Es verbleiben lediglich Abfallkraftwerke, die teilweise nicht biogenen Abfall verbrennen müssen. Die hierbei entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen müssen abgeschieden oder kompensiert werden. Die verbleibenden emissionsfreien Optionen der regelbaren Stromerzeugung sind in 2045 entweder Pumpspeicherkraftwerke und elektrische Speicher, mit Wasserstoff betriebene Gasturbinenkraftwerke sowie Biomassekraftwerke. Dabei sehen die meisten Energiesystemstudien Wasserstoffkraftwerke als primäre Back-up-Kapazitäten zur Ergänzung der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung.

In unterschiedlichen Studien wird sowohl das benötigte Aufkommen von Wasserstoffkraftwerken in einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem beschrieben, als auch der Transformationspfad von heute bis in dieses Zieljahr. Dabei werde für Zwischenjahre – in der Regel in Fünf- oder Zehn-Jahres-Schritten – die Kapazitäten von Kohle-, Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken ausgewiesen. Zwar könnte sich der Szenariorahmen an solchen Zahlen orientieren, jedoch reicht es für die Stromnetzentwicklung nicht aus, nur Gesamtkapazitäten anzugeben. Vielmehr werden standortscharfe Angaben zur elektrischen Leistung, dem eingesetzten Brennstoff und zur Turbinentechnologie benötigt, um die der Stromnetzentwicklung vorgelagerte Strommarktmodellierung durchzuführen. Ein solcher, standortscharfer Transformationspfad kann allerdings aktuell weder aus Studien noch aus der bestehenden Antragslage für neue Kraftwerksprojekte oder aus gesetzlichen Grundlagen abgeleitet werden.

Teilweise wird aktuell diskutiert, ob Kohlekraftwerke zukünftig auf Erdgas bzw. Wasserstoff als Energieträger umgerüstet werden können. Zu der Realisierbarkeit des Gasnetzanschlusses gibt es auch eine Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. Diese Analyse basiert in erster Linie auf einer Einzelfallprüfung eines jeden Kraftwerks, nach der geprüft wird, ob ein einzelnes Kraftwerk an das Erdgas-Fernleitungsnetz angeschlossen werden kann. Weiterhin wird eine Clusteranalyse durchgeführt, die Aussagen darüber trifft, welche Anschlusskapazität in einer definierten Clusterregion angeschlossen werden kann. In ihrem Entwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber teilweise neue Gaskraftwerke an Standorten angenommen, an denen heute KWK-fähige Kohlekraftwerke stehen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben vorgeschlagen, für diejenigen Kohlekraftwerke eine Umrüstung zum Gaskraftwerk anzunehmen, bei denen dies für die regionale Wärme-erzeugung als erforderlich angesehen wird. Die Bundesnetzagentur hält den aufgrund des Wärmebedarfs induzierten Zu- oder Umbau von KWK-Anlagen in den Zieljahren 2037 und 2045 allerdings für schwer

prognostizierbar. Das bedeutet nicht, dass die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Erdgas bzw. Wasserstoff von der Bundesnetzagentur ausgeschlossen wird. Es wird auch nicht ausgeschlossen, dass die bei der Stromproduktion abfallende Abwärme von bestehenden oder im Modell zugebauten Gaskraftwerke in die Fern- und Prozesswärmeversorgung eingebunden werden können.

Der Netzentwicklungsplanprozess ist nicht der richtige Prozess, um unter der beschriebenen Unsicherheit eine Aussage über neue Kraftwerke zu treffen. Hierzu bedarf es detaillierter Versorgungssicherheitsanalysen, die beispielsweise im „Monitoring der Versorgungssicherheit“ durchgeführt werden. Der Netzentwicklungsplan hat demgegenüber die Kernaufgabe, Maßnahmen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromübertragungsnetzes zu planen. Es ist dafür kaum relevant, wie hoch die installierte Leistung von Kraftwerken sein wird, da diese absehbar nur als Spitzenlastkraftwerke fungieren werden. Diese Kraftwerke kommen nur in wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz, und sind mithin nicht netzausdimensionierend. Insbesondere werden Spitzenlastkraftwerke dann betrieben, wenn sehr wenig Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorhanden ist. Diese Stunden sind aber für das zukünftige Übertragungsnetz überwiegend unkritisch. In Einzelfällen ist es gleichwohl denkbar, dass zukünftig durch neue Kraftwerksstandorte einzelne Überlastungssituationen zustande kommen, die lokalen Leitungsbau erforderlich machen. Dieser kann allerdings ohnehin erst geplant werden, wenn der genaue Standort eines neuen Kraftwerks bekannt ist.

In Anbetracht der beschriebenen Gegebenheiten kann für die Genehmigung des Szenariorahmens Strom auf eine standortscharfe Transformationsprognose der regelbaren Kraftwerkskapazitäten verzichtet werden. Stattdessen wird eine zweistufige Modellierung der im Zieljahr verfügbaren regelbaren Kraftwerkskapazitäten durchgeführt. Zunächst werden solche Kraftwerksstandorte identifiziert, die mit hoher Wahrscheinlichkeit in 2037 und 2045 noch über Kraftwerkskapazitäten verfügen. Hierzu werden ausschließlich heutige Erdgaskraftwerksstandorte berücksichtigt sowie der Bundesnetzagentur bekannte Neubauprojekte von Erdgaskraftwerken. Es wird unterstellt, dass an diesen Kraftwerksstandorten eine sukzessive Umstellung vom Brennstoff Erdgas auf Wasserstoff erfolgt. Dabei werden die Geschwindigkeit und die regionale Verteilung der Umstellung maßgeblich von der verfügbaren Wasserstoffinfrastruktur abhängig sein. Der genaue Pfad der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffinfrastruktur ist für das Zieljahr 2037 noch nicht festgelegt. Es kann aus heutiger Perspektive nicht abgeschätzt werden, welches Erdgaskraftwerk wann auf Wasserstoff umgestellt wird. Daher werden heute im Bestand befindliche Erdgaskraftwerke sowie bekannte Erdgaskraftwerksprojekte als Gasturbinen modelliert, bei denen nicht zwischen dem Brennstoff Wasserstoff und Erdgas differenziert wird. Für die Modellierung der Gaskraftwerke im Strommarktmodell ist von den Übertragungsnetzbetreibern ein virtueller Gaspreis anzusetzen, der im Jahr 2037 sowohl für erdgas- als auch wasserstoffbefeuerte Kraftwerke gilt. Dieser virtuelle Gaspreis stellt ausdrücklich keine Prognose über den tatsächlichen Preis von Wasserstoff oder Erdgas dar. Es ist aber aus heutiger Sicht nicht abzuschätzen, wie sich die Preise von Erdgas entwickeln und welcher Preis sich in Zukunft für Wasserstoff einstellen wird. Es kann daher auch nicht abgeschätzt werden, in welcher Reihenfolge Erdgas- oder Wasserstoffkraftwerke eingesetzt werden. Letztlich ist es für die Stromnetzentwicklung auch nicht relevant, ob Strom mit einer Erdgas- oder Wasserstoffgasturbine erzeugt wird, da allen Gaskraftwerke perspektivisch eine Back-up-Funktion zukommen wird und diese Kraftwerke damit nicht in den netzausbaudimensionierenden Stunden zum Einsatz kommen. Diese von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Modellierungsvereinfachung gilt nur für das Zieljahr 2037, da bis 2045 ohnehin alle Gaskraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden müssen.

Die standortscharf ermittelte Gesamtkapazität regelbarer Kraftwerke beläuft sich nach oben beschriebener Methode auf insgesamt 50,8 GW im Zieljahr 2037 (davon 38,3 GW Gaskraftwerke) und 47,0 GW im Zieljahr 2045 (davon 34,5 GW Gaskraftwerke). Zum Vergleich: Deutschland verfügt aktuell über etwa 92,9 GW konventionelle, regelbare Kraftwerksleistung. In Anbetracht eines steigenden Stromverbrauchs und gleichzeitig steigender Jahreshöchstlast reichen die genannten regelbaren Gesamtleistungen wahrscheinlich nicht aus, um eine zu jeder Zeit zuverlässige Deckung der Last sicherzustellen. Es müssen deshalb für die Modellierungen im Netzentwicklungsplan in einem zweiten Schritt weitere Kraftwerke unterstellt werden.

### 3.5.3 Lastnahe Reserven

Es kann angenommen werden, dass der in Abschnitt II B 3.5.2 angenommene Kraftwerkspark nicht ausreicht, um in jeder Stunde eine Deckung der Last sicherzustellen. Gemäß dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens Strom werden in den Szenarien deshalb in einem zweiten Schritt zusätzlich zu den in Tabelle 19 genannten Kraftwerkskapazitäten modellseitig zugebaute lastnahe Reserven angenommen. Diese werden nicht nur für Deutschland, sondern in allen europäischen Marktgebieten verwendet. Die lastnahen Reserven werden als Gasturbinen modelliert. In den Szenarien des Jahres 2037 wird dabei nicht differenziert, ob Wasserstoff oder Erdgas verbrannt werden. In den Szenarien des Jahres 2045 kommt ausschließlich Wasserstoff als Brennstoff zum Einsatz. Der Preis für die lastnahen Reserven ist so zu wählen, dass diese vom Modell nach allen anderen marktlich bekannten Optionen eingesetzt werden. Die Gesamtkapazität dieser Gasturbinen ergibt sich aus der in der Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber identifizierten Kraftwerkskapazität, die zur ganzjährigen sicheren Lastdeckung benötigt wird. Die Höhe der benötigten lastnahen Reserven ist dabei für den Netzentwicklungsplan nicht relevant und kann auch nicht als Prognose für den zukünftig benötigten Kraftwerkspark herangezogen werden. Da dieser Zubau aus dem Ergebnis des Marktmodells ermittelt wird, kann er als „endogen“ bezeichnet werden, auch wenn es sich nicht um das Ergebnis eines Investitionsmodells handelt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung im Rahmen des Netzentwicklungsprozesses nicht erfolgt. Wie auch von den Übertragungsnetzbetreibern in der Anhörung angemerkt, werden die Annahmen im Szenariorahmen allein zum Zwecke der Stromnetzplanung getroffen, nicht jedoch für eine Prognose des zukünftigen Kraftwerksparks. Zudem bedarf es für eine solche Prognose detaillierter Versorgungssicherheitsanalysen, die nicht Teil des Netzentwicklungsplans sind.

Die ermittelte Kapazität ist von den Übertragungsnetzbetreibern dabei lastnah zu verorten. Durch die lastnahe Verortung soll ausgeschlossen werden, dass es zu einer zusätzlichen Netzbelastung durch „willkürlich“ verortete Kraftwerke jenseits von Lastzentren kommt. Für die Netzberechnung muss stattdessen sichergestellt werden, dass diese Kraftwerke netztechnisch günstig platziert sind und sie somit, selbst in den wenigen Stunden, in denen sie zum Einsatz kommen, keine nennenswerten Netzbelastungen verursachen.

### 3.5.4 Umgang mit CO<sub>2</sub>-Emissionen

Für das Jahr 2045 geht der Szenariorahmen von einer vollständigen Klimaneutralität aller Sektoren aus. Die Stromerzeugung muss deshalb im Betrachtungsjahr 2045 vollständig CO<sub>2</sub>-frei stattfinden. Daraus folgt, dass auch im Betrachtungsjahr 2037 allenfalls noch geringe Restmengen an CO<sub>2</sub> bei der Stromerzeugung anfallen dürfen.

Der Szenariorahmen geht davon aus, dass in allen Szenarien keine Öl-, Kohle oder Industriekraftwerke mehr betrieben werden. Bei den verbleibenden Abfallkraftwerken wird davon ausgegangen, dass eine Abscheidung des freigesetzten CO<sub>2</sub> stattfindet. Bei einem angenommenen biogenen Anteil von 50 % an der Abfallverbrennung können durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung sogar Netto-negative Emissionen erreicht werden.



Einzig durch den Betrieb der in den Szenarien enthaltenen Gaskraftwerke und der lastnahen Reserven können potenziell CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen. Auch wenn der überwiegende Teil dieser Kraftwerke bereits im Jahr 2037 mit Wasserstoff betrieben werden muss, wird der Einsatz von Erdgas und Wasserstoff nicht kraftwerksscharf differenziert (siehe Abschnitt II B 3.5.1). Aus heutiger Sicht ist eine Umrüstreihenfolge von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff schlicht nicht absehbar. Stattdessen wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens vorgeschlagen, die verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen in Abhängigkeit des Anteils verbleibender Erdgaskraftwerke auszuweisen. Die Bundesnetzagentur hält dieses Vorgehen für transparent und sachgerecht.

### 3.5.5 Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren

Im vergangenen Prozess wurden die Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise aus dem TYNDP übernommen. Auch Prognosen aus dem „World Energy Outlook“ der Internationalen Energieagentur wurden in weiter zurückliegenden Prozessen bereits genutzt. Im Entwurf schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine Kombination aus beiden Quellen vor: Die Brennstoffpreise sollen aus dem TYNDP 2022 Szenario „Distributed Energy“ übernommen werden, die CO<sub>2</sub>-Preise aus dem World Energy Outlook 2021 Szenario „Net Zero Emissions by 2050“.

Beide Dokumente und Preisannahmen berücksichtigen die aktuellen Verwerfungen auf den weltweiten Energiemärkten nicht. Es ist zwar nicht notwendigerweise davon auszugehen, dass die Preise langfristig auf dem aktuellen Niveau bleiben, dennoch wird die starke Reduzierung von Pipelinegas bei zeitgleichem Anstieg von LNG-Importen die Preise auch mittel- bis langfristig anheben, weshalb die angenommenen Preise für Erdgas als nicht mehr sachgerecht erscheinen. Belastbare Abschätzungen für die langfristige Entwicklung der Erdgaspreise sind aktuell nach Einschätzung der Bundesnetzagentur jedoch noch nicht verfügbar, was die Ausweisung eines konkreten Preises schwierig gestaltet.

Vorteilhaft für die Ausweisung von Energiepreisen im Rahmen des Netzentwicklungsprozesses ist die Tatsache, dass die absolute Höhe der Energiepreise für die Marktmodellierung des Netzentwicklungsplans keine Auswirkungen hat. Entscheidend sind vielmehr die Verhältnisse der Preise untereinander und damit der Einfluss auf die Merit-Order des Kraftwerkseinsatzes. Der Einfluss von hohen Energiepreisen auf andere Sektoren, beispielsweise die Industrie oder den Zubau von Erzeugungskapazitäten, wird in den Modellierungen des Netzentwicklungsplans nicht abgebildet, sondern als exogene Eingangsgröße vorgegeben. Eine Verzerrung der Annahmen in anderen Sektoren durch „falsche“ Preisannahmen ist damit ausgeschlossen.

Aus oben beschriebenen Gründen sieht die Bundesnetzagentur es nicht als notwendig an, im Szenariorahmen eine konkrete Abschätzung der Folgen der aktuellen Energiekrise auf die Preise in den Zieljahren 2037 und 2045 vorzunehmen. Als Kompromiss werden, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, die CO<sub>2</sub>-Preise aus dem Szenario „Net Zero Emissions by 2050“ des WEO 2021 und die restlichen Energiepreise aus dem TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ übernommen. Einzig der Erdgaspreis wird nicht mehr aus dem TYNDP, sondern aus dem Szenario „Announced Pledges“ des WEO 2021 übernommen, welches im Studienvergleich die höchsten Preise ausweist. Folgende Tabelle stellt die zu verwendenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten dar:

	Einheit	Szenario A 2037 Szenario B 2037 Szenario C 2037	Szenario A 2045 Szenario B 2045 Szenario C 2045
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise	€/t	160,1	199,5
Rohöl	€/MWh	35,1	33,7
Erdgas	€/MWh	19,4	19,4
Steinkohle	€/MWh	6,9	6,7
Braunkohle	€/MWh	6,5	6,5
Kernenergie	€/MWh	1,7	1,7

Tabelle 20: Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Preise in den Szenarien

Zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Kraftwerke werden von den Übertragungsnetzbetreibern Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger angenommen. Als Quelle der Emissionsfaktoren dient die Berichterstattung im Rahmen des Nationalen Treibhausgasinventarberichts des Umweltbundesamtes („Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2020“ vom Mai 2022). Geringfügige Abweichungen zu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben sich durch die Nutzung einer aktuelleren Veröffentlichung im Rahmen des Treibhausgasinventarberichts 2022. Folgende Emissionsfaktoren der verschiedenen Primärenergieträger sind für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans anzunehmen.

Primärenergieträger	Spezifische Emissionsfaktoren [t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>th</sub> ]
Abfall (abzgl. 50 % biogener Anteil)	0,165
Braunkohle	0,393
Steinkohle	0,337
Erdgas	0,201
Wasserstoff	0,000
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,287

Tabelle 21: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger

### 3.6 Batteriespeicher

Wie bereits in Abschnitt II B 3.3.9 beschrieben, erhöht sich der Bedarf an Flexibilität im Stromnetz auf Grund der steigenden fluktuierenden Erzeugung. Batteriespeicher könnten zukünftig einen großen Beitrag zu dieser Flexibilität liefern. Zugleich kann im privaten Bereich die Tendenz erkannt werden, dass neben einer PV-Anlage auch ein Heimspeicher installiert wird. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen von relativ hohen Speicherkapazitäten aus. Diese helfen dabei, die erneuerbaren Energien optimal in das Stromnetz zu integrieren. Zudem dürfte auch die Kostendegression im Bereich der Batteriespeichersysteme dazu führen, dass diese weiter an Relevanz gewinnen werden.

Die Bandbreite der Speicherkapazitäten ist in einschlägigen Studien sehr groß. Während z. B. in den Langfristszenarien im Ergebnis Batteriespeicherkapazitäten keine große Rolle spielen, nimmt die KNDE-Studie, mit 50 GW Großbatteriespeicher und 134 GW PV-Speicher (im Jahr 2050) relativ hohe Werte an.

Für die Untersuchungen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 wird im Folgenden zwischen Großbatteriespeichern und haushaltsnahen Batteriespeichern unterschieden:

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, dass sich der Bedarf an PV-Heimspeichern am Zubau der Gebäude-PV-Anlagen orientiert. Beginnend bei 50 % in den nächsten Jahren, wird ab dem Jahr 2035 bei 100 % der neuen Gebäude-PV-Anlagen ein haushaltsnaher Speicher angenommen. Mit der gestiegenen PV-Leistung ergibt sich mit dieser Methodik eine Bandbreite von 67,4 GW bis 113,4 GW Heimspeicherleistung in den genehmigten Szenarien. Diese Werte werden von der Bundesnetzagentur zwar nicht als unrealistisch, aber als relativ hoch eingeschätzt. Gleichzeitig findet im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber das sogenannte bidirektionale Laden, also die Rückspeisung aus der Batterie von E-Mobilen in das Netz, keine Berücksichtigung. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass sowohl beim bidirektionalen Laden als auch bei Heimspeichern ein Leistungsbezug bei günstigen Strompreisen und eine Leistungseinspeisung bei sehr hohen Strompreisen stattfindet. Auch wenn im Detail natürlich Unterschiede in der Betriebsweise bestehen können, erbringen beide Technologien damit eine ähnliche Art von Flexibilität für das Gesamtsystem. Solange aus heutiger Sicht unklar ist, wie sich bidirektionales Laden und die Heimspeicherleistung weiterentwickeln, ist für die Bedarfsermittlung im Netzentwicklungsprozess daher eine Unterscheidung nicht zwingend erforderlich. Die Bundesnetzagentur genehmigt die vorgeschlagene Methodik der Übertragungsnetzbetreiber deshalb unter dem Begriff der „haushaltsnahen Speicher“. Darunter können sowohl PV-Heimspeicher als auch das bidirektionale Laden der E-Mobile verstanden werden.

Im Bereich der Großbatteriespeicher weisen die Übertragungsnetzbetreiber selbst auf eine hohe Unsicherheit bezüglich der getroffenen Annahmen hin. Dies gilt sowohl für die Höhe der installierten Leistung, als auch für die Standorte der Speicher. Während sich der Zubau der Großbatteriespeicher im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber lediglich an dem Zubau der PV-Freiflächen orientiert, nimmt die Bundesnetzagentur einen erzeugungsnahen Zubau an und berücksichtigt neben der PV insbesondere auch die Windenergie an Land. Viele Stellungnahmen der Konsultation waren der Meinung, dass eine reine Orientierung an den PV-Freiflächen unwahrscheinlich sei und Großbatteriespeicher insbesondere auch bei Windenergieanlagen verortet werden sollten. Dieses Vorgehen erscheint naheliegend, da Großbatteriespeicher einen Beitrag zur Integration von Wind und PV leisten. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass durch die insgesamt mit Unsicherheit behafteten Annahmen zu Großbatteriespeichern das Netz nicht übermäßig belastet wird. Dieses Vorgehen trägt dazu bei, einer Fehlplanung des Stromnetzes aufgrund von unsicheren Annahmen vorzubeugen.

Der prozentuale Anteil der EE-Anlagen die mit einem Großbatteriespeicher ausgerüstet wurden, wurde von der Bundesnetzagentur in der Genehmigung des Szenariorahmens abgesenkt. Ab 2030 werden circa 10 % der zugebauten EE-Anlagen mit Großbatteriespeicher ausgerüstet. Die Quote steigt im Jahr 2035 auf 20 % und ab dem Jahr 2040 wird bei jeder vierten EE-Anlage ein Großbatteriespeicher angenommen. Durch die höheren EE-Zahlen als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und die Orientierung sowohl an PV als auch an Windenergieanlagen ergeben sich damit vergleichbare Großbatteriespeicherleistungen wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Die Annahmen zum Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung (ca. 2 kWh/kW), sowie die Dimensionierung der Wechselrichter in Abhängigkeit der installierten Leistung (Faktor 0,7) werden von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen.

Im Netzentwicklungsplan 2021-2035 war die Betriebsweise von Großbatteriespeichern noch auf den Einsatz am Regelleistungsmarkt ausgerichtet. Für den aktuellen Prozess wird eine strommarktorientierte Betriebsweise angenommen.

[GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Haushaltsnahe Speicher	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
<b>Summe</b>	<b>91,1</b>	<b>91,1</b>	<b>91,6</b>	<b>141,0</b>	<b>141,0</b>	<b>167,9</b>

Tabelle 22: Batteriespeicher in den Szenarien

### 3.7 Europäischer Rahmen

Neben den oben beschriebenen Annahmen für die Entwicklung der Erzeugung und den Verbrauch auf nationaler Ebene sind auch Annahmen für die umliegenden europäischen Länder zu treffen. Die Annahmen für die Erzeugung und den Verbrauch in den europäischen Ländern beeinflussen maßgeblich die Ergebnisse der dem Szenariorahmen nachfolgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten. Der Stromaustausch mit den Nachbarstaaten ist wiederum wichtiger Eingangsparameter für die innerdeutschen Netzauslastungen und hat somit Auswirkungen auf die dem Szenariorahmen folgenden nationalen Netzberechnungen.

Die Bundesnetzagentur bekennt sich zum Energiebinnenmarkt Europas, der den Wettbewerb stärkt, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger und CO<sub>2</sub>-armer Energie zu fördern. Dabei spielen die Handelsaktivitäten auf dem Binnenmarkt zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle. Deutschland ist in diesem Zusammenhang eines der wichtigsten Transitländer in Europa, d. h. der nationale Stromnetzausbau dient auch diesem Zweck. Zudem kann durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch die nationale Versorgungssicherheit durch Ausgleichseffekte weiter entfernt liegender Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, deutlich erhöht werden.

#### 3.7.1 Konsultationsbeteiligung der Anrainerstaaten

Während der Konsultation hat die Bundesnetzagentur explizit diejenigen Regierungsbehörden der Länder angeschrieben, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind bzw. voraussichtlich bis zu den Zieljahren mit Deutschland verbunden sein werden. Die Anrainerstaaten wurden zu ihrer Einschätzung des Entwurfs des Szenariorahmens 2023-2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber befragt. Inhaltliche Antworten erhielt die Bundesnetzagentur von der Regierungsbehörde aus Frankreich.

In seiner Stellungnahme wies die französische Regierungsbehörde CRE auf die wichtige Rolle der Interkonnektorenkapazität zwischen Frankreich und Deutschland hin. Eine Förderung des Stromhandels zwischen Frankreich und Deutschland könne dazu beitragen, die Stromkosten in Europa zu senken, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Integration von erneuerbaren Energien zu verbessern.

Weiterhin weist CRE auf die nach Ihrer Einschätzung wichtigen Interkonnektorprojekte Eichstetten – Muhlbach und Uchtelfangen – Vigy hin. Diese wurden bereits in europäischen Prozessen positiv bewertet und finden sich ebenfalls positiv bewertet in den nationalen französischen Netzentwicklungsplänen wieder. Die Berücksichtigung der beiden Interkonnektoren erscheint CRE daher angebracht.

### 3.7.2 Europäische Entwicklung

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und Fernleitungsbetreiber (ENTSO-G) haben im April 2022 den bereits konsultierten Entwurf des Scenario Report 2022 zum TYNDP 2022 in einer aktualisierten Entwurfsfassung veröffentlicht. Die finale Version wurde bisher nicht veröffentlicht, da sich die Rahmenbedingungen zur Modellierung der Top-Down Szenarien, insbesondere der angenommene Gaspreis, zu stark geändert haben.

Die finale Version soll als Grundlage für den nächsten Ten-Year Network Development Plan 2022 (TYNDP 2022) dienen. Die erstellten Szenarien sollen erneut gemeinsam für die europäische Strom- und Gasnetzplanung genutzt werden.

Im bisherigen Entwurf des Scenario Report 2022 sind drei verschiedene Szenarien dargestellt, von denen zwei den Pfad bis zum Erreichen von Klimaneutralität in 2050 aufzeigen und ein Szenario einen Pfad bis 2040 darstellt.

Das Szenario „National Trends“ ist das einzige Bottom-up-Szenario und basiert auf den Datenmeldungen der jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber. Vom Ambitionsniveau der Dekarbonisierung liegt das Szenario deutlich hinter den beiden Top-Down Szenarien, berücksichtigt aber die nationalen Energie- und Klimapläne und weitere nationale energiepolitische Ziele der jeweiligen Länder. Dieses Szenario wird nur bis zum Jahr 2040 fortgeführt und stellt keine vollständige Dekarbonisierung dar.

Das Szenario „Distributed Energy“ mit deutlich höherem Niveau der Dekarbonisierung gegenüber National Trends wurde als Top-Down Szenario erstellt. Die Dezentralisierung durch große Leistungen von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern ist charakterisierend für dieses Szenario.

Das Szenario „Global Ambition“ wurde ebenfalls als Top-Down Szenario mit hohem Ambitionsniveau bei der Dekarbonisierung erstellt. Dabei setzt es in großem Maße auf die Nutzung von grünen Gasen zur Dekarbonisierung. Damit betriebene Kraftwerke bilden die charakterisierende Zentralisierung ab.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Entwurf vorgeschlagen, analog zur Vorgehensweise in den vergangenen Prozessen allen nationalen Szenarien nur ein europäisches Szenario zur Modellierung des Auslandes zu Grunde zu legen. Durch die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Kopplung der nationalen Szenarien an ein einziges europäisches Szenario wird folglich in jedem Szenario ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellberechnungen verwendet. Der Einfluss des europäischen Auslands bleibt somit über die Szenarien tendenziell konstanter, da sich der Kraftwerkspark und die installierten Erneuerbaren Energien Leistungen nicht ändern. Der tatsächliche Einsatz der Kraftwerke im europäischen Ausland kann sich allerdings auch nach dieser Methodik anders darstellen, da dieses Ergebnis der Marktmodellierung von verschiedenen Faktoren abhängt. Trotzdem können unterschiedliche Ergebnisse der einzelnen Szenarien eher auf die Bandbreite der nationalen Annahmen zurückgeführt werden als es bei der Zuordnung verschiedener Europäischer Szenarien der Fall wäre. Eine Verzerrung der nationalen Ergebnisse wird soweit wie möglich vermindert.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen im Entwurf vor, dass Szenario „Distributed Energy“ als einziges Auslandsszenario zu verwenden, da es aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber das passendste Szenario zur im Szenariorahmen angenommenen deutschen Entwicklung darstellt. Dieser Vorschlag wurde in der Konsultation weit überwiegend positiv aufgenommen.

Das Szenario „Distributed Energy“ wird daher von der Bundesnetzagentur als einziges Auslandsszenario zur Nutzung im NEP vorgesehen. Mögliche Aktualisierungen des Szenarios durch ENTSO-E und ENTSO-G aufgrund der russischen Invasion der Ukraine können von den Übertragungsnetzbetreibern, soweit nicht mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden, in den laufenden Prozess einbezogen werden.

Die in den europäischen Szenarien im Ausland angenommenen „Peaking Units“ sollen in der Modellierung nicht angenommen werden. Stattdessen sollen, analog zur Vorgehensweise in Deutschland, bei Bedarf lastnahe Reserven angenommen werden (siehe im Übrigen Abschnitt II B 3.5.3).

Die Zieljahre des Szenariorahmens 2037 und 2045 sind nicht Teil der im TYNDP untersuchten Zieljahre. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene lineare Interpolation scheint geeignet die passenden Werte für die Zieljahre des Szenariorahmens zu ermitteln. Sollten durch ENTSO-E und ENTSO-G, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vermutet, noch Kennzahlen für 2045 erstellt werden, können diese anstelle der linearen Interpolation genutzt werden.

### **3.7.3 Modellierung der Handelskapazitäten**

Der europäische Handel zwischen den Marktgebieten ist eine wesentliche Komponente bei der Netzausbau-planung. Da der gehandelte Strom über das Übertragungsnetz transportiert werden muss, wird durch das Handelsergebnis beeinflusst, wie sich die Leistungsflüsse im Netz einstellen. Innerhalb der Marktsimulation muss deshalb eine geeignete Methode zur Abbildung des Stromhandels verwendet werden. Einerseits sollte, dem Gedanken eines freizügigen Energiebinnenmarkts folgend, der Handel zwischen den Marktgebieten möglichst wenig beschränkt werden. Andererseits können die Netze innerhalb der Grenzen ihrer Betriebssicherheit nur in begrenztem Maße Strom transportieren, was die Notwendigkeit begründet, den Handel entsprechend der Übertragungsfähigkeit der Netze zu beschränken. Diese Beschränkung kann entweder durch sogenannte „Net Transfer Capacities“ (NTC) oder durch das sogenannte „Flow-Based Market Coupling“ (FBMC) erfolgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, das FBMC-Verfahren nur in den 2037er Szenarien anzuwenden und in 2045, aufgrund der hohen Unsicherheiten, das NTC-Verfahren anzuwenden. In der Konsultation wurde dieses Vorgehen weitestgehend positiv bewertet und durch den großen Zeitraum bis zum Zieljahr erscheint dieses Vorgehen angemessen, weshalb die Bundesnetzagentur dieses Vorgehen genehmigt. Im Folgenden werden die beiden Verfahren kurz beschrieben.

Beim NTC-Verfahren wird eine Übertragungskapazität für den gerichteten Austausch zwischen zwei Marktgebieten vorgegeben und über den gesamten betrachteten Zeitraum (ein Jahr) konstant gehalten. In der auf den Szenariorahmen folgenden Marktsimulation darf die gehandelte Strommenge zwischen den Marktgebieten die vorgegeben NTC-Kapazitäten zu keinem Zeitpunkt übersteigen.

Der wesentliche Unterschied beim FBMC zu der Verwendung von NTC besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark

belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel. Eine solche leitungsscharfe Vorgabe der Handelskapazitäten erhöht die Anforderungen an die nachfolgende Marktmodellierung.

Im letzten Netzentwicklungsplan 2021-2035 kam das FBMC an allen Grenzen Deutschlands zur Anwendung. Der Ansatz hat sich seitdem in der Modellierung weiter durchgesetzt, sodass seine Verwendung grundsätzlich auch im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 angemessen erscheint. Als kritische Leitungen sind dabei nur Interkonnektoren und keine Leitungen innerhalb eines Marktgebietes zu verwenden. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass keine Engpässe innerhalb eines Marktgebietes den Handel begrenzen.

### 3.7.4 Interkonnektoren

Zusätzlich zu den bereits im Betrieb bzw. in Bau befindlichen Interkonnektoren sowie zu allen bereits im Bundesbedarfsplan aufgenommenen Interkonnektoren, die mittels einer CBA in vergangenen Prozessen überprüft wurden, sind alle weiteren aus europäischen Prozessen (TYNDP) bekannten Interkonnektorenprojekte in den Marktmodellierungen zu berücksichtigen. Diese Projekte sind mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse zu begründen. Die Analysen sollen dabei mittels der sogenannten TOOT-Methodik (**T**ake **O**ut **O**ne at the **T**ime) erfolgen. Bei der TOOT-Methodik wird die Basisrechnung unter Berücksichtigung des Projekts gerechnet. Weitere Interkonnektorenprojekte, welche noch nicht Eingang in den TYNDP gefunden haben, aber trotzdem von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt werden, müssen mittels der sogenannten PINT-Methodik überprüft werden (**P**ut **I**N one at the **T**ime). Bei der PINT-Methodik erfolgt die Basisrechnung ohne Berücksichtigung des Projekts. Die Kosten-Nutzen-Analysen sind dabei jeweils für mindestens ein 2037- und ein 2045-Szenario durchzuführen. Aus Konsistenzgründen erscheint die einheitliche Verwendung von B 2037 und B 2045 sachgerecht.

Die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber als hybride Offshore-Projekte bezeichneten Bornholm Energy Island (BEI) und North Sea Wind Power Hub (NSWPH) werden im Netzentwicklungsprozess ebenfalls berücksichtigt. Im Projekt BEI sollen zunächst zwei dänische Offshore-Windparks auf Bornholm an das dänische Netz angeschlossen werden. Der Strom dieser Windparks kann dann – nach Einspeisung in das dänische Netz auf Bornholm – wiederum über Seekabel von Bornholm aus sowohl in das dänische als auch in das deutsche Festlandnetz integriert werden. Daher fließt die Anbindung von Bornholm nach Deutschland als Interkonnektor in die Modellierungen ein und wird mittels TOOT-Methodik und Kosten-Nutzen-Analyse überprüft, solange keine verbindliche rechtliche Grundlage zwischen Deutschland und Dänemark abgeschlossen wird, welche eine Realisierung des Projekts vorgibt.

Das Projekt NSWPH wird vollständig in der parallel zum Netzentwicklungsprozess verlaufenden Studie der Übertragungsnetzbetreiber zum möglichen Nutzen einer Offshore-Vernetzung untersucht. Dort werden verschiedene Hybrid-Konstellationen untersucht, weshalb dort eine umfängliche Bewertung des Projekts NSWPH im Vergleich mit anderen Projekten möglich ist. Details zu dieser Studie werden in Abschnitt II B 3.7.5 zur europäischen Offshore-Vernetzung ausgeführt.

Zur Ermittlung der Interkonnektorkapazität für die NTC-Berechnungen in den Szenarien mit Zieljahr 2045 haben die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf verschiedene Möglichkeiten vorgeschlagen. Zum einen die Berücksichtigung des Stromverbundziels der EU-Kommission, welches vorsieht, dass die Handelskapazität

15 % der installierten Erzeugungsleistung entsprechen sollte. Zum anderen die Orientierung an bereits bestehenden Systemstudien („Big Five“ siehe Abschnitt II B 3.2), oder eine Mischform.

Die vollständige Berücksichtigung des Stromverbundziels wurde in der Konsultation negativ bewertet. Unter anderem wurde vorgebracht, dass das Verbundziel von 15 % nicht für die extrem hohen Leistungen erneuerbarer Energien in klimaneutralen Szenarien gedacht war und damit für die Szenarien des Szenariorahmens nicht mehr sachgerecht scheint.

Die Berücksichtigung von Systemstudien sieht die Bundesnetzagentur an dieser Stelle kritisch. Die Systemstudien sind in der Regel optimierte Modelle, die ausgehend von der gesamtoptimierten Energieerzeugungsstruktur in Europa auf die entsprechenden Interkonnektorenkapazitäten schließen. Dabei ist nicht gesagt, dass die Szenarien des Szenariorahmens, insbesondere in der Darstellung des europäischen Auslands, diesen Annahmen entsprechen. Weiterhin variieren die in Systemstudien angenommenen Kapazitäten signifikant je nach Studie und Szenario.

Allgemein stellt die Annahme von Übertragungskapazitäten über bereits bekannte Projekte hinaus ein Problem dar, da es keine Anhaltspunkte gibt, wo weitere Projekte errichtet werden sollten. Denkbar wäre zwar beispielsweise eine Hochskalierung bereits bekannter Projekte, aber auch hier muss davon ausgegangen werden, dass dies nicht der realen Entwicklung entsprechen wird. Die zusätzliche Interkonnektorenkapazität müsste schlussendlich also mehr oder weniger willkürlich verteilt werden, wodurch im Netzentwicklungsplan konkrete Netzausbauvorhaben ausgelöst oder beeinflusst bzw. Netzanschlusspunkte vorfestgelegt würden. Dies wiederum birgt die Gefahr erheblicher Fehlplanungen der Netzinfrastruktur.

Sofern es sich bei den zusätzlichen zwischenstaatlichen Kapazitäten um Kapazitäten von Offshore-Hybrid-Projekten handelt, so sind diese Teil der Betrachtung der Offshore-Vernetzung, zumal sie voraussichtlich auf den landseitigen Ausbau nur unerhebliche Auswirkungen haben, da die Offshore-Anbindungen, als limitierende Kapazität der Offshore-Vernetzung, bereits über die Berücksichtigung der 70 GW Offshore-Windenergie Eingang in die Netzberechnungen finden (siehe Abschnitt IIB3.7.5).

Aus den oben genannten Gründen gibt die Bundesnetzagentur vor, für das Jahr 2045 keine Interkonnektorenkapazitäten über die bekannten Projekte des Jahres 2037 hinaus zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen für das Zieljahr 2045 aus den nach oben beschriebener Methodik ermittelten Interkonnektoren einen NTC-Wert für die jeweiligen Grenzen ermitteln und transparent im Netzentwicklungsplan ausweisen.

Für die Interkonnektorenkapazität zwischen europäischen Marktgebieten können wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen die Ergebnisse der System Needs Studie des TYNDP 2022 genutzt werden.

Die Notwendigkeit von Interkonnektoren wird nicht mittels einer (n-1)-Sicherheitsbetrachtung beurteilt. Mit dem Szenariorahmen 2023-2037/2045 werden die Übertragungsnetzbetreiber erneut aufgefordert, für jeden Interkonnektor nach oben beschriebener Methodik eine eigene Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 einzureichen. Diese Kosten-Nutzen-Analyse muss dabei mindestens für die Szenarien B 2037 und B 2045 erfolgen und den volkswirtschaftlichen Nutzen des jeweils betrachteten Interkonnektors ausweisen. Neben einer möglichen Steigerung der Systemsicherheit sollen mit den Daten und Informationen dieser Kosten-Nutzen-Analysen der zusätzliche Nutzen und die Zwecke von grenzüberschreitenden Projekten (Interkonnektoren) kenntlich gemacht werden.



### 3.7.5 Offshore-Vernetzung

Der Netzausbau der deutschen Übertragungsnetze ist ein wesentlicher Einflussfaktor bei der Umsetzung der europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele. Das neue deutsche Ausbauziel von 70 GW bis 2045 sowie das europäische Ziel von 300 GW Offshore-Leistung bis 2050 erfordern eine gute Abstimmung der Nordsee- sowie der Ostsee-Anrainerstaaten.

Derzeit werden Offshore-Windparks grundsätzlich radial (als Punkt-zu-Punkt Verbindung) an das jeweilige landseitige Netz angebunden. Darüber hinaus gibt es Vorschläge, die Offshore-Windparks verschiedener Länder seeseitig miteinander zu vernetzen und so Hybrid-Projekte aus Interkonnektor und Offshore-Anbindung zu realisieren. Diese Auslegung würde neben der Einbindung der Offshore-Windenergie auch die Handelskapazitäten der beteiligten Länder erhöhen.

Begleitend zum Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 soll zum ersten Mal auch der mögliche Nutzen einer Offshore-Vernetzung untersucht und im Rahmen der Prüfung berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu eine Studie ausgeschrieben, die diese Untersuchungen durchführt. Die Methoden und Ergebnisse der Studie werden im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 von der Bundesnetzagentur untersucht und bewertet. Dazu wird die Bundesnetzagentur eine eigene Studie beauftragen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat bereits eine Studie zu den Ansätzen eines Offshore-Stromnetzes in der ausschließlichen Wirtschaftszone beauftragt, deren erste Ergebnisse im Laufe des Jahres 2022 vorliegen werden.

Dieses Vorgehen ermöglicht es, verschiedene Hybrid-Konstellationen ergebnisoffen zu prüfen. So können die Konstellationen mit dem größten volkswirtschaftlichen Nutzen ermittelt werden.

## C Begründung der Nebenbestimmungen

Die Nebenbestimmungen sollen gemäß § 36 Abs. 1 VwVfG sicherstellen, dass die gesetzlichen Voraussetzungen des § 12a EnWG erfüllt werden.

### 1. Ermittlung kurz- und mittelfristiger Maßnahmen auf Basis einer Analyse für das Jahr 2030

Die Nebenbestimmung in Tenorziffer 2 soll sicherstellen, dass im Netzentwicklungsplan alle Maßnahmen enthalten sind, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Dabei ist denkbar, dass einige Maßnahmen insbesondere kurz- und mittelfristig erforderlich werden. Dies ist von den Übertragungsnetzbetreibern auf Basis einer von ihnen erstellten Analyse für das Jahr 2030 zu bewerten.

Die aktuelle EEG-Novelle sieht bis zum Jahr 2030 bereits eine enorme Steigerung des EE-Ausbaus im Vergleich zum bisherigen Ambitionsniveau vor. Dadurch wird mutmaßlich die Transportaufgabe im Übertragungsnetz steigen, wodurch auch die Gefahr von Überlastungen und Stabilitätsproblemen erhöht ist. Gleichzeitig ist absehbar, dass weniger konventionelle Kraftwerke als bisher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen bereitstehen. Insgesamt verschärft sich damit schon kurz- bis mittelfristig die Belastung des Übertragungsnetzes. Zudem werden mutmaßlich einige der Ausbauprojekte, die für die Jahre 2037 und 2045 im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 geplant werden, nicht bis zum Jahr 2030 realisiert werden können, um diese Situation kurzfristig zu entspannen. Es ist außerdem denkbar, dass beispielsweise der Blindleistungsbedarf kurz- bis mittelfristig größer ist, als in den Szenarien für die Jahre 2037 und 2045. Es sollten daher alle geeigneten Maßnahmen, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können daraufhin geprüft werden, ob sie die skizzierte Situation entschärfen können. Davon umfasst sind sowohl Maßnahmen die zur Blindleistungsbereitstellung und aus Stabilitätsgründen benötigt werden, als auch kurzfristig realisierbare Maßnahmen zur Optimierung und Verstärkung des Übertragungsnetzes.

Als geeignete Grundlage für die Prüfung entsprechender Maßnahmen ist eine Analyse mit dem Zieljahr 2030 zu verwenden. In der Analyse sind die Ziele der aktuellen EEG-Novelle und entsprechend des Koalitionsvertrags auch ein vorgezogener Kohleausstieg auf das Jahr 2030 abzubilden. Sie befindet sich dadurch in der Bandbreite der genehmigten Pfade für den Szenariorahmen 2023-2037/2045. Es ist ein Bruttostromverbrauch von 750 TWh und ein Ausbau der erneuerbaren Energien auf knapp 380 GW zugrunde zu legen. Dabei ist ein Ausbau von Wind Onshore auf 115 GW, Wind Offshore auf 30 GW und Photovoltaik auf 215 GW anzunehmen. Die Methodik zur Regionalisierung hat sich an der im Szenariorahmen 2023-2037/2045 genehmigten Methodik zu orientieren.

### 2. Anwendung des Flow-Based-Market-Coupling-Ansatzes und Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse

Die Nebenbestimmung in Tenorziffer 3 soll gewährleisten, dass eine angemessene Modellierung des Austauschs von Strom zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern verwendet wird. Für Einzelheiten wird auf den Abschnitt II B 3.7.3 verwiesen. Zugleich soll sie sicherstellen, dass diese Modellierung in Verbindung mit einer sachgerechten Begründung aus einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse für den Bedarfsnachweis neuer Interkonnektoren verwendet wird, vgl. Abschnitt IIB3.7.4.

### **3. Neue technische Ansätze für Netzbetriebsmittel, Netzbetriebsführung und Systemdienstleistungen sowie Forschungsbedarf**

Die Nebenbestimmung in Tenorziffer 4 soll gewährleisten, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung von wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes fortlaufend neue technische Ansätze identifizieren, bewerten und gegebenenfalls in die Planung einbeziehen.

Die Diskussion um den jeweiligen Stand der Technik und Möglichkeiten der Erprobung neuer Netzbetriebsmittel, aber auch um Netzbetriebsführungskonzepte hat in den Debatten rund um die zurückliegenden Netzentwicklungspläne häufig viel Raum eingenommen. Dies betraf insbesondere Optimierungsansätze im Bestandsnetz, aber auch Fragen zu Leistungskapazitäten von Konvertern oder Kabeln, der Realisierungsdauer von Maßnahmen sowie Stabilitätsaspekten.

Die Darstellung der netztechnischen Betriebsmittel im Rahmen einer Technologiebewertung soll sowohl Betriebskonzepte, netztechnische Auswirkungen, die Realisierbarkeit und Umsetzungsdauer, sowie eine Abwägung der Kosten und des Nutzens beinhalten. Als netztechnische Betriebsmittel definiert die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang sämtliche elektrotechnischen Betriebsmittel, sowohl aktiv als auch passiv, die zur vollständigen und sicheren Erfüllung der Transportaufgabe der Übertragungsnetze beitragen. Als relevante neue Technologien werden elektrotechnisch aktive aber auch passive Betriebsmittel verstanden, deren Einsatz sowohl heute im deutschen Übertragungsnetz als auch in Zukunft in den Planungen eine Rolle spielen. Dies beinhaltet auch Betriebsmittel, die bereits in Übertragungsnetzen anderer Länder erfolgreich zum Einsatz kommen. Darüber hinaus soll dargestellt werden, in welchen Bereichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gesehen wird.

## D Kosten

Die Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 ist gebührenpflichtig gemäß § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG.  
Hinsichtlich dieser Gebühren ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

# Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Klaus Müller



# Verzeichnisse

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der genehmigten Entwicklungspfade.....	18
Abbildung 2: Vergleich Stromverbrauch durch Geräte im Haushalts- und GHD-Sektor .....	24
Abbildung 3: Vergleich Stromverbrauch der Industrie 2037 mit Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannter Studien.....	32
Abbildung 4: Vergleich Stromverbrauch der Industrie 2045/2050 mit Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannten Studien .....	33
Abbildung 5: Vergleich Stromverbrauch von Elektrolyseuren 2045/2050 mit Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und bekannten Studien.....	39
Abbildung 6: Bruttostromverbrauch in den Szenarien im Vergleich mit dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und Studien .....	46

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stromverbrauch von Geräten in den Sektoren Haushalte und GHD.....	24
Tabelle 2: Annahmen zur Herleitung des Jahresstromverbrauchs durch Wärmepumpen in den Szenarien.....	27
Tabelle 3: Anzahl und Verbrauch von Wärmepumpen in den Szenarien.....	27
Tabelle 4: Aufkommen und Jahresstromverbrauch von Großwärmepumpen und Elektrodenheizern.....	30
Tabelle 5: Stromverbrauch des Industriesektors.....	32
Tabelle 6: Anzahl, Fahrleistungen und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien.....	35
Tabelle 7: Elektrolyseleistung in den Szenarien.....	38
Tabelle 8: Anteil der marktorientierten Einheiten.....	42
Tabelle 9: Angenommene DSM-Potenziale.....	44
Tabelle 10: Zusammenfassung des Stromverbrauchs in den Szenarien.....	45
Tabelle 11: Leistung, Volllaststunden und Lebensdauer Photovoltaik in den Szenarien.....	48
Tabelle 12: Leistung, Volllaststunden und Lebensdauer Wind Onshore in den Szenarien.....	50
Tabelle 13: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee.....	54
Tabelle 14: Leistung, Volllaststunden und Lebensdauer von Biomasse in den Szenarien.....	56
Tabelle 15: Leistung und Volllaststunden von Wasserkraft in den Szenarien.....	56
Tabelle 16: Leistung und Volllaststunden des biogenen Anteils von Abfallkraftwerken in den Szenarien.....	57
Tabelle 17: Kapazität erneuerbarer Energieträger in den Szenarien.....	58
Tabelle 18: Erzeugung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien und Anteil am Bruttostromverbrauch.....	58
Tabelle 19: Bestand, Rück-/Zubau und installierte Leistung des regelbaren Kraftwerksparks in den Szenarien.....	61
Tabelle 20: Brennstoff und CO <sub>2</sub> -Preise in den Szenarien.....	66
Tabelle 21: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger.....	66
Tabelle 22: Batteriespeicher in den Szenarien.....	68



## Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung
AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DAC-Anlagen	Direct-Air-Capture Anlagen
DSM	Demand-Side-Management
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators for electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FEP	Flächenentwicklungsplan
GW	Gigawatt
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung

HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacity
PCI	Projects of Common Interest
PV	Photovoltaik
PST	Phasenschiebertransformator
SEP	Systementwicklungsplan
SES	Systementwicklungsstrategie
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

## **Impressum**

### **Herausgeber**

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

### **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
Szenariorahmen.Netzentwicklung-Strom@bnetza.de  
[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)  
[www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)  
Tel. +49 228 14-0

### **Stand**

Juli 2022

### **Text**

Referat Netzentwicklung Stromübertragungsnetz