

NETZENTWICKLUNG
STROMÜBERTRAGUNGSNETZ

Genehmigung

des Szenariorahmens
für den Netzentwicklungsplan Strom
2025-2037/2045



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2025-2037/2045

Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045

April 2025

I Genehmigung

Az.: 4.14.01.01/001#2

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Absatz 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 30.04.2025

den Szenariorahmen 2025-2037/2045 wie folgt genehmigt:

1. Dem Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zugrunde zu legen:

Installierte Leistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2024	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Thermische Kraftwerke	75,8	48,2	64,2	64,2	62,5	83,5	83,5
Pumpspeicher	9,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Summe konventionelle Erzeugung	85,7	60,2	76,2	76,2	74,5	95,5	95,5
Wind Onshore	63,5	126,6 / 140,5	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Wind Offshore	9,2	50,0	56,0	56,0	60,0	70,0	70,0
Photovoltaik	99,8	270,0	345,4	379,9	315,0	400,0	440,0
Biomasse	9,1	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
sonstige regenerative Erzeugung	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	187,1	457,2 / 471,1	570,2	604,7	527,1	638,6	694,6
Summe Erzeugung	272,8	517,4 / 531,3	646,4	680,9	601,6	734,1	790,1
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch	464,4	774,8	956,7	994,2	868,7	1101,8	1195,1
Treiber Sektorkopplung							
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	2,4	27,8	33,6	37,8	36,8	44,5	44,9
Power-to-Heat [GW]	0,8	9,5	25,3	22,2	16,4	26,1	23,3
Wärmepumpen (HH und GHD) [Anzahl in Mio.]	2,0	7,7	8,7	9,5	11,3	13,3	14,0
Elektrolyse [GW]	0,2	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]							
Kleinbatteriespeicher	9,9	46,7	59,5	65,3	59,7	73,7	80,9
Großbatteriespeicher	1,7	41,1	67,6	94,1	41,1	67,6	94,1
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

2. Die Prüfung im Netzentwicklungsplan, ob kurz- bis mittelfristig Maßnahmen für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, erfolgt auf Basis einer Analyse für das Jahr 2032.
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 2023-2037/2045 bestätigt wurden, eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen.
4. Es wird festgestellt, dass das von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Vorgehen bei der Regionalisierung des Zubaus der erneuerbaren Energien sowie bei der Abschätzung des nationalen Strombedarfs eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025-2037/2045 bildet.
5. Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Netzmodellierung und -berechnung für den Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 die gemäß den Grundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes (Stand Oktober 2024) zulässigen Engpassströme zu beachten.

II Kostenentscheidung

Für die Genehmigung des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045 wird eine Gebühr in Höhe von 400.000 € festgesetzt. Die Beteiligten zu 1., 2., 3. und 4. haben bis zum 28.05.2025 jeweils einen Betrag von 100.000 € unter Angabe des Verwendungszwecks auf das Konto der Bundeskasse zu zahlen.

Inhaltsverzeichnis

I	GENEHMIGUNG	3
II	KOSTENENTSCHEIDUNG	6
	Inhaltsverzeichnis.....	7
III	SACHVERHALT	9
A	Verfahren	10
B	Öffentlichkeitsbeteiligung	13
IV	ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE	14
A	Formelle Voraussetzungen der Genehmigung	15
B	Materielle Voraussetzungen der Genehmigung	16
	1. Klimaschutz und energiepolitische Ziele.....	16
	2. Entwicklungspfade und integrierte Planung.....	17
	Szenariopfad A.....	17
	Szenariopfad B.....	18
	Szenariopfad C.....	18
	Sektorenübergreifende Perspektive.....	18
	3. Wahrscheinliche Entwicklung.....	20
	3.1 Betrachtungsbereich.....	20
	3.2 Methodik.....	21
	3.3 Entwicklung des Verbrauchs.....	22
	3.3.1 Großverbraucherabfrage.....	22
	3.3.2 Private Haushalte.....	23
	3.3.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (ohne Rechenzentren).....	27
	3.3.4 Industrie.....	30
	3.3.5 Verkehr.....	33
	3.3.6 Rechenzentren.....	36
	3.3.7 Fernwärme.....	38
	3.3.8 Elektrolyseure.....	41
	3.3.9 Netz- und Speicherverluste.....	43
	3.3.10 Nachfrageseitige Flexibilitäten.....	44
	3.3.11 Zusammenfassung und Bruttostromverbrauch.....	46
	3.4 Zubau erneuerbarer Energien.....	48
	3.4.1 Photovoltaik.....	48
	3.4.2 Wind Onshore.....	51
	3.4.3 Wind Offshore.....	54
	3.4.4 Biomasse.....	58
	3.4.5 Laufwasser- und Speicherwasserkraft sowie sonstige erneuerbare Energieträger.....	59
	3.4.6 Spitzenkappung.....	60
	3.4.7 Zusammenfassung und Erzeugung der erneuerbaren Energien.....	61
	3.5 Thermische Kraftwerke.....	62

3.5.1	Bestand, Zubau und Rückbau	63
3.5.2	CO ₂ -Emissionen, CCS und Modellierung	65
3.5.3	Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren	65
3.6	Speicher	67
3.6.1	Batteriespeicher	67
3.6.2	Hydraulische Speicher	69
3.7	Europäischer Rahmen und Entwicklung	70
3.7.1	Konsultation der Anrainerstaaten	71
3.7.2	Interkonnektoren und Handelskapazitäten	72
C	Begründung der Nebenbestimmungen.....	77
1.	Ermittlung kurz- und mittelfristiger Maßnahmen auf Basis einer Analyse für das Jahr 2032.....	77
2.	Anwendung des Flow-Based-Market-Coupling-Ansatzes und Kosten-Nutzen-Analyse	77
3.	Netzplanung unter Einhaltung zulässiger Engpassströme	78
V	KOSTEN.....	79
	RECHTSBEHELFSBELEHRUNG	80
	Verzeichnisse	82
	Tabellenverzeichnis.....	82
	Abkürzungsverzeichnis.....	84

III Sachverhalt

Wesentlicher Bestandteil der Netzentwicklungsplanung ist die turnusmäßige Überprüfung der gefundenen Ergebnisse. Dies ist im Szenariorahmen 2025-2037/2045 besonders bedeutsam, da sein Vorgänger knapp drei Jahre zurückliegt. So bietet sich nunmehr die Chance, das im vorangegangenen Netzentwicklungsplan erarbeitete Klimaneutralitätsnetz im Sinne einer Bestandsaufnahme unter Berücksichtigung zwischenzeitlicher Erkenntnisse und Entwicklungen erneut zu bewerten.

Zu diesem Zweck bilden die jetzt genehmigten Szenarien eine große Bandbreite ab, auf welchen unterschiedlichen Pfaden Deutschlands Energieversorgung dekarbonisiert werden kann. Diese Bandbreite reicht von einem zeitlich weniger steilen Transformationspfad mit verhaltener Elektrifizierung, deutlich geringerem Stromverbrauch und behutsamerem Zubau erneuerbarer Energien über ein zügiges Erreichen der gesetzlichen Ausbauziele bis hin zu einem besonders hohen Grad an nachhaltiger Energieautarkie. Damit stellen die genehmigten Szenarien eine breite Kulisse (bzw. einen breiten „Trichter“) dessen dar, wie und in welcher Geschwindigkeit sich der weitere Umbau des Energiesystems vollziehen könnte. Auf diese Weise lässt sich ein Übertragungsnetz entwickeln, das in allen Szenarien gleichermaßen gebraucht wird und damit als konsensfähig gelten kann. Der zusätzliche Ausbaubedarf im Übertragungsnetz kann aus verschiedenen Blickwinkeln beurteilt und gegebenenfalls angepasst werden, ohne bestimmte Optionen vorzeitig auszuschließen.

Darüber hinaus variieren in den Betrachtungen auch die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff sowie das Verhältnis zwischen Wasserstoff- und Stromnutzung. Erstmals enthalten die Szenariorahmen Strom sowie Gas/Wasserstoff gemeinsame, übergreifende Annahmen, beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren, anhand derer die Netzentwicklungsplanungen für das Übertragungsnetz einerseits und für das Gas-/Wasserstoffnetz andererseits konsistent zueinander erfolgen können.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045. Der genehmigte Szenariorahmen bildet 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 30.06.2024 den Entwurf des Szenariorahmens 2025-2037/2045 vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein gemeinsames Begleitdokument zur Konsultation der Entwürfe sowohl des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045 als auch des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, welches sie zusammen mit den Entwürfen der jeweiligen Szenariorahmen am 02.09.2024 auf ihren Internetseiten bekanntmachten.

Erstmalig wurden dabei die Prozesse zu den Szenariorahmen Strom einerseits sowie Gas und Wasserstoff andererseits gleichzeitig gestartet. Beide Prozesse betrachten die gleichen Zieljahre (2037 und 2045). Annahmen über das grundsätzliche Verhältnis der Energieträger und deren Anteil an der Deckung des Gesamtenergiebedarfs, insbesondere aber auch Querschnittsthemen zwischen den Sektoren, wie Kraftwerke und Elektrolyseure, können so noch besser abgestimmt werden. Mit der übergreifenden Transformation des Energiesystems geht eine zukünftig noch stärker aufeinander abgestimmte Netzentwicklungsplanung der Infrastrukturen für Strom, Gas und Wasserstoff einher. Es handelt sich jedoch um zwei selbständige Planungsverfahren.

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, die aus Sicht der Bundesnetzagentur für die Genehmigung der Szenariorahmen von maßgeblicher Bedeutung sind. Die Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, die nachgelagerten Netzbetreiber sowie die Träger öffentlicher Belange hatten bis zum 30.09.2024 Gelegenheit zur Äußerung. Während des Konsultationszeitraums veranstaltete die Bundesnetzagentur am 13. und am 16.09.2024 zwei Online-Dialogveranstaltungen.

Mit E-Mail vom 14.04.2025 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zum Tenor der beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 Gelegenheit zur Stellungnahme mit Frist bis zum 17.04.2025. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 17.04.2025 wahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber wiesen darauf hin, dass im Vergleich zu ihrem Entwurf des Szenariorahmens eine geringe Spreizung des Szenarientrichters vorläge, insbesondere zwischen den Szenarien B und C. Dass sich der Stromverbrauch im Szenario A auf dem Niveau des Entwurfs befinde, begrüßen sie. Die Annahmen zu batterieelektrischen PKW und Wärmepumpen seien jedoch ambitioniert. Zudem sei der angenommene Zubau an Wind Onshore bis zum Jahr 2037 zu hoch. Es bestünde Spielraum, einen Teil des Zubaus auf die Jahre nach 2037 zu verschieben. Bezüglich der Annahmen zu Großbatteriespeichern seien nur die Angaben aus der Großverbraucherliste berücksichtigt. Es fehlten bereits realisierte Großbatteriespeicher mit einer installierten Kapazität von 0,9 GW. Im Übrigen machten die Übertragungsnetzbetreiber Anmerkungen zu Details der Kraftwerks- und Elektrolyseurliste.

Die relevanten Punkte aus der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur in den Entscheidungsgründen in Abschnitt IV aufgegriffen und weitgehend Rechnung getragen. An dieser Stelle folgt zur besseren Nachvollziehbarkeit eine kurze Zusammenfassung der abschließenden Erwägungen der Bundesnetzagentur zu den von den Übertragungsnetzbetreibern angesprochenen Themen.

Der Trichter des Szenariorahmens ist aus Sicht der Bundesnetzagentur ausreichend weit aufgespannt. So liegen die Annahmen des Szenarios A deutlich unter Szenario B, während Szenario C zwar moderat, aber doch signifikant über den Annahmen des Szenarios B liegt. Noch ambitioniertere Annahmen bezüglich der Entwicklung des Stromverbrauchs und der Erzeugung erneuerbarer Energien erscheinen aufgrund der absehbaren Entwicklungen gegenwärtig nicht als sachgerecht.

Zudem weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass der Trichter bezüglich des Stromverbrauchs im Szenariopfad A mit konstantem Verbrauch im Jahr 2037 und einem sinkenden Verbrauch im Jahr 2045 gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber weiter nach unten geöffnet wurde. Der in Szenario A 2037 angenommene Gesamtstromverbrauch entspricht dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Signifikante Unterschiede bestehen lediglich bei den Rechenzentren. Hier wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber nach Vorlage des Entwurfs noch weitere in der Realisierung bereits fortgeschrittene Projekte nachgemeldet. Demgegenüber ist die Bundesnetzagentur in Szenario A im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber von einer stärkeren Verzögerung der Elektrolyseprojekte und mithin von einem niedrigeren Verbrauch ausgegangen. Demgegenüber liegen die Annahmen zur Haushaltswärme und zum Verkehr nur leicht über dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, ohne dass dies eine relevante Auswirkung auf den Gesamtverbrauch hat.

Die im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber höhere installierte Leistung von Wind Onshore in Szenariopfad A erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur weiterhin plausibel. Zum einen rücken derzeit die technischen Herausforderungen bei der Integration hoher Photovoltaikleistungen aufgrund der sogenannten „Solarspitzenproblematik“ in den Fokus. Dies könnte mittelfristig zu einer Verlangsamung des bisher sehr dynamischen Ausbaus der Photovoltaik führen. Der Ausbau anderer erneuerbarer Energien, insbesondere Wind Onshore, gewinnt dadurch an Bedeutung.

Zum anderen zeigen auch die aktuellen Ausschreibungsergebnisse, dass wesentliche Hemmnisse für den Ausbau der Windenergie an Land sukzessive abgebaut werden. Diese Entwicklung spricht dafür, dass auch in einem eher konservativen Szenario mit einem nennenswerten Ausbau zu rechnen ist. Dennoch erkennt die Bundesnetzagentur die von den Übertragungsnetzbetreibern in diesem Punkt vorgebrachte Unsicherheit in der weiteren Entwicklung an und gibt daher eine Bandbreite für die installierte Leistung Wind Onshore in Szenario A 2037 von 126,6 GW bis 140,5 GW vor. Die Übertragungsnetzbetreiber werden aufgefordert, den notwendigen Netzausbaubedarf für beide Annahmen zu ermitteln und der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan einzureichen (siehe Abschnitt IV B 3.4.2).

Bereits realisierte Großbatteriespeicher wurden in den Szenarien wie von den Übertragungsnetzbetreibern angemerkt ergänzt.

Die Berücksichtigung der Langfristszenarien als Basis für die Kraftwerksleistungen erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin sachgerecht. Zwar liegen den Langfristszenarien modellendogene Investitionsentscheidungen zugrunde, die auf gegebenenfalls divergierenden Modellannahmen beruhen, jedoch ändern diese Unterschiede nichts an der grundsätzlichen Aussagekraft der daraus abgeleiteten Zielpfade, die in ähnlicher Höhe auch in der Systementwicklungsstrategie genannt werden.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass auch die Kraftwerksliste und alle bei ihrer Erstellung getroffenen Annahmen ausschließlich der Netzentwicklungsplanung dienen. Mögliche zukünftige Kraftwerksplanungen werden damit nicht vorweggenommen. Schon gar nicht ergeben sich aus der fehlenden Aufzählung bzw.

Nennung eines Projektes im Szenariorahmen negative Konsequenzen für ein konkretes Kraftwerk. An dieser Stelle weist die Bundesnetzagentur nochmals ausdrücklich darauf hin, dass eine Abstimmung der Kraftwerks- und Elektrolyseurliste zwischen dem Szenariorahmen Strom einerseits und dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff andererseits Grundlage dieses und zukünftiger Prozesse sein muss. Hierzu ist ein Austausch zwischen den planungsverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern bzw. deren Koordinierungsstelle zwingend erforderlich. Dazu gehört auch der beidseitige Austausch aller für die jeweiligen Prozesse erforderlichen Daten.

Weitere Klarstellungen zur Modellierung und Berücksichtigung weiterer Projekte werden in den Entscheidungsgründen detaillierter beschrieben.

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Fernleitungsnetzbetreiber haben zur gemeinsamen Elektrolyseurliste Stellung genommen. Nach Prüfung der vorgebrachten Punkte wurden geringfügige Änderungen an der Liste vorgenommen, so auch die Berücksichtigung von Projekten mit geplantem Inbetriebnahmedatum nach 2035.

B Öffentlichkeitsbeteiligung

Gemäß § 12a Abs. 3 S. 1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung. Sofern relevant, werden diese in den Entscheidungsgründen in Abschnitt IV mit dargestellt.

Im Zuge der Konsultation des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045 gingen insgesamt 58 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein.

Zweck der Öffentlichkeitsbeteiligung ist es, Hinweise zu sammeln, die für den Inhalt und den Regelungsgegenstand des Szenariorahmens sowie für den Beurteilungs- und Entscheidungsspielraum der Bundesnetzagentur sachlich von Belang sind. Im Ergebnis soll sie zu einem Szenariorahmen beitragen, der die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen angemessen repräsentiert und so die Grundlage für eine robuste Netzentwicklungsplanung bildet.

Nicht zur Aufgabe des Szenariorahmens und dem damit verbundenen Konsultationsverfahren gehört es, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende, welche dieser Bandbreite äußere Grenzen setzen, zu verändern. Dies ist Sache der Politik und bedarf einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Szenariorahmens nicht ersetzen.

IV Entscheidungsgründe

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 ist § 12a Abs. 3 EnWG.

A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG; die Zuständigkeit der Abteilung Energieregulierung folgt aus § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 EnWG. Nach Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens 2025-2037/2045 gemäß § 12a Abs. 2 S. 1 EnWG beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit gemäß § 12a Abs. 2 S. 2 EnWG. Sie machte den Entwurf des Szenariorahmens 2025-2037/2045 und ein begleitendes Konsultationsdokument auf ihrer Internetseite bekannt, führte zwei virtuelle Informationsveranstaltungen durch und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 erfolgte nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen und Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 12a Abs. 3 S. 1 EnWG.

B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

Der Szenariorahmen 2025-2037/2045 erfüllt die tatbestandlichen Voraussetzungen des § 12a Abs. 1 EnWG wie nachfolgend dargestellt.

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 gemäß § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 in den Blick nehmen und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten. 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 Abs. 2 EnWG zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur.

Für die Genehmigung maßgeblich ist § 12a EnWG in der Fassung des zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 14.05.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161).

1. Klimaschutz und energiepolitische Ziele

Die Szenarien des Szenariorahmens müssen nach § 12a EnWG die mittel- und langfristigen klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung berücksichtigen. Diese verbindlichen Ziele bilden den Rahmen der Erstellung der Szenarien. Neben den gesetzlich verankerten Zielen wurde auch die untergesetzliche, im November 2024 vom BMWK zur Konsultation gestellte, „Systementwicklungsstrategie 2024“ in die Betrachtung einbezogen. Eine Pflicht zur Berücksichtigung der Systementwicklungsstrategie im Szenariorahmen greift gemäß § 12a Abs. 1 S. 6 EnWG erst ab dem Jahr 2027 (vgl. BT.-Drs. 20/11017, Seite 41). Die Annahmen aus der „Systementwicklungsstrategie 2024“ decken sich weitgehend mit dem durch die drei Szenarien aufgespannten Trichter.

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 Energiesektor werden im KSG keine spezifischen CO₂-Zwischenziele über das Jahr 2030 hinaus vorgegeben. Für das Zieljahr 2045 mit vollständiger Klimaneutralität muss der Energiesektor in jedem Fall zur Gänze dekarbonisiert sein. Das bedeutet, dass alle Gaskraftwerke spätestens im Jahr 2045 entweder mit grünem Wasserstoff bzw. Folgeprodukten oder unter Einsatz von CCS- bzw. CCU-Technologie betrieben werden müssen. Das Vorgehen bei der Modellierung von Gaskraftwerken und den dabei möglicherweise noch entstehenden Restemissionen wird in Abschnitt IV B 3.5 genauer beschrieben.

Die Ausbauziele des EEG und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) bilden die Leitlinien der Ausbaupfade für erneuerbare Energien in den Szenarien. Hiernach sollen bis zum Jahr 2030 215 GW Photovoltaik, 115 GW Wind an Land und 30 GW Wind auf See installiert sein. Bis zum Jahr 2045 steigen diese Ziele auf 400 GW Photovoltaik, 160 GW Wind an Land und 70 GW Wind auf See an. Diese Ausbaupfade werden in den Szenarien B 2037 und B 2045 erreicht, in Szenario C 2037 und C 2045 sogar leicht übererfüllt. Die Szenarien A 2037 und A 2045 bleiben hinter den gesetzlichen Ausbauzielen zurück. Der Ausbau der Erneuerbaren ist weiterhin als Grundlage für die Energiewende im Stromsektor zu sehen und gilt als entscheidend für die Transformation des Energiesystems. Es erscheint daher sinnvoll, diesen für einen entsprechenden Netzausbau in einer Mehrzahl der Szenarien vorauszusetzen. Die Szenarien A 2037 und A 2045 erreichen das Ziel der Klimaneutralität bei insgesamt geringster Elektrifizierung durch einen hohen Grad an Wasserstoffimporten sowie den Einsatz synthetischer Kraftstoffe.

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. Dieser Ausstiegspfad wurde in allen Szenarien berücksichtigt.

2. Entwicklungspfade und integrierte Planung

Ein Entwicklungspfad im Sinne des Szenariorahmens beschreibt die Veränderung relevanter Eingangsdaten im Zeitverlauf. Das Ziel der Entwicklung ist das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045. Der Szenariorahmen 2025-2037/2045 betrachtet deshalb das Jahr 2045 sowie erneut das Jahr 2037 auf dem Weg dorthin. Auf den jeweiligen Szenariopfaden hängen die Annahmen für das Jahr 2037 jeweils von den für das Jahr 2045 getroffenen Annahmen ab. Allen Szenarien gemein ist neben dem Erreichen von Klimaneutralität im Jahr 2045 auch die Annahme, dass in Deutschland keine flächendeckende Deindustrialisierung stattfindet und auch eine Grundstoffproduktion weiterhin in ähnlichem Umfang in Deutschland verbleibt. Diese Annahme führt langfristig zu einem steigenden Stromverbrauch im Industriesektor. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann es nicht im Sinne einer belastbaren Infrastrukturplanung sein, von signifikanten Veränderungen bzw. Abwanderungen in diesem Sektor auszugehen, ohne dass es hierfür konkrete und dauerhafte Anhaltspunkte gibt.

Die grundlegende Ausrichtung der Szenarien wurde für die Genehmigung aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber weitestgehend übernommen, wobei es im Detail zu Änderungen gekommen ist. Diese Änderungen können sich entweder aus neuen Entwicklungen und Erkenntnissen oder aber aus den Beiträgen ergeben, welche der Bundesnetzagentur während der Konsultation zugehen. Im Vergleich zum Vorgängerprozess, in dem ebenfalls die Zieljahre 2037 und 2045 untersucht wurden, wird dabei bewusst ein breiterer Trichter gewählt, um damit insbesondere die Ergebnisse des vergangenen Netzentwicklungsplans vor dem Hintergrund möglicherweise anderer Entwicklungen zu evaluieren. Im Folgenden werden zunächst die genehmigten Szenariopfade beschrieben. Anschließend wird auf Anpassungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber eingegangen.

Szenariopfad A

Der Stromverbrauch ist deutlich geringer als in den übrigen Szenarien, da von einer geringeren bzw. verzögerten Elektrifizierung ausgegangen wird. Die Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem ist relativ hoch und Wasserstoff wird in allen Verbrauchssektoren verstärkt eingesetzt. Durch eine begrenzte

Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom durch einen verzögerten Ausbau ist die heimische Elektrolysekapazität jedoch begrenzt. Das bedingt, dass ein Großteil des Wasserstoffs importiert werden muss. CCS in Kraftwerken ist hier eine Option zur Dekarbonisierung. Eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs wird angenommen, jedoch geringer als in den anderen Entwicklungspfaden. Zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors und des Wärmesektors wird zwar zu größeren Teilen Strom eingesetzt, Wasserstoff kommt jedoch ebenfalls zum Einsatz. Von den im Rahmen der Großverbraucherabfrage gemeldeten Projekten wird im Szenarienvergleich die geringste Menge als realisiert angenommen und es werden nur Projekte berücksichtigt, die bereits eine Anschlusszusage erhalten haben oder einen deutlich fortgeschrittenen Genehmigungsstand aufweisen.

Szenariopfad B

Dieses Szenario ist mit dem Szenario 2 des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff im Hinblick auf den Entwicklungspfad und die angenommenen Mantelzahlen abgestimmt. Das Szenario ist auch weitestgehend deckungsgleich mit der aktuellen Systementwicklungsstrategie. Die direkte Elektrifizierung ist dabei die maßgebliche Transformationsstrategie, und es wird ein effizienter Umbau des Energiesystems unterstellt, wobei der Stromverbrauch in allen Sektoren ansteigt. Der gesetzlich festgelegte Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird in diesem Szenario exakt eingehalten. Bei der Annahme von Projekten aus der Großverbraucherabfrage sowie der Flexibilisierung des Stromverbrauchs befinden sich die Annahmen im Szenarienvergleich im mittleren Bereich. Aus der Großverbraucherabfrage werden zu einem gewissen Anteil zusätzlich zu den Projekten aus Szenariopfad A auch Projekte berücksichtigt, die mindestens eine Anschlussanfrage gestellt haben (Details siehe Abschnitt IV B 3.3.1).

Szenariopfad C

In Szenario C wird die ambitionierteste Transformation des Energiesystems mit starker Elektrifizierung in allen Sektoren und zusätzlich einem starken Ausbau der heimischen Elektrolysekapazität angenommen. Dadurch wird in diesem Szenario der geringste Wasserstoffimport angenommen und die höchste Energieautarkie erreicht. Der in diesem Szenario erreichte Stromverbrauch stellt somit in beiden Zieljahren das Maximum im Vergleich der Szenarien dar. Allerdings steigt der Stromverbrauch in den Sektoren mit Ausnahme der Elektrolyse im Vergleich zum Szenariopfad B nur noch moderat an. Auch wird im Szenariopfad C die höchste Flexibilisierung des Stromverbrauchs sowie eine zusätzliche Netzorientierung der flexiblen Verbraucher angenommen. Dem steht ein Ausbaupfad der erneuerbaren Energien gegenüber, der die gesetzlichen Ziele moderat übertrifft.

Sektorenübergreifende Perspektive

In den Entwicklungspfaden sollte sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur auch der Gedanke der integrierten Planung über die Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff hinweg widerspiegeln. Durch das zweite Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 14.05.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) wurde das Verfahren zum Szenariorahmen Strom so angepasst, dass es zeitgleich mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff startet. Dies unterstreicht die Aufgabe, die beiden Szenariorahmen, auch wenn es sich weiterhin um zwei getrennte Prozesse handelt, integriert zu betrachten und Wechselwirkungen einzubeziehen.

Als Ausgangspunkt dafür dient die von den Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern bereits vor Einreichung der jeweiligen Szenariorahmenentwürfe durchgeführte Großverbraucherabfrage (alternativ auch als „Marktabfrage“ bezeichnet). Dort wurden auf einer eigens eingerichteten Webseite konkrete Projekte auf Strom- und Wasserstoffseite zur Berücksichtigung in den Netzentwicklungsprozessen gemeldet. Da die anschließend von den Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwürfe keine angemessene Abstimmung der jeweiligen Szenarien enthielten, erfolgt diese im Zuge der Genehmigungen der beiden Szenariorahmen durch die Bundesnetzagentur. Zu diesem Zweck hat die Bundesnetzagentur für die Genehmigungen verschiedene Punkte zwischen den Prozessen Strom und Gas/Wasserstoff harmonisiert:

- ein **gemeinsames Szenario B** im Szenariorahmen Strom bzw. 2 im Szenariorahmen Gas/Wasserstoff, welches auch die Systementwicklungsstrategie berücksichtigt,
- eine **gemeinsame Liste von Kraftwerken**, die als Basis in beiden Prozessen angenommen wird.
- eine **gemeinsame Liste von angenommenen Elektrolyseprojekten**, auf die beide Prozesse zurückgreifen.

Durch die Abstimmung der Kraftwerks- und Elektrolyseurlisten wird die wichtigste Schnittstelle zwischen den beiden Energieträgern gemeinsam betrachtet. Die in den nachfolgenden Netzentwicklungsplänen zu ermittelnden Ausbaubedarfe werden damit auf gleicher Grundlage identifiziert, auch wenn sich in den detaillierten Modellierungen im Rahmen der jeweiligen Netzentwicklungspläne methodische Unterschiede ergeben können.

3. Wahrscheinliche Entwicklung

Gemäß § 12a Abs. 1 S. 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 finden später Eingang in eine Vielzahl von Modellierungsschritten für den Netzentwicklungsplan Strom. Ziel ist die Ermittlung der Anforderungen an das Stromübertragungsnetz der Jahre 2037 und 2045. In diesem Abschnitt wird der Modellierungsprozess kurz dargestellt. Anschließend wird darauf aufbauend beschrieben, welche Parameter für die Genehmigung des Szenariorahmens besonders im Fokus stehen.

Nach der Genehmigung des Szenariorahmens erfolgt zunächst eine Regionalisierung von Lasten und Erzeugern, da deren räumliche Verteilung für die Bestimmung der Übertragungsaufgaben von entscheidender Bedeutung ist. In allen Bereichen werden detaillierte Modelle verwendet, um die für Gesamtdeutschland getroffenen Annahmen räumlich auf Übertragungsnetzknotten verteilen zu können. Im Anschluss werden Einspeiseprofile ermittelt, um in jeder Stunde eines betrachteten Jahres die stromseitige Nachfrage und Angebotssituation modellieren zu können. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für die Modellierung des Strommarktes. Ein mathematisches Optimierungsmodell wird verwendet, um den kostenoptimalen Ausgleich von Stromnachfrage und Angebot in jeder Stunde zu berechnen. Im Szenariorahmen angenommene Flexibilitätsoptionen wie dezentrale haushaltsnahe Flexibilität, Nutzung von Speicherkapazitäten, industrielles Lastmanagement, der Handel mit dem Ausland sowie die unterstellte Netzorientierung in Szenario C werden dabei berücksichtigt. Das Ergebnis dieser Modellierung definiert die Aufgaben, die das Übertragungsnetz zukünftig erfüllen muss.

In der nachfolgenden Netzberechnung werden potenzielle Engpässe im bestehenden Übertragungsnetz ermittelt, wobei es sich sowohl um reine strombedingte Übertragungsengpässe als auch um spannungs- und stabilitätsbedingte Probleme im Stromnetz handeln kann. Im Netzentwicklungsplan werden schließlich alle erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Verstärkung des Übertragungsnetzes von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Nach einer intensiven Prüfung bestätigt die Bundesnetzagentur nur die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber, bei denen eine ausreichende Notwendigkeit nachvollzogen werden kann.

Die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen sind demnach vor dem Hintergrund ihrer Auswirkungen auf die Planung des Übertragungsnetzes zu betrachten. Annahmen mit erheblichem Einfluss auf das Ergebnis der nachfolgenden Netzberechnungen sind dabei von zentraler Relevanz für den Szenariorahmen. Annahmen, die das Ergebnis der Netzberechnung kaum verändern, sind hingegen weniger relevant für den Szenariorahmen. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Entwicklungen in den letztgenannten Bereichen insgesamt eine geringere Bedeutung haben. Allerdings ist zwischen der Relevanz für den Szenariorahmen Strom (und damit auch der Relevanz für den Netzentwicklungsplan) und der Relevanz für die Energiewirtschaft, Politik oder die Gesellschaft im Allgemeinen zu differenzieren.

Bei der Erstellung von Zukunftsszenarien liegt es in der Natur der Sache, dass die zu treffenden Annahmen immer mit Unsicherheiten behaftet sind. In einigen Bereichen erscheint diese Unsicherheit besonders groß, während in anderen Bereichen bestimmte Entwicklungen bereits wahrscheinlicher sind. Annahmen, die aus

heutiger Sicht nicht seriös prognostiziert werden können, bedürfen einer besonderen Umsicht. Unsichere Annahmen, welche unverhältnismäßigen Netzausbaubedarf auslösen und unter Berücksichtigung der Bandbreite möglicher Entwicklungen heute nicht als wahrscheinlich angenommen werden können, sollten vermieden werden. Angesichts der zuvor dargestellten Komplexität des Sachverhalts ist es unmöglich, sämtliche denkbaren Entwicklungen im Rahmen des Netzentwicklungsprozesses in vollem Umfang zu berücksichtigen. Der Szenariorahmen fokussiert sich daher auf Entwicklungen, die einen signifikanten Einfluss auf die spätere Netzberechnung haben. Bei Parametern, die nur eine geringe Auswirkung auf die Netzberechnung haben, können vereinfachte Annahmen sachgerecht sein. In Fällen, in denen die Entwicklung mit hoher Unsicherheit behaftet ist, werden die Auswirkungen auf die Netzplanung besonders genau betrachtet, um Fehlplanungen vorzubeugen.

Die großräumig auftretenden Stromtransite sind maßgeblich für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Sie resultieren aus einem räumlichen Ungleichgewicht von Stromeinspeisung und Stromentnahme, weshalb Annahmen mit maßgeblichem Einfluss auf dieses Ungleichgewicht für den Szenariorahmen besonders relevant sind. Die räumliche Entwicklung der Stromnachfrage einerseits und des Ausbaus von erneuerbaren Energien andererseits sind deshalb von zentraler Bedeutung für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes.

Obwohl der Gesetzgeber bereits konkrete Ausbauziele für erneuerbare Energien festgelegt hat (siehe Abschnitt IV B 3.4), muss die reale Entwicklung diesen Zielen später nicht zwangsläufig entsprechen. Offen ist, ob bestehende Hemmnisse für den Ausbau der Erneuerbaren zeitnah beseitigt werden können. Unsicherheit besteht auch hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage. Diese Unsicherheit beeinflusst damit auch indirekt den Ausbau der erneuerbaren Energien, da eine weit über den Verbrauch hinausgehende Erzeugung auch unter Berücksichtigung von Exporten unwahrscheinlich ist. Daneben bestimmen noch weitere Größen wie Speicherkapazitäten und der europäische Rahmen die Anforderungen an das zukünftige Stromnetz. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise der Bundesnetzagentur sowie aller relevanten Parameter findet sich in den folgenden Abschnitten.

Die Szenarien sollen auch möglichen energiepolitischen Entscheidungen einer neuen Bundesregierung angemessen Rechnung tragen. Um den entsprechenden politischen Gestaltungsspielräumen Rechnung zu tragen, decken die genehmigten Szenarien eine große Bandbreite möglicher Entwicklungen ab. Neben den geltenden gesetzlichen Zielen umfassen die Szenarien daher auch denkbare abweichende Rahmenbedingungen. Ziel dieser Vorgehensweise ist es, im anschließenden Prozess der Netzentwicklungsplanung einen gegebenenfalls auch unter neuen Bedingungen robusten Netzausbau identifizieren zu können.

3.2 Methodik

Die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung stellen die Grundlage für den Szenariorahmen dar und müssen daher in der Bandbreite der Szenarien abgebildet werden. Ein gesetzliches Ziel, welches allen Szenarien gleichermaßen zugrunde liegt, ist die angenommene Klimaneutralität im Zieljahr 2045. Auf dem Wege zur Erreichung dieses Ziels sind aus heutiger Sicht unterschiedliche Entwicklungen denkbar. Hierzu zählen etwa eine Verzögerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie der Elektrifizierung des Verbrauchs oder im Gegenteil eine beschleunigte Entwicklung, weshalb die Szenarien beide möglichen Tendenzen abbilden sollten.

Auch in Bereichen, in denen keine abschließenden gesetzlichen Ziele vorgegeben sind, wird durch das Ziel der Klimaneutralität eine klare Entwicklungsrichtung vorgegeben. Dabei dürfen jedoch die Kosteneffizienz und praktische Probleme wie Umsetzungsschwierigkeiten, Umweltauswirkungen oder Akzeptanzprobleme nicht außer Acht gelassen werden.

Erstmalig ist für diesen Prozess eine Systementwicklungsstrategie (SES) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zu betrachten. Diese wurde unter anderem auf Grundlage der weiterentwickelten Langfristszenarien 3 des BMWK erstellt. Die O45-Szenarien (Orientierungsszenarien) bilden den Abschluss der dritten Projekttrunde der Langfristszenarien und stellen eine Weiterentwicklung der vorherigen Szenarien (T45-Szenarien) dar, in denen aktuelle Entwicklungen sowie Erkenntnisse aus der Entwicklung der vorherigen Szenarien eingeflossen sind. Die SES und die darin genannten Ankerpunkte sowie die O45-Szenarien bilden damit eine umfassende Basis, auf die sich der Szenariorahmen in zahlreichen Annahmen und Betrachtungen bezieht. Da die Orientierungsszenarien erst nach Übergabe des Entwurfs veröffentlicht wurden, ergibt sich dadurch eine Änderung gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, die sich in diversen Annahmen noch auf die älteren T45-Szenarien bezogen hatten.

Die Ergebnisse der Systementwicklungsstrategie wurden in Szenariopfad B umfassend berücksichtigt. Es wird jedoch an manchen Stellen begründet davon abgewichen, um der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung und der politischen und gesellschaftlichen Situation Rechnung zu tragen.

3.3 Entwicklung des Verbrauchs

Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs abzuschätzen ist herausfordernd und hängt von vielen Faktoren ab. Hier gilt im Besonderen, dass der Szenariorahmen verschiedene denkbare Entwicklungen umfassen muss. Auf der einen Seite sind erhebliche Verlagerungen des Energieverbrauchs in den Stromsektor zu erwarten, auf der anderen Seite gilt es, Effizienzgewinne und mögliche Verzögerungen bei der Elektrifizierung zu berücksichtigen. Gerade Letzteres ist auch einer der Schwerpunkte des Szenarios A. Um auch beim Stromverbrauch die Konsequenzen unterschiedlicher Entwicklungen auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes aufzeigen und abschätzen zu können, soll der Szenariorahmen eine entsprechende Bandbreite abbilden.

Methodisch wird die Entwicklung des Stromverbrauchs auch in diesem Szenariorahmen detailliert anhand der einzelnen Stromverbrauchssektoren betrachtet. Dabei wird für jeden Sektor auf Basis des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber, der Konsultation sowie der Langfristszenarien und der Systementwicklungsstrategie abgeschätzt, wie sich der Stromverbrauch in den klimaneutralen Szenarien bis zum Jahr 2045 entwickelt. Diese Entwicklung wird dann auf die Szenarien für das Jahr 2037 heruntergebrochen.

3.3.1 Großverbraucherabfrage

Eine wichtige Quelle für die Annahmen zum Stromverbrauch ist die gemeinsame Großverbraucherabfrage (alternativ auch als „Marktabfrage“ bezeichnet) der Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber. Zur Ermittlung der Leistungen und Verbräuche von Großverbrauchern (Leistung größer 10 MW) ist aus Sicht der Bundesnetzagentur die Berücksichtigung konkreter Projektplanungen gegenüber reinen Modellannahmen zu bevorzugen.

Zu diesem Zweck wurde von den Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern eine gemeinsame Internetseite eingerichtet, auf der Marktteilnehmer konkrete Projekte melden konnten. Dabei wurden sowohl reine Strom- und Wasserstoffprojekte als auch Elektrolyseure und Kraftwerke als Bindeglied zwischen beiden Energieträgern abgefragt. Für den Szenariorahmen Strom haben die Übertragungsnetzbetreiber im Nachgang noch Projekte ergänzt, die nicht in der Großverbraucherabfrage gemeldet wurden, aber bei den Übertragungsnetzbetreibern selbst oder auch den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern durch Netzanschlussbegehren bekannt sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten im Abschnitt 3.2 ihres Entwurfs des Szenariorahmens bereits angekündigt, der Bundesnetzagentur eine Aktualisierung der Großverbraucherabfrage zur Verfügung zu stellen. Im September 2024 ging die Aktualisierung bei der Bundesnetzagentur ein. Es folgten weitere Aktualisierungen. Die letzte stammt aus dem März 2025. Die Berücksichtigung der Aktualisierungen bezieht sich alleine auf reine Stromverbraucher und nicht auf solche, die sowohl Strom als auch Gas oder Wasserstoff beziehen.

In Summe über alle Bereiche, zeigt die aktualisierte Großverbraucherabfrage einen deutlich gestiegenen Leistungsbedarf. Bei den Großbatteriespeichern steigt die Leistung der gemeldeten Projekte deutlich. Dabei sind insbesondere extreme Zuwächse in den Kategorien der fortgeschrittenen Planung und der Planung zu verzeichnen. Bei den Rechenzentren verhält es sich auf etwas geringerem Niveau ähnlich.

Die Bundesnetzagentur bezieht die aktualisierte Großverbraucherabfrage in die Genehmigung des Szenariorahmens ein. Dies entspricht Forderungen aus der Konsultation, auf möglichst aktuelle Daten zurückzugreifen. Da die Aktualisierung nicht Grundlage des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber war, ergeben sich an mehreren Stellen Abweichungen der Zahlenwerte im Entwurf von denen in der Genehmigung.

Der Genehmigung liegen dabei allerdings nicht die jeweiligen Maximalwerte aus der Großverbraucherabfrage zugrunde, sondern eine differenzierte Betrachtung je nach Realisierungswahrscheinlichkeit. Die dafür jeweils verwendete Methodik wird in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

3.3.2 Private Haushalte

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte setzt sich aus der Deckung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser und dem Energiebedarf für die Klimatisierung, Beleuchtung, den Gebrauch von Haushaltsgeräten und digitalen Anwendungen wie bspw. Informations- und Kommunikationstechnologien zusammen. Während heute der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung noch weitestgehend von fossilen Energieträgern bedient wird, sind die anderen genannten bereits elektrifiziert. Bei der Wärmebereitstellung für Heizung und Warmwasser wird zukünftig im Haushaltsbereich eine Elektrifizierung durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen stattfinden, wodurch sich der Anteil des Energieträgers Strom am Endenergieverbrauch deutlich erhöht. Bei den übrigen Gerätekategorien besteht demgegenüber die Erwartung, dass durch den Einsatz von modernen und effizienteren Geräten insgesamt Einsparungseffekte erzielt werden können.

Verbrauchsentwicklung Geräte

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in ihrem Entwurf des Szenariorahmens einen vergleichsweise ausgeprägten Einsparungseffekt bei Geräten im Haushaltssektor an. Dabei orientieren sich die

Übertragungsnetzbetreiber an der Stromverbrauchsentwicklung des Szenarios T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien 3. Der Stromverbrauch der Geräte sinkt im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber von ca. 112 TWh heute auf 80 TWh bzw. 73 TWh in den Zieljahren 2037 bzw. 2045. In weiteren betrachteten Studien ist kein expliziter Wert für den Verbrauch der eingesetzten Geräte im Haushaltssektor ausgewiesen, sondern nur der gesamte Endenergieverbrauch. Beim Vergleich der gesamten Nachfrage im Haushaltssektor liegen die Langfristszenarien 3 in einer ähnlichen Größenordnung wie die Annahmen der Agora Energiewende in ihrer aktualisierten Studie „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade“.

Zur Entwicklung der Effizienz der Geräte gab es in der Konsultation Beiträge, die eine Fortsetzung der Entwicklung der Effizienzsteigerung wie in der Vergangenheit sehen. Ebenso gab es aber auch Konsultationsbeiträge, die eine Verlangsamung der Entwicklung bei der Effizienzsteigerung sehen. Andere Konsultationsbeiträge sehen für die Zukunft eine weitere Effizienzsteigerung der Geräte, aber keine damit verbundene signifikante Reduktion des Gesamtstromverbrauchs der Geräte.

Für den Szenariopfad B wird der Stromverbrauch für die Geräte im Haushaltssektor aus dem aktuellsten Szenario der Langfristszenarien O45-Strom herangezogen. Für den Szenariopfad A wird das Szenario O45-H2 herangezogen. Da in beiden Szenarien der Stromverbrauch für Geräte im Haushaltssektor identisch ist und durch die Heranziehung der aktuelleren Werte der Langfristszenarien nur marginal (3 TWh) über den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber für die Szenarien A, B und C 2045 liegt, wird der Wert ebenfalls für den Szenariopfad C übernommen. Diese Vorgehensweise gilt sowohl für die Werte des Zieljahres 2045 als auch für die Werte des Zieljahres 2037. Die in der Genehmigung enthaltenen Werte sind in der Tabelle 1 für beide Zieljahre dargestellt.

Stromverbrauch Geräte [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Haushalte	83,0	83,0	83,0	76,0	76,0	76,0

Tabelle 1: Stromverbrauch von Geräten im Haushaltssektor

Wärme

Die Kategorie Wärme umfasst die Wärmebereitstellung für Raumwärme und Warmwasser für Gebäude der privaten Haushalte entweder über dezentrale Heizsysteme oder über Wärmenetze (Fernwärme, Quartierslösungen/Nahwärme). In diesem Abschnitt wird zunächst nur auf die dezentralen Heizsysteme eingegangen. Wärmenetze werden in einem separaten Abschnitt (IV B 3.3.7) behandelt. Derzeit wird Raumwärme und Warmwasser im Gebäudebereich zum Großteil noch mittels des Einsatzes von fossilen Energieträgern wie Gas oder Öl bereitgestellt und in geringerem Umfang durch direktelektrische Heizungen und Nachtspeicheröfen. Allerdings wird die Nutzung von direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen eher als rückläufig angesehen. Dies entspricht im Ergebnis auch den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Langfristszenarien. Für den Stromverbrauch durch die direktelektrischen Heizungen werden die Werte der Langfristszenarien herangezogen. Dementsprechend bewegt sich der angenommene Stromverbrauch auch in einer ähnlichen Größenordnung (siehe Tabelle 2). Die Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung über dezentrale Heizsysteme kann in privaten Haushalten eher über andere, effizientere Technologien wie bspw. die direkte Elektrifizierung über Wärmepumpen und Solarthermie erfolgen. Da Wasserstoff voraussichtlich vor allem für andere Prozesse, bei denen keine Elektrifizierung möglich ist, genutzt werden wird, ist ein Einsatz von den dezentralen Wasserstoffheizungen

für Raumwärme eher unwahrscheinlich und im Unterschied zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber werden keine dezentralen Wasserstoffdirektheizungen in Haushalten angenommen. Das Biomassepotenzial im Gebäudesektor wird ebenfalls eher nur als eine Randerscheinung gesehen, da auch hier eine Nutzungskonkurrenz zu anderen Sektoren bzw. stofflichen Nutzung besteht. Die direkte Elektrifizierung über Wärmepumpen stellt demgegenüber die effizienteste Variante dar und wird deswegen als Hauptquelle für Raumwärme im Haushaltssektor angenommen. 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 Szenarienentwicklung 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 näher erläutert.

In der Konsultation halten mehrere Beiträge eine Variation der Anzahl der Wärmepumpen zwischen den einzelnen Szenarien für sinnvoll. Ebenfalls wurden in mehreren Konsultationsbeiträgen die angenommenen Parameter für die Bestimmung des Stromverbrauchs durch die Wärmepumpen grundsätzlich als sinnvoll erachtet. Einzig die angenommene Jahresarbeitszahl wurde in einem Konsultationsbeitrag als zu niedrig erachtet. Wasserstoffdirektheizungen werden in den Konsultationsbeiträgen als eher unrealistisch angesehen.

Wärmepumpen

Wärmepumpen werden schon heute als eine Alternative für fossil – 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 und anschließend über ein entsprechendes Verteilernetz, welches so noch nicht vorhanden ist, zu den einzelnen Gebäuden transportiert werden müsste. Dies wäre insbesondere aufgrund der Verluste bei den Umwandlungsprozessen deutlich ineffizienter und kostenintensiver als die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung in Gebäuden. 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 hochaufgelöste Analysen erlaubt. Die resultierenden Stromverbräuche durch Wärmepumpen im Haushaltssektor wurden anschließend durch die Bundesnetzagentur validiert. Dafür werden durchschnittliche Werte ermittelt und plausibilisiert. Anschließend wird eine Überschlagsrechnung zur Ermittlung des Gesamtverbrauchs durchgeführt. Diese wird im Folgenden erläutert.

Verbrauchsentwicklung Wärme

Für die Ermittlung des gesamten Heizwärmebedarfs wird die zu beheizende Fläche je Wärmepumpe benötigt. Für diese werden die Werte aus den Langfristszenarien übernommen. Nun wird mittels eines

durchschnittlichen Nutzwärmebedarfs (kWh/m^2 p.a.), welcher den durchschnittlichen Effizienzstandard eines Gebäudes repräsentiert, der gesamte Heizwärmebedarf in kWh für ein Jahr und Gebäude abgeschätzt.

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

Ein wichtiger technischer Parameter ist die sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe, welche das Verhältnis von abgeführter Jahresenergiemenge (als Wärme) zu der zugeführten Jahresenergiemenge (als Strom) angibt. Es werden leicht unterschiedliche Jahresarbeitszahlen für den Szenariopfad A und die Szenariopfade B und C angenommen. Gleichzeitig führt der technologische Fortschritt bei den Wärmepumpen zu höheren JAZ in allen Szenarien des Jahres 2045, wobei der Anstieg der JAZ und somit der technologische Fortschritt bzw. Effizienzgewinn innerhalb des Szenariopfad A etwas geringer ausfällt. Die angenommenen JAZ entsprechen denen der Langfristszenarien 3 für die aktuellen Szenarien O45-Strom bzw. O45-H2.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Anzahl Wärmepumpen HH [Mio.]	7,0	8,0	8,6	10,4	12,1	12,7
Ø - Fläche je Wärmepumpe HH [m^2]	204	202	202	206	204	204
Jahresarbeitszahl (JAZ)	3,17	3,27	3,27	3,19	3,32	3,32
Ø – Nutzwärmeenergie HH [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ p.a.]	96,6	99,8	99,8	97,6	103,8	103,8
Ø – Energie Warmwasser [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{Person}$ p.a.]	120					
Energiebedarf je Wärmepumpe HH [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$]	6322	6258	6258	6415	6486	6486

Tabelle 2: Annahmen zur Anzahl von Wärmepumpen und Herleitung des Jahresstromverbrauchs durch Wärmepumpen in Haushalten

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 dabei etwas von dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, allerdings nicht signifikant. Die Bundesnetzagentur greift auf die Anzahl der Wärmepumpen der Langfristszenarien zurück. Einzig im Szenario C 2045 liegt die Anzahl der Wärmepumpen leicht über den der Langfristszenarien, aber etwas unterhalb des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber. Die Anzahl für das Szenario C 2045 wurde ausgehend von einem heutigen Bestand von 1,8 Mio. Wärmepumpen (2023) und einem angestrebten jährlichen Ausbau von 500.000 Wärmepumpen der Bundesregierung bis zum Jahr 2045 fortgeschrieben und entsprechend auf die privaten Haushalte und den GHD-Sektor aufgeteilt.

Über diese vereinfachte Rechnung mit Durchschnittswerten für Gebäudebestand und Wärmepumpen erhält man einen ähnlichen Stromverbrauch wie die Langfristszenarien. Einzig im Szenariopfad C fällt der ermittelte Stromverbrauch leicht höher aus. Gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ist der ermittelte Stromverbrauch teilweise deutlich niedriger. Durch das Vorgehen der Bundesnetzagentur entsteht im Zieljahr 2037 in den Szenariopfaden B und C ein deutlich niedrigerer und im Szenariopfad A ein leicht höherer Stromverbrauch durch Wärmepumpen als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Sowohl im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber als auch in der Genehmigung beschreibt das Szenario A 2037 dabei den langsamsten Zuwachs an Haushaltswärmepumpen. Im Zieljahr 2045 liegen die Stromverbräuche der Szenariopfade B und C dagegen in ähnlicher Größenordnung wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Einzig im Szenariopfad A liegt der ermittelte Wert deutlich über dem der Übertragungsnetzbetreiber. Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt das Ergebnis der oben getroffenen Annahmen und Berechnungen für die einzelnen Szenarien.

Stromverbrauch in Haushalten [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Direktelektrische Heizungen	13,0	13,0	13,0	13,6	12,7	12,7
Wärmepumpen	44,2	49,8	53,8	66,5	78,4	82,6

Tabelle 3: Verbrauch von Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen in Haushalten

Regionalisierung

Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen für die Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche des Gerätebestands wird im Grundsatz 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.

Für die Modellierung der regionalen Lastgänge erfolgt eine Regionalisierung der Wärmepumpen auf Gemeindeebene. Dafür wird zunächst eine Grobregionalisierung des Wärmebedarfs auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Für die Modellierung auf die kleinräumigere Ebene wird ein Bottom-up-Ansatz gewählt. Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen wird hier als angemessen bewertet.

3.3.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (ohne Rechenzentren)

Der Endenergieverbrauch im GHD-Sektor setzt sich unter anderem aus der Deckung des Wärme- und Kühlungsbedarfs, dem Energiebedarf für die Beleuchtung, für elektrifizierte Antriebstechnologien und für digitale Anwendungen wie bspw. Informations- und Kommunikationstechnologien zusammen. Grundsätzlich zählt der Endenergieverbrauch von großen Rechenzentren ebenfalls zum GHD-Sektor, allerdings ist der Hochlauf an Rechenzentren durch die fortschreitende Digitalisierung der Gesellschaft so hoch, dass dieser in einem separaten Abschnitt (IV B 3.3.6) behandelt wird und somit nicht in den Endenergieverbrauch der Geräte im Bereich GHD einbezogen wird. Während heute der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung weitestgehend noch von fossilen Energieträgern bedient wird, sind die anderen genannten Verbraucher bereits elektrifiziert. Bei der Wärmebereitstellung für Heizung und Warmwasser wird zukünftig 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 moderner und effizienter Geräte insgesamt Einsparungseffekte erzielt werden können.

Verbrauchsentwicklung

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in ihrem Entwurf des Szenariorahmens einen vergleichsweise ausgeprägten Einsparungseffekt bei Geräten im GHD-Sektor an. Dabei orientieren sich die Übertragungsnetzbetreiber an der Stromverbrauchsentwicklung des Szenarios T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien 3. Durch die Anlehnung an die aktuellen Szenarien O45-Strom bzw. O45-H2 der Langfristszenarien, welche im Bereich der Geräte nochmals eine ambitioniertere Effizienzsteigerung und eine noch schnellere Verbreitung von hocheffizienten Geräten und Verhaltensänderungen bei der Nutzung unterstellen, liegen die Stromverbräuche in den einzelnen Szenariopfaden nochmals unter dem im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber angenommenen Stromverbrauch. In weiteren betrachteten Studien ist kein expliziter Wert für den Verbrauch der eingesetzten Geräte im GHD-Sektor ausgewiesen, sondern nur der gesamte Endenergieverbrauch. Beim Vergleich der gesamten Nachfrage im GHD-Sektor liegen die Langfristszenarien 3 in einer ähnlichen Größenordnung wie die Agora Energiewende in ihrer aktualisierten Studie „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade“.

Für den Szenariopfad B wird der Stromverbrauch für die Geräte im GHD-Sektor aus dem Langfristszenario O45-Strom herangezogen. Für den Szenariopfad A wird das Szenario O45-H2 herangezogen. Da in beiden Szenarien der Stromverbrauch für Geräte im GHD-Sektor identisch ist, wird dieser auch für den Szenariopfad C angenommen. Die Werte sind unter der Berücksichtigung der Aktualisierung der Langfristszenarien vergleichbar zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Vorgehensweise gilt sowohl für die Werte des Zieljahres 2045 als auch für die Werte des Zieljahres 2037.

Die in der Genehmigung enthaltenen Werte sind in der Tabelle 4 für beide Zieljahre dargestellt.

Stromverbrauch Geräte [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
GHD-Sektor	89,2	89,2	89,2	86,0	86,0	86,0

Tabelle 4: Stromverbrauch von Geräten im GHD-Sektor

Wärme

Die Kategorie Wärme umfasst die Wärmebereitstellung für Raumwärme und Warmwasser für Nichtwohngebäude im GHD-Sektor entweder über dezentrale Heizsysteme oder über Wärmenetze (Fernwärme, Quartierslösungen/Nahwärme), wobei in diesem Abschnitt zunächst nur auf die dezentralen Heizsysteme eingegangen wird. Wärmenetze werden in einem separaten Abschnitt (IV B 3.3.7) behandelt. Derzeit werden Raumwärme und Warmwasser im Gebäudebereich zum Großteil noch mittels des Einsatzes von fossilen Energieträgern wie Gas oder Öl bereitgestellt. Aber auch direktelektrische Heizungen und Nachtspeicheröfen finden Verwendung. Allerdings wird die Nutzung von direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen eher als rückläufig angesehen. Dies entspricht im Ergebnis auch den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Langfristszenarien. Für den Stromverbrauch durch die direktelektrischen Heizungen werden die Werte der Langfristszenarien herangezogen. Die Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung über dezentrale Heizsysteme stellt die effizienteste Variante dar und wird deswegen, analog zu den Annahmen bei privaten Haushalten, als Hauptquelle für Raumwärme im GHD-Sektor

angenommen. In den folgenden beiden Unterpunkten werden die Annahmen zu den Wärmepumpen 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 Nichtwohngebäuden im GHD-Sektor ebenfalls, wie bei den Wohngebäuden im Haushaltssektor, die effizienteste Variante der Dekarbonisierung (siehe Abschnitt IV B 3.3.2).

Verbrauchsentwicklung

Für die Ermittlung des gesamten Heizwärmebedarfs wird die zu beheizende Fläche je Wärmepumpe benötigt. Für diese werden die Werte aus den Langfristszenarien übernommen. Nun wird mittels eines durchschnittlichen Nutzwärmebedarfs (kWh/m^2 p.a.), welcher den durchschnittlichen Effizienzstandard eines Gebäudes repräsentiert, 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 niedrigerer durchschnittlicher Nutzwärmebedarf unterstellt als bei den privaten Haushalten. Bei der zu beheizenden Fläche je Wärmepumpe unterscheiden sich die Herangehensweisen der Übertragungsnetzbetreiber und die der Langfristszenarien. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen für die Abschätzung der Anzahl an Wärmepumpen von einer deutlich kleineren zu beheizenden Fläche je Wärmepumpe aus, um eine bessere Vergleichbarkeit mit den Haushalten zu haben. Das bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber mehr als eine Wärmepumpe für die i.d.R. größeren durchschnittlichen Flächen im GHD-Sektor im Gegensatz zu den Langfristszenarien annehmen. Die Bundesnetzagentur orientiert sich wie bei den Haushalten an den Langfristszenarien und kommt im Vergleich zu den Übertragungsnetzbetreibern zu einer geringeren Anzahl an Wärmepumpen.

Das Vorgehen für die Ermittlung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser entspricht dem der Haushalte in Abschnitt IV B 3.3.2 und führt zu folgenden Ergebnissen in Tabelle 5 und Tabelle 6.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Anzahl Wärmepumpen GHD [Mio.]	0,68	0,77	0,90	0,97	1,17	1,27
Ø - Fläche je Wärmepumpe GHD [m^2]	759	751	751	755	747	747
Jahresarbeitszahl (JAZ)	3,09	3,13	3,13	3,14	3,18	3,18
Ø – Nutzwärmeenergie GHD [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ p.a.]	85,8	93,6	93,6	87,1	90,6	90,6
Ø – Energie Warmwasser [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{Person}$ p.a.]	120					
Energiebedarf je Wärmepumpe GHD [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$]	21235	22615	22615	21033	21380	21380

Tabelle 5: Annahmen zur Anzahl von Wärmepumpen und Herleitung des Jahresstromverbrauchs durch Wärmepumpen im GHD-Sektor

Bei dieser vereinfachten Betrachtung mit Durchschnittswerten für Gebäudebestand und Wärmepumpen ergeben sich ähnliche Stromverbräuche wie in den Langfristszenarien. Einzig im Szenariopfad C liegt der ermittelte Stromverbrauch etwas höher. Sowohl im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber als auch in der Genehmigung beschreibt das Szenario A 2037 dabei den langsamsten Zuwachs an Wärmepumpen.

Für das Zieljahr 2045 liegt der Stromverbrauch hingegen in den Szenariopfaden B und C in einer ähnlichen Größenordnung wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Einzig im Szenariopfad A liegt der ermittelte Wert deutlich über dem der Übertragungsnetzbetreiber. Szenariopfad A und B liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Langfristszenarien. Die nachfolgende Tabelle 6 zeigt das Ergebnis der oben getroffenen Annahmen und Berechnungen für die einzelnen Szenarien.

Wärme GHD Stromverbrauch [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Direktelektrische Heizungen GHD	3,64	3,32	3,32	1,91	1,33	1,33
Wärmepumpen GHD	14,4	17,3	20,3	20,3	25,1	27,2

Tabelle 6: Verbrauch von Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen im GHD-Sektor

Regionalisierung

Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen für die Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche des Gerätebestands wird als angemessen bewertet. Die Regionalisierung findet auf Landkreisebene anhand von mehreren Indikatoren statt. Im Bereich des GHD-Sektors 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. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene statusabhängige Berücksichtigung der Projekte in den Szenarien wird als angemessen bewertet. Durch geringfügige Änderungen des jeweiligen Projektstatus in der Aktualisierung der Abfrage (siehe Abschnitt IV B 3.3.1) kann sich der Verbrauch im Nachgang möglicherweise geringfügig ändern. Der resultierende Stromverbrauch soll im Netzentwicklungsplan transparent dargestellt werden.

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 Reduzierung durch Umstellung von Produktionsprozessen auf CO₂-freie Verfahren oder die Abscheidung von CO₂ mittels CCS-Technologien.

Unter Kreislaufwirtschaft wird die Wiederverwendung bzw. das Recycling von bereits hergestellten Produkten verstanden. Die Herstellung eines Produkts 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 CO₂-intensive Produktionsmaterialien verstanden, wodurch sich die CO₂-Bilanz des Endprodukts 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 Wirkungsgrads bei der Energiewandlung bzw. der besseren Wiederverwertung von Reststoffen oder von Abwärme im Produktionsprozess.

Das größte CO₂-Vermeidungspotenzial bergen die Umstellung der Produktionsprozesse auf CO₂-freie Verfahren oder die Abscheidung entstehender CO₂-Emissionen. Z.B. ist in der Chemieindustrie zur Produktion vieler Produkte (z.B. Ammoniak oder Methanol) ein Einsatz von Wasserstoff möglich oder findet bereits statt. 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 von Eisenerz ersetzt werden. Bei Verwendung von grünem Wasserstoff kann die Stahlproduktion so nahezu CO₂-frei erfolgen. Denkbar ist auch die Nutzung von CCS in passenden Industrieprozessen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen, beispielsweise in der Zementindustrie. Insbesondere prozessbedingt unvermeidbare Emissionen können so verringert werden. Auch eine Nutzung von CCS ergänzend zur Direktelektrifizierung oder der Nutzung von Wasserstoff(-derivaten) ist denkbar. Zu bedenken ist jedoch, dass auch die Nutzung von CCS Grenzen hat: Zum einen steigt der Energieverbrauch durch die Nutzung von CCS, zum anderen können die Emissionen durch CCS je nach Verfahren um bis zu 90 - 95 % reduziert, jedoch nicht vollständig verhindert werden und auch bezüglich der weiteren Handhabung des abgeschiedenen CO₂ bestehen zum heutigen Zeitpunkt noch große Unsicherheiten.

In allen Branchen ist eine Umstellung der bisher fossilen Wärme- und Prozessdampfproduktion auf CO₂-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) infrage. 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 für die Industrie sind zum einen branchenspezifisch, zum anderen abhängig von einer Vielzahl von derzeit noch schwer vorherzusehenden 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 oder CCS und in den Szenariopfaden B/C mit einer stärkeren Nutzung von Strom abgebildet, wobei der Grad der Elektrifizierung des Industriesektors im Szenariopfad A am konservativsten und im Szenariopfad C am höchsten ist. Der Szenariopfad B bildet entsprechend einen mittleren Grad der Elektrifizierung ab. Dabei wird in einigen Branchen, z.B. der Grundstoffchemie und der Stahlproduktion, 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 oder die Nutzung von CCS unterstellt, während in den Szenariopfaden B und C vermehrt direktelektrische Wärmeproduktion und Wärmepumpen eingesetzt werden.

Folgende Tabelle 7 zeigt den für die Genehmigung des Szenariorahmen 2025-2037/2045 angesetzten Stromverbrauch des Industriesektors.

Stromverbrauch [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Industrie	256,0	286,0	295,1	260,0	317,0	354,5

Tabelle 7: Stromverbrauch des Industriesektors

Aufgrund der hohen Komplexität und Unsicherheit der Strombedarfsprognose für die Industrie orientiert sich die Bundesnetzagentur für die Genehmigung des Szenariorahmen an der Begleitstudie „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“, welche im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zum Szenariorahmenentwurf erarbeitet wurde. Dabei werden die vorgeschlagenen Verbrauchsannahmen der Übertragungsnetzbetreiber für die Zieljahre 2037 und 2045 in den einzelnen Szenariopfaden als angemessen bewertet. Für die Genehmigung werden die Verbrauchsannahmen für die Szenariopfade B und C des Zieljahres 2037 getauscht, da die Übertragungsnetzbetreiber im Szenariopfad B einen höheren Stromverbrauch angenommen haben als im Szenariopfad C. Damit entspricht die Stromverbrauchsprognose dem vom Szenariopfad A bis zum Szenariopfad C steigenden Grad der Elektrifizierung im Industriesektor. Die Langfristszenarien des BMWK prognostizieren für das Jahr 2045 in den Szenarien O45-H2 und O45-Strom einen deutlich höheren industriellen Stromverbrauch von knapp 300 TWh bzw. über 400 TWh. Diese Annahmen aus den Langfristszenarien erscheinen in der aktuellen Situation eher hoch und liegen insbesondere für das Szenario O45-Strom über dem festgelegten Korridor zum Stromverbrauch der Industrie von 300 bis 400 TWh aus den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie. Aus diesem Grund orientiert sich die Genehmigung des Szenariorahmen an den niedrigeren Annahmen aus der Begleitstudie. Dies wird auch durch weitere aktuelle Studien, die sich mit der Verbrauchsentwicklung der Industrie in diesen Zieljahren auseinandersetzen, untermauert.

Regionalisierung

Bei der Regionalisierung des Industrieverbrauchs wird die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgestellte Methodik als angemessen bewertet. Die Methode der Übertragungsnetzbetreiber basiert auf drei Ansätzen. Für die herkömmliche Entwicklung einzelner Industriebranchen wird eine Verortung des Stromverbrauchs anhand der Wirtschaftsleistung auf Landkreisebene durchgeführt. Basierend auf Bestandsdaten werden Annahmen zur Entwicklung der Wirtschaftsleistung bis in das betrachtete Zieljahr getroffen. Für Industriebranchen mit grundlegenden Veränderungen der Produktionsprozesse wird diese eher pauschale Ermittlung des zukünftigen Stromverbrauchs basierend auf der Wirtschaftsleistung nicht durchgeführt. Stattdessen wird erstmalig ermittelt, wie sich der regionale Strombedarf der jeweiligen Branche bei grundlegender Umstellung der branchenspezifischen Produktionsprozesse verändert. Insbesondere bei dieser grundlegenden Umstellung, welche mit einem Energieträgerwechsel auf Wasserstoff oder Strom verbunden ist, gibt es eine unterschiedliche Entwicklung in den Szenariopfaden. Weiterhin werden bei der Verortung des Stromverbrauchs der Industrie die Ergebnisse der Großverbraucherabfrage genutzt (siehe Abschnitt IV B 3.3.1). Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene statusabhängige Berücksichtigung der Projekte in den Szenarien wird als angemessen bewertet. Durch geringfügige Änderungen und Anpassungen in der Aktualisierung der Abfrage (siehe Abschnitt IV B 3.3.1) kann sich der Verbrauch im Nachgang möglicherweise geringfügig ändern. Der resultierende Stromverbrauch soll im Netzentwicklungsplan transparent dargestellt werden.

3.3.5 Verkehr

Unter Elektrofahrzeugen werden im Szenariorahmen Annahmen zu E-PKW, Plug-in-Hybriden, leichten und schweren Nutzfahrzeugen, Sattelzugmaschinen sowie zum Schienen- und Busverkehr zusammengefasst. Die Definitionen der Kategorien orientieren sich dabei an den Langfristszenarien. Als E-PKW wird ein PKW unter 3,5 Tonnen Gewicht zur Nutzung im Individualverkehr mit batterieelektrischem Antrieb bezeichnet. In die Kategorie Plug-in-Hybrid fallen PKW, die sowohl elektrisch als auch konventionell mit Verbrennungsmotor fahren können. Leichte und mittlere Nutzfahrzeuge werden zusammengefasst betrachtet und bezeichnen Fahrzeuge mit einem zulässigen Gesamtgewicht bis 12 t. Schwere Nutzfahrzeuge über 12 t sowie Sattelzugmaschinen werden gemeinsam in der Kategorie schwere Nutzfahrzeuge betrachtet. Schienen- und Busverkehr werden ebenfalls gemeinsam betrachtet und bezeichnen den elektrifizierten öffentlichen Personennah- sowie Fernverkehr.

Mit Wasserstoff oder anderen strombasierten Kraftstoffen (E-Fuels) betriebene Fahrzeuge werden im Szenariorahmen nicht gesondert betrachtet. Dies bedeutet jedoch nicht, dass wasserstoffbetriebene Fahrzeuge in den Szenarien nicht vorkommen. Da diese jedoch keinen direkten Einfluss auf die Modellierung des Strommarktes haben, werden sie im Szenariorahmen nicht eigens ausgewiesen. Der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor ist über die allgemeinen Annahmen zum Wasserstoffbedarf in den Szenarien abgebildet. Implizit liegen den Szenarien jedoch Annahmen zur Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor zugrunde, da die zukünftige Anzahl an Elektrofahrzeugen eng damit zusammenhängt, wie viele Fahrzeuge auf Basis von Wasserstoffprodukten oder E-Fuels angetrieben werden. Annahmen zur inländischen Produktion von Wasserstoff werden im Abschnitt IV B 3.3.8 erläutert. Im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wird der Fahrzeugbestand von Elektrofahrzeugen jedoch im Szenariopfad A erhöht, was einer geringeren Nutzung von E-Fuels und Wasserstoff insbesondere im Bereich der E-PKW entspricht. Diese Änderung wurde auch von mehreren Konsultationsteilnehmern vorgeschlagen.

Obwohl Oberleitungs-Hybrid-LKW ihr technisches Potenzial in Versuchsprojekten in den vergangenen Jahren zeigen konnten, sieht die Bundesnetzagentur aufgrund der Komplexität und der Kosten einer großflächigen Implementierung von einer Berücksichtigung in diesem Szenariorahmen ab. Auch in der Konsultation wurde in einem Großteil der Stellungnahmen eine Nichtberücksichtigung gefordert, dabei wurden auch insbesondere Herausforderungen bei der Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur als Hemmnis genannt. Als weiteres Argument wurde vorgebracht, dass die aktuelle Marktentwicklung einen klaren Trend zu vollelektrischen LKW zeige. Dies spricht aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht gegen einen von wenigen Konsultationsteilnehmern geforderten Weiterbetrieb von Teststrecken und eine weitere Evaluierung der Technologie: Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklung in diesem Sektor weiter und wird ggf. Anpassungen in Folgeprozessen vornehmen. Der noch im Entwurf für Szenario C angenommene Stromverbrauch von OH-LKWs fällt dabei nicht weg, sondern verschiebt sich grundsätzlich nur zu vollelektrischen Lastkraftwagen.

Verbrauchsentwicklung

Für die Annahmen zu Anzahl und Verbrauch der Elektrofahrzeuge werden sowohl der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt als auch Annahmen aus den Langfristszenarien O45-Strom sowie O45-H2 übernommen. Die größten Anpassungen im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen im Szenario A. Die Annahmen dieses Szenarios wurden in der Konsultation größtenteils kritisch bewertet. Dabei wurde insbesondere die Annahme einer größeren Verbreitung von E-Fuels aufgrund der geringen Effizienz bei der Produktion sowie generell begrenzten Produktionskapazitäten kritisiert und für

einen stärkeren Fokus auf Elektrifizierung auch in Szenario A plädiert. Nach überwiegender Meinung der Konsultationsteilnehmer sollten E-Fuels nur als Nischenanwendung eingesetzt werden. Grundsätzlich folgt die Bundesnetzagentur dieser Argumentation für die Genehmigung, wobei die Anzahl an vollelektrischen Fahrzeugen in Szenario A weiterhin deutlich geringer ist als in den anderen Szenarien und weiterhin ein gewisser Anteil an wasserstoffbasierter Mobilität unterstellt wird.

Zusätzlich wurde von wenigen Konsultationsteilnehmern der Pfad zur Dekarbonisierung als grundsätzlich zu ambitioniert kritisiert, insbesondere für das Zieljahr 2037. Dieser Argumentation folgen die genehmigten Szenarien nur zum Teil. Zum einen wird das Erreichen von Klimazielen als grundsätzlicher Sinn und Zweck der Netzplanung in allen Szenarien unterstellt, wobei die Dekarbonisierung des Verkehrssektors einen wichtigen Baustein darstellt. Zum anderen setzen EU-Vorgaben, wie die Neuzulassung nur emissionsfreier Fahrzeuge ab 2035, klare Rahmenbedingungen, an denen sich die Marktteilnehmer orientieren. Dennoch wird die Bundesnetzagentur insbesondere die Entwicklung bezüglich Fahrzeugen, welche mit Wasserstoff oder E-Fuels betrieben werden, weiter beobachten.

Die Anzahl an E-PKW und Plug-in-Hybriden wird in Szenario A vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für das Szenario B übernommen, wobei für das Jahr 2037 eine zusätzliche Verzögerung bei E-PKW unterstellt wird, womit die Anzahl an Fahrzeugen mittig zwischen den Annahmen des Entwurfs für Szenario A und B liegt. Eine geringere Verbreitung von E-PKW ist damit im Jahr 2037 weiterhin Grundlage des Szenario A. Das Szenario B folgt als gemeinsames Szenario auf Grundlage der Langfristszenarien dem Pfad des Szenarios O45-Strom. In Szenario C wird der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene ambitionierte Pfad übernommen. Die spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge werden dagegen nicht mehr zwischen den Szenarien variiert, sondern aus den Langfristszenarien übernommen, so dass der Gesamtverbrauch im Ergebnis im Szenario A im Jahr 2037 leicht unter, im Jahr 2045 leicht über und in den Szenarien B und C über dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber liegt.

Für leichte Nutzfahrzeuge wird ähnlich wie bei den E-PKW und Plug-in-Hybriden die von den Übertragungsnetzbetreibern für den Szenariopfad B vorgeschlagene Entwicklung für Szenario A übernommen. Ebenso folgen die Annahmen des Szenarios B dem Pfad des Langfristszenarios O45-Strom. Für das Szenario C wird anschließend keine weitere Differenzierung vorgenommen, sondern ebenfalls die Annahmen des Szenarios O45-Strom gesetzt. Die spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge werden ebenfalls aus den Langfristszenarien übernommen.

Für schwere Nutzfahrzeuge werden für Szenariopfad A die Annahmen des Langfristszenarios O45-H2 übernommen, womit ein höherer Anteil an alternativ betriebenen Fahrzeugen unterstellt wird. Für die Szenariopfade B und C wird wie bei den leichten Nutzfahrzeugen nicht weiter differenziert und die Annahmen des Langfristszenarios O45-Strom übernommen. Die spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge werden ebenfalls aus den Langfristszenarien übernommen, wobei der geringere spezifische Verbrauch im Szenariopfad A die Annahme einer stärkeren Verbreitung von Wasserstoff oder E-Fuels insbesondere bei Sattelzugmaschinen widerspiegelt.

Für alle Kategorien, mit Ausnahmen von Plug-in-Hybriden, orientieren sich die Verbräuche der Fahrzeuge an den Annahmen der Langfristszenarien. Für Plug-in-Hybride werden die Verbrauchsannahmen des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für Szenario B übernommen. Die Annahmen zum elektrischen Anteil von Plug-in-Hybriden erscheinen der Bundesnetzagentur in den Langfristszenarien zu optimistisch.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
E-PKW						
Anzahl [Mio.]	21,1	28,1	30,9	32,4	39,6	39,8
Verbrauch je Fzg. [MWh/a]	2,9	2,9	2,9	2,3	2,3	2,3
Verbrauch [TWh]	60,1	80,2	88,2	75,0	91,7	92,2
Plug-in-Hybride						
Anzahl [Mio.]	4,1	1,8	3,2	1,4	0,6	0,8
Verbrauch je Fzg. [kWh/a]	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
Verbrauch [TWh]	5,7	2,5	4,5	1,8	0,8	1,0
Leichte Nutzfahrzeuge						
Anzahl [Mio.]	2,3	3,4	3,4	2,6	3,8	3,8
Verbrauch je Fzg. [kWh/a]	6,1	6,1	6,1	6,7	6,7	6,7
Verbrauch [TWh]	14,0	20,7	20,7	17,4	25,4	25,4
Schwere Nutzfahrzeuge						
Anzahl [Mio.]	0,30	0,34	0,34	0,42	0,49	0,49
Verbrauch je Fzg. [kWh/a]	67,3	74,7	74,7	83,9	96,6	96,6
Verbrauch [TWh]	20,4	25,5	25,5	35,5	47,5	47,5
Schienen und Busverkehr						
Verbrauch [TWh]	15,9	15,9	15,9	16,9	16,9	16,9
Gesamtverbrauch [TWh]	116,1	144,8	154,8	146,7	182,3	183,0

Tabelle 8: Anzahl und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien

Regionalisierung

Die Regionalisierung der Verbräuche von Elektrofahrzeugen basiert im Grundsatz auf der bekannten Methodik aus dem Szenariorahmen 2023-2037/2045 und wird weiterhin als geeignet bewertet. In der Konsultation wurde kritisiert, dass der detaillierte Bericht zur Darstellung der Methodik noch nicht veröffentlicht gewesen war. Die Veröffentlichung ist zwar nach Konsultationsende erfolgt, jedoch kann die Bundesnetzagentur die Kritik grundsätzlich nachvollziehen und erwartet für zukünftige Prozesse eine Veröffentlichung von Begleitstudien vor Start der Konsultation.

Die Regionalisierung von E-PKW und Plug-in-Hybriden erfolgt gemeinsam nach den folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, Leistung von PV-Aufdachanlagen, durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Das zugrundeliegende Modell für die Pendeldistanzen basiert auf einer Aufbereitung von Pendelstatistiken der Regionalstatistik der statistischen Ämter des Bundes und der Länder durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Weitere relevante Daten stammen aus dem Zensus 2011 sowie der Regionaldatenbank der Statistischen Landesämter.

Für die Verortung der elektrischen Last wird angenommen, dass 70 % der Ladevorgänge durch Laden am Wohnort oder Arbeitsplatz erfolgen, während 30 % an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen und Bundesstraßen stattfinden. Die Regionalisierung des Schnellladens erfolgt dabei unter Nutzung von

Geokoordinaten. Die Lastgangmodellierung berücksichtigt Regionstypen (urban, ländlich) sowie Zeiteffekte (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. Aufbauend auf einer Analyse der „Kurzstudie Elektromobilität“ wurden insbesondere die Wirtschaftszweige „Verarbeitendes Gewerbe/Warenherstellung“, „Handel“ und „Erbringung von sonstigen Dienstleistungen“ als besonders relevant identifiziert. Anschließend werden die landkreisscharfen Beschäftigungszahlen dieser Wirtschaftszweige aus den Daten der Bundesagentur für Arbeit entnommen. Unter der Annahme einer gleichmäßigen Verteilung der Fahrzeuge auf die Beschäftigten wird die Zahl an gewerblichen Fahrzeugen pro Landkreis modelliert.

Eine Änderung der Methodik erfolgt bei der Regionalisierung von Ladevorgängen für schwere Nutzfahrzeuge. Zusätzlich wird das initiale Ladenetz für E-LKW berücksichtigt. Dieses wird im Rahmen des „Masterplan Ladeinfrastruktur II“ vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr, der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sowie weiteren relevanten Akteuren geplant und umfasst 354 Rastanlagen in Deutschland. Neben dem Autobahnladen wird ein wesentlicher Anteil an Ladevorgängen an Depots angenommen. Depotladen bezeichnet das Laden an nicht öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur, beispielsweise auf dem Firmengelände von Logistikunternehmen. Aufgrund ökonomischer Vorteile ist davon auszugehen, dass Speditionen versuchen werden, den Anteil des Depotladens zu maximieren. In der Konsultation gab es keine weiteren Hinweise zur Aufteilung zwischen Autobahn- und Depotladen.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik wird für die Modellierung des Netzentwicklungsplans als grundsätzlich geeignet genehmigt.

3.3.6 Rechenzentren

Zusätzlich zum klassischen Geräteverbrauch wird in Zukunft ein signifikanter Teil des Strombedarfs im GHD-Bereich durch Rechenzentren anfallen. Bei Rechenzentren handelt es sich häufig um Großverbraucher, die oftmals in der Nähe zu bedeutenden Internetknoten angesiedelt werden. Dabei wird Strom beispielsweise für den Betrieb der Server und deren Kühlung verwendet. Insgesamt ist mit einem weiter wachsenden Bedarf, auch z.B. durch Entwicklungen und Anwendungen im Bereich Künstlicher Intelligenz, zu rechnen. Die Projektmeldungen aus der Großverbraucherabfrage des Entwurfs des Szenariorahmens und aus den Aktualisierungen belegen hier einen deutlichen Wachstumstrend (siehe Abschnitt IV B 3.3.1). Insbesondere durch die Aktualisierung der Großverbraucherabfrage steigt die Anzahl und Leistung der Projekte im Vergleich zum Entwurf deutlich an. Den neuesten Sach- und Erkenntnisstand stellt die letzte Aktualisierung des Status eines Projekts durch die Übertragungsnetzbetreiber im März 2025 dar.

Bei der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Methodik zur Berücksichtigung der Projekte der Großverbraucherabfrage werden die Projekte bis zum Status „Fortgeschrittene Planung“ in allen Szenarien angenommen. Im Szenario C würden zusätzlich alle Projekte des Status „Planung“ vollständig berücksichtigt und im Szenario B würden zusätzlich alle Projekte des Status „Planung“ mit der Hälfte ihrer Leistung berücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen im Entwurf des Szenariorahmens einen zusätzlichen Stromverbrauch durch Rechenzentren zwischen 40 und 90 TWh aus. Mit den Daten der aktualisierten Großverbraucherabfrage läge der Stromverbrauch bei Anwendung der gleichen Methodik zwischen ca. 80 und 155 TWh. Würde man auch Projekte des Status „Idee und Vorplanung“ mit einbeziehen,

läge man bei bis zu ca. 175 TWh. Da alle Projekte bereits für das Jahr 2037 geplant sind, unterscheiden sich die Werte für die Zieljahre 2037 und 2045 nicht.

Im Rahmen der Konsultation wird in verschiedenen Varianten die Berücksichtigung der Projektstatus kritisiert: Projekte in frühen Phasen sollten zunächst nur anteilig und erst bei weiterem Fortschritt vollständig berücksichtigt werden. Es sollten mindestens in einigen Szenarien Projekte in frühen Phasen berücksichtigt werden. Die Hürden sollten grundsätzlich gesenkt werden. Bei Rechenzentren und industriellen Verbrauchern sollte gleich vorgegangen werden. Es wird befürchtet, dass ein Nichtberücksichtigen von Projekten im Szenariorahmen zu einer selbsterfüllenden Prophezeiung werden könne. Ferner wird bezweifelt, dass es im Raum Frankfurt eine Entwicklung hin zu bis 5.000 MW Leistung geben wird, zudem sei zu bedenken, dass neuere Rechenzentren effizienter seien. Es sollten aktuellere Daten als die im Entwurf des Szenariorahmens verwendet werden.

Anhand der in der Großverbraucherabfrage gemeldeten Anschlussleistungen ist davon auszugehen, dass der überwiegende Teil der Projekte in den Verteilernetzen angeschlossen werden soll. Aus der Perspektive des Übertragungsnetzes sind die Projekte zunächst lediglich zusätzliche Lasten, welche über die Umspannwerke zwischen der Höchst- und der Hochspannung Anteil am Leistungsbezug aus dem Transportnetz haben und damit den Transportbedarf zwar mit beeinflussen, in der Regel aber alleine keinen Netzausbau im Höchstspannungsnetz auslösen. Ob diese Projekte ganz, teilweise oder gar nicht im Szenariorahmen berücksichtigt werden, hat somit keinen Einfluss auf ihre tatsächliche Realisierung. In Einzelfällen kann es ausnahmsweise sein, dass ein einzelnes größeres Projekt oder eine Gruppe von kleineren Projekten ein neues Umspannwerk zur Höchstspannung notwendig machen. Dies wiederum kann im Netzentwicklungsplan eine zu prüfende Streckenmaßnahme auslösen, deren Bedarf sich dann allerdings nicht aufgrund einer engpassreduzierenden Wirkung für das Höchstspannungsnetz ergibt. Von den Übertragungsnetzbetreibern können für solche Maßnahmen daher auch während der Prüfung des Netzentwicklungsplans Strom entsprechende Unterlagen nachgereicht werden, die den Bedarf einer Maßnahme im Höchstspannungsnetz begründen.

Bereits der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zeigte den derzeitigen Boom bei der Projektierung von Rechenzentren. Die Aktualisierung der Großverbraucherabfrage erhöht den gemeldeten Bedarf noch einmal um ca. 50 %. Ob alle Projekte mit den gemeldeten Anschlussleistungen realisiert werden, kann bezweifelt werden. Angesichts der aktualisierten Daten der Großverbraucherabfrage übernimmt die Bundesnetzagentur den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber nicht. Es soll die aktualisierte Großverbraucherabfrage mit den gemeldeten Statusaktualisierungen verwendet werden. Im Szenario A sollen alle Projekte bis zum Projektstatus „fortgeschrittene Planung“ vollständig berücksichtigt werden. Im Szenario B sollen alle Projekte bis zum Projektstatus „fortgeschrittene Planung“ vollständig und Projekte mit Projektstatus „Planung“ zu 25 % berücksichtigt werden. Im Szenario C sollen alle Projekte bis zum Projektstatus „fortgeschrittene Planung“ vollständig und alle Projekte mit Projektstatus „Planung“ zu 50 % berücksichtigt werden. In der Modellierung soll dazu die Leistung aller Projekte mit dem Status „in Planung“ anteilig reduziert werden. Dadurch wird vermieden, dass die Projekte über den konsolidierten Status hinaus bewertet werden, und die grundsätzliche Verteilung der Projekte in Deutschland bleibt erhalten. Dadurch ergibt sich ein zusätzlicher Stromverbrauch durch Rechenzentren zwischen ca. 80 und 115 TWh und damit mehr als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur nimmt zur Verbrauchsabschätzung 5000 Volllaststunden an. Dies entspricht dem Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf. Im Rahmen der Konsultation gingen keine Argumente ein, welche ein Abweichen rechtfertigen könnten.

Die in der Genehmigung enthaltenen Werte sind in der Tabelle 9 für beide Zieljahre dargestellt.

Stromverbrauch [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Rechenzentren	78,4	97,3	116,2	78,4	97,3	116,2

Tabelle 9: Stromverbrauch von Rechenzentren

3.3.7 Fernwärme

Im Jahr 2023 wurden in Deutschland etwa 129 TWh Fern- und Prozesswärme erzeugt. Davon wurden 44,8 % aus Erdgas, 18,3 % aus Braun- und Steinkohle sowie Öl, 17,1 % aus Abfall (nicht biogen), Abwärme und sonstigen Quellen sowie 19,9 % aus erneuerbaren Energien gewonnen. Aktuell zählen zu den erneuerbaren Energien, die in die Fern- und Prozesswärmeversorgung eingebunden werden können, die Geo- und Solarthermie, die Biomasse sowie der biogene Anteil des zur Wärmeerzeugung verbrannten Abfalls. Zukünftig zählt laut des Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG) u.a. auch die Wärmeerzeugung aus grünem Wasserstoff, Biomethan und Wärmepumpen bzw. Elektrokessel, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden, dazu. Auch wenn der Anteil von erneuerbaren Energien seit 2010 gestiegen ist, wird der überwiegende Teil der Fernwärme noch aus fossilen Brennstoffen bereitgestellt, deren Verfeuerung mit nicht unerheblichen CO₂-Emissionen einhergeht.

Derzeit wird der überwiegende Teil der Fern- und Prozesswärme in KWK-Anlagen erzeugt. Der Vorteil von KWK-Anlagen ist die effizientere 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 öffentliche Fernwärmeversorgung oder die industrielle Prozesswärme bereitgestellt. Nachteile von KWK-Anlagen sind deren CO₂-Ausstoß und die begrenzte Flexibilität bei der Stromerzeugung. KWK-Anlagen müssen ihre vergleichsweise hohen Investitionskosten durch hohe Volllaststunden 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 CO₂.

Bis spätestens 2045 müssen die CO₂-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 durch die Effizienzsteigerung bei Produktionsprozessen. Die Entwicklung des Fern- und Prozesswärmebedarfs ist also ein Produkt der beiden genannten Effekte der Bedarfssteigerung durch Ausdehnung der Fernwärme und der Reduktion des Wärmebedarfs durch Sanierung.

Verbrauchsentwicklung

Für die Genehmigung des Szenariorahmens Strom wird ausgehend von einer Fern- und Prozesswärmeerzeugung von 129 TWh im Jahr 2023 zunächst ein deutlicher Anstieg bis 2037 und anschließend ein deutlich abflachender Anstieg des Fernwärmebedarfs aufgrund der oben skizzierten

Einspareffekte angenommen. In Szenariopfad A wird dabei die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Entwicklung übernommen, in der ein ambitionierter Ausbau der Fernwärmeversorgung erfolgt. Die Direktelektrifizierung nimmt gegenüber dem Einsatz von Wasserstoff aber eine deutlich geringere Rolle ein, da eine Direktelektrifizierung eher für neue Fernwärmenetze angenommen wird, während für bestehende eine Umrüstung auf Wasserstoff (oder alternativ auf Biomasse oder CCS-Technologie) unterstellt wird. In Szenariopfad B wird der Fernwärmebedarf sowie die Aufteilung aus dem Langfristszenario O45-Strom übernommen. Im Szenariopfad C liegt der Fernwärmebedarf etwas unterhalb der beiden anderen Szenariopfade. Das liegt daran, dass im Szenariopfad C eine höhere Deckung des Wärmebedarfs durch die dezentralen Wärmepumpen im Gebäudebereich des Haushalts- und GHD-Sektors angenommen wird.

Die Fern- und Prozesswärmeerzeugung wird bis 2045 größtenteils auf erneuerbare Energien wie Geo- und Solarthermie, Biomasse und den biogenen Anteil des Abfalls, eine Direktelektrifizierung durch Wärmepumpen und Elektrokessel sowie Wärmeerzeugung aus grünem Wasserstoff (in Szenariopfad A alternativ auch aus Erdgas verbunden mit CCS) umgestellt. Der prozentuale Anteil der direkt erneuerbaren Erzeugung (Solarthermie, Geothermie, Biomasse) an der Fern- und Prozesswärme wird bis zum Jahr 2045 gegenüber heute nicht signifikant ansteigen, da trotz erhöhten Wärmebedarfs die Potenziale als begrenzt angenommen werden. Zur stärkeren Einbindung von Großwärmepumpen ist es unerlässlich, das Temperaturniveau bestehender Wärmenetze zu senken, wozu umfangreiche Modernisierungen notwendig sind. Neue Wärmenetze in der öffentlichen Fernwärmeversorgung werden heute als Niedertemperatur-Wärmenetze konzipiert, wodurch eine Integration von Großwärmepumpen einfacher möglich ist. Elektrokessel werden aufgrund des höheren benötigten Temperaturniveaus eher bei der Bereitstellung von Prozesswärme im Industriebereich angewendet.

Derzeit stammen über 60 % der Fern- und Prozesswärme aus mit Kohle, Erdgas und Öl befeuerten Anlagen (KWK-Anlagen, Heizkessel). Bis 2037 wird dieser Anteil erheblich reduziert und es verbleiben, verglichen mit heute, nur wenige mit fossilen Brennstoffen befeuerte 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 (oder Erdgas mit CCS). Zusätzlich zu den mit Wasserstoff befeuerten KWK-Anlagen gibt es einen geringen Anteil an Heizkesseln, die ebenfalls mit Wasserstoff betrieben werden könnten. Bis spätestens 2045 werden die verbleibenden KWK-Anlagen und Heizkessel ausschließlich mit Wasserstoff befeuert. Die Betriebsweise der KWK-Anlagen orientiert sich schon im Jahr 2037 nicht mehr rein am Wärmemarkt, sondern größtenteils am Strommarkt. D.h. es kommt lediglich dann zu einer Wärmeproduktion, wenn am Strommarkt der Einsatz regelbarer Kraftwerkskapazitäten notwendig wird – z.B. in Zeiten eines niedrigen EE-Dargebots.

Die Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme wird neben der Wärmeerzeugung aus grünem Wasserstoff (oder Erdgas mit CCS in Szenariopfad A) hauptsächlich mittels einer Elektrifizierung durch elektrisch betriebene Großwärmepumpen und Elektrokessel erreicht werden. Wie 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 insbesondere in den Szenariopfaden B und C deutlich an. Elektrokessel flankieren den Betrieb von Großwärmepumpen in Spitzenlastzeiten und kommen daher vergleichsweise selten zum Einsatz.

Aus den getroffenen Annahmen zur Fern- und Prozesswärmeproduktion aus Großwärmepumpen und Elektrokesseln resultiert für die Netzberechnung ein Strombedarf und eine korrespondierende elektrische Erzeugerleistung. Für Großwärmepumpen wird hierzu in allen Szenarien für das Jahr 2037 sowie für das Jahr 2045 eine Jahresarbeitszahl von 3,0 angesetzt. Diese entspricht der angenommenen Jahresarbeitszahl aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Die angenommenen Jahresarbeitszahlen der Langfristszenarien in den Szenarien O45-Strom bzw. O45-H2 erscheinen demgegenüber als zu konservativ. Die Anzahl der Volllaststunden wird mit 2400 h angenommen. Bei den Elektrokesseln werden für Szenariopfad A und alle Szenarien mit Zieljahr 2037 800 Volllaststunden angesetzt. Im Gleichlauf mit den Langfristszenarien wird in den Szenarien A und B 2045 von einem sinkenden Einsatz der Elektrokessel ausgegangen, wodurch 600 Volllaststunden angenommen werden. 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 10 zeigt den daraus 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]	3,2	11,5	8,3	5,3	12,7	9,8
Elektrokessel [GW]	6,3	13,8	13,8	11,1	13,5	13,5
Volllaststunden GWP [h/a]	2400	2400	2400	2400	2400	2400
Volllaststunden EK [h/a]	800	800	800	800	600	600
Großwärmepumpen [TWh]	7,8	27,5	20,0	12,6	30,4	23,6
Elektrokessel [TWh]	5,0	11,1	11,1	8,9	8,1	8,1

Tabelle 10: Aufkommen und Jahresstromverbrauch von Großwärmepumpen und Elektrokesseln

Im Ergebnis werden in Szenariopfad A die Werte aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Für die Szenariopfade B und C weichen der Stromverbrauch und die resultierende elektrische Erzeugerleistung bei den Großwärmepumpen von den Werten aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber deutlich nach oben ab. Das Gleiche gilt im Grunde auch für die Elektrokessel, obwohl der Unterschied für das Zieljahr 2045 dabei geringer ausfällt als für das Zieljahr 2037. Dass die Werte so abweichen, liegt an der Orientierung an den Langfristszenarien bei der Fern- und Prozesswärmeerzeugung und an dem größeren Anteil durch eine direkte Elektrifizierung mittels Großwärmepumpen und Elektrokesseln an der Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme.

Regionalisierung

Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen wird als angemessen bewertet. Die Regionalisierung erfolgt dabei in zwei Schritten. Im ersten Schritt werden die Ergebnisse aus der Großstromverbraucherabfrage berücksichtigt. Bei der Abfrage wurden rund 2,9 GW an Power-to-Heat-Projekten gemeldet. Davon haben rund 2,1 GW einen ausreichend fortgeschrittenen Projektstatus, um im Szenariorahmen berücksichtigt zu werden. Alle gemeldeten Power-to-Heat-Anlagen wurden dabei dem Fernwärmesektor zugeordnet. Im zweiten Schritt werden weitere Großwärmepumpen und Elektrokessel gemäß der von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Wärmenetzsimulation aus einem vorangegangenen Gutachten des letztmaligen NEP-Prozesses („Entwicklung der Wärmenetze und deren

Wärmeerzeuger in Deutschland“) und aus der aktuellen Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“, welche beide von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) erstellt wurden, zunächst grob auf Bundeslandebene regionalisiert. Die Detailregionalisierung erfolgt sodann über kleinräumige Wärmenetzpotenziale aus dem FfE-Projekt „Values Wärme“. Hierbei werden Großwärmepumpen und Elektrokessel basierend auf dem Wärmebedarf lokaler Fern- und Prozesswärmenetze verteilt.

Hinsichtlich der Annahmen zum Hochlauf der Großwärmepumpen gibt es einerseits Konsultationsteilnehmer, die die angenommene Anzahl der Großwärmepumpen für zu hoch erachten, andererseits aber auch solche, die dies anders sehen und die angenommene Anzahl als zu konservativ bzw. zu niedrig einschätzen. Ein Grund, der bspw. für eine eher niedrigere Anzahl an Großwärmepumpen sprechen könnte, ist, dass synthetische Energieträger billiger zur Verfügung stehen könnten. Die angenommene Leistung bzw. den Strombedarf von Großwärmepumpen sehen mehrere Konsultationsteilnehmer eher als zu niedrig angesetzt an, wohingegen aber auch mehrere Konsultationsteilnehmer die Elektrifizierung der öffentlichen und industriellen Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektrokessel als Technologie sowie in der Aufteilung untereinander als plausibel ansehen. Für die Dekarbonisierung der Fernwärme sollten laut einiger Konsultationsbeiträge auch weitere Technologien wie Geothermie und industrielle Abwärme berücksichtigt werden. Weitere Stellungnahmen sehen ebenfalls eher einen deutlicheren technologischen Fortschritt und somit eher höhere Jahresarbeitszahlen von größer 3 als die im Schnitt 2,2 der Langfristszenarien.

3.3.8 Elektrolyseure

Wasserstoff sowie dessen synthetische Folgeprodukte werden eine wichtige Rolle bei der Energiewende und für die Dekarbonisierung des Energiesystems spielen. Wie diese genau aussehen wird, hängt jedoch von vielen Faktoren ab, die heute noch nicht oder nur teilweise feststehen, was das Treffen von Annahmen zur Wasserstoffproduktion im Inland schwierig macht. Wasserstoff wird als wichtiger Energieträger für die Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr betrachtet. Insbesondere in Bereichen, in denen direkte Elektrifizierung schwierig oder weniger effizient ist (z. B. in der Industrie, in der Luftfahrt und Schifffahrt), wird Wasserstoff als eine zentrale Lösung zur Dekarbonisierung gesehen.

Neben dem Import von Wasserstoff müssen auch die Kapazitäten für Elektrolyseure und Wasserstoff bis 2045 je nach Szenario in unterschiedlichem Umfang ausgebaut werden, um den Bedarf an Wasserstoff zu decken, die Klimaziele zu erreichen und eine Flexibilisierung der Stromnetze zu ermöglichen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Kosten für Elektrolyseure in den kommenden Jahrzehnten sinken werden, was die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff im Vergleich zu anderen Energieträgern steigert. Jedoch gibt es im Hochlauf weiterhin zahlreiche Unsicherheiten, die durch eine große Bandbreite zwischen den Szenarien abgebildet werden sollen. Die in diesem Abschnitt angegebenen Leistungen beziehen sich immer auf die elektrische Leistung der Elektrolyseure.

Leistungsentwicklung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf vorgeschlagenen Leistungen von Elektrolyseuren werden je nach Zieljahr sowohl unter- als auch überschritten, um die aktuell bestehende hohe Unsicherheit besser abzubilden. Dies lässt sich auch aus Beiträgen in der Konsultation herleiten, die die Ausbaupfade teilweise als angemessen, mehrfach jedoch auch als (deutlich) zu hoch bezeichneten. In Szenariopfad A wird davon ausgegangen, dass Hemmnisse langsamer abgebaut werden und der Hochlauf der Elektrolyse verzögert

abläuft. Im Jahr 2037 wird die Leistung dabei auf 20 GW reduziert und 2045 werden ausschließlich konkrete Elektrolyseprojekte unterstellt, wodurch sich eine Leistung von 31,6 GW ergibt. Dafür wird in Szenario A im Vergleich zu den übrigen Szenarien unterstellt, dass mehr Wasserstoff aus dem Ausland importiert wird. Szenariopfad B folgt als gemeinsames Szenario mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff dem Ausbaupfad des Szenarios O45-Strom der Langfristszenarien und liegt damit auch in der Bandbreite der Systementwicklungsstrategie. In Szenariopfad C wird weiterhin ein ambitionierter Ausbaupfad angenommen, der im Jahr 2037 im Gleichlauf mit Szenario B und damit dem Szenario O45-Strom liegt. Für das Zieljahr 2045 wird angenommen, dass ein deutlich beschleunigter Ausbau erreicht werden kann, wobei die Leistung mit 70 GW noch leicht unter dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber bleibt.

Als Grundlage für die Annahmen konkreter Elektrolyseurprojekte für die Jahre 2037 und 2045 dient die gemeinsam von Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführte Großverbraucherabfrage, sowie deren teilweise Aktualisierungen durch die Übertragungsnetzbetreiber (siehe Abschnitt IV B 3.3.1). Die darin enthaltenen Projekte wurden von den Übertragungsnetzbetreibern je nach Projektfortschritt in unterschiedliche Kategorien eingeteilt.

Bei der von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf eingereichten Liste zu berücksichtigender Elektrolyseprojekte fehlte es an der Abstimmung mit der von den Fernleitungsnetzbetreibern für den Szenariorahmen Gas/Wasserstoff eingereichten Liste. Die Modellierung für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 muss hinsichtlich der Berücksichtigung von Elektrolyseuren nach Ansicht der Bundesnetzagentur auf Grundlage einer hinreichend aktuellen und soliden sowie vor allem einheitlichen Basis erfolgen, da im Gegensatz zu anderen Einspeisequellen Elektrolyseure aufgrund ihres Strombedarfes eine zentrale Schnittstelle zwischen den Strom- und Wasserstoffnetzen darstellen. Entsprechend ist es bei der Ermittlung von Leistungen und -standorten zumindest dort, wo Elektrolyseursprojekte wahrscheinlicher realisiert werden, eine Harmonisierung mit der Übertragungsnetzplanung zu verfolgen.

Die Bundesnetzagentur bestimmte die konsolidierte Elektrolyseurliste schlussendlich anhand eines Abgleichs zwischen den beiden Listen. Dabei wurden in beiden Listen aufgeführte sowie übereinstimmende Projekte in die konsolidierte Elektrolyseurliste übernommen, sodass sich eine elektrische Leistung von 87 GW über alle Projekte hinweg (d. h. unabhängig vom jeweiligen Projektstatus) ergab. Für den gemeinsamen Projektsockel von 31,6 GW, wurden Projekte mit dem Projektstatus „Idee und Vorplanung“ nicht berücksichtigt. Für die konsolidierte Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur wurden hinsichtlich der Angaben des Projektstatus in der Großverbraucherabfrage sowie der elektrischen Leistung (GW) eines Projekts die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Ferner wurden Projekte sowie Leistungswerte für Projekte, die über das Jahr 2037 in der Liste der Übertragungsnetzbetreiber hinausgehen, nicht berücksichtigt, damit ein gemeinsamer Projektsockel für alle Szenarien und alle Zieljahre gegeben ist. In diesem Zusammenhang sollten in zukünftigen Netzentwicklungsplänen entsprechende Abfragen unbedingt auch die in den Netzentwicklungsplänen vorgesehenen Zieljahre enthalten sowie einheitlich zwischen Strom und Wasserstoff gestaltet werden. Zudem orientieren sich die Mantelzahlen für das Szenario B, das mit dem Szenario 2 des SR Gas/Wasserstoff übereinstimmt, an den Langfristszenarien (O45-Strom) des BMWK.

In Szenario A 2037 muss der Projektsockel zur Erreichung der 20 GW Leistung gekürzt werden. Dazu werden zunächst nur Projekte unterstellt, die sich mindestens in fortgeschrittener Planung befinden, während in einem zweiten Schritt die Leistungen der weiteren Projekte aus dem Sockel anteilig gekürzt werden. Dadurch

wird vermieden, die Projekte über die gemeinsame Liste hinaus zu bewerten, und die grundsätzliche Verteilung der Projekte in Deutschland wird beibehalten.

Einsatzverhalten

Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf vorgeschlagene Methodik zur Ermittlung des Einsatzverhaltens von Elektrolyseuren wird im Grundsatz als angemessen genehmigt. Für beide Zieljahre wird ein vollständig flexibler Einsatz an allen Standorten angenommen. Die prognostizierten Volllaststunden werden für die Genehmigung auf 3200 h/a reduziert und entsprechen damit den Ergebnissen des Szenarios O45-Strom der Langfristszenarien. Zur Höhe der Volllaststunden gab es in der Konsultation zahlreiche Beiträge. Der Vorschlag von 4000 h/a wurde teilweise als realistisch, teilweise aber auch als (deutlich) zu hoch bewertet. Eine Erhöhung der Volllaststunden wurde in keinem Beitrag gefordert. Eine moderate Absenkung erscheint daher auch unter Berücksichtigung der Konsultation sinnvoll. Es handelt sich dabei weiterhin um einen Schätzwert, der sich im Rahmen der Modellierungen des Netzentwicklungsplans geringfügig ändern kann.

Regionalisierung

Die Verortung der Elektrolyseure erfolgt zweistufig und berücksichtigt zunächst die oben beschriebene konsolidierte Elektrolyseurliste. Der Projektsockel von 31,6 GW wird dabei standortscharf berücksichtigt. Der darüber hinaus gehende Zubau in den Szenarien B und C soll vorrangig stromnetzdienlich erfolgen. Solange eine Stromnetzdienlichkeit gewährleistet ist, können zur Standortermittlung sowohl die Standorte weiterer gemeldeter Elektrolyseure, die nicht Teil des Sockels sind (z.B. Projekte, die den Übertragungsnetzbetreibern durch Meldung der unterlagerten Verteilnetzbetreiber bekannt sind), sowie weitere von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf genannte Standortfaktoren wie die Distanz zum Wasserstoffnetz, Wasserverfügbarkeit oder Abwärmenutzung berücksichtigt werden. Das Offshore-Projekt AquaVentus, welches keinen Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht, ist Teil des Projektsockels, aber für die Modellierungen nicht zu berücksichtigen.

[GW _{el}]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Elektrolyseure	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
...davon projektbasiert	20,0	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
Volllaststunden [h/a]	3200					
Verbrauch (geschätzt) [TWh]	64,0	134,4	134,4	97,9	187,2	224,0

Tabelle 11: Leistung, Volllaststunden und Verbrauch der Elektrolyseure in den Szenarien

3.3.9 Netz- und Speicherverluste

Zusätzlich zum Nettostromverbrauch muss für die Modellierung eine Annahme zu den Netzverlusten in den Verteilernetzen 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 erzeugt oder durch die Verluste des Verteilernetzes entsteht. Für die Berechnung des Übertragungsnetzes müssen daher auch netzknotenscharf die Verteilernetzverluste berücksichtigt werden.

Die transportbedingten 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 Übertragungsebene. Sie sind somit keine im Szenariorahmen genehmigte Eingangsgröße, sondern ein Ergebnis der Netzberechnungen auf Übertragungsebene. Gleichwohl muss eine Abschätzung dieser Verluste vor der Marktmodellierung erfolgen.

Ähnliches gilt im Hinblick auf Speicher, die am Markt agieren. Die genauen Einsatzzeiten ergeben sich erst im Rahmen der Marktsimulation. Auch der Kraftwerkseigenverbrauch ist abhängig von der Höhe der Volllaststunden der Kraftwerke, die sich ebenfalls erst im Rahmen der Marktsimulation ergeben.

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

[TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Verteilernetzverluste	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Übertragungsnetzverluste	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0
Speicherverluste	3,4	3,9	4,1	3,7	4,3	5,6
Kraftwerkseigenverbrauch	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0

Tabelle 12: Netz- und Speicherverluste sowie Kraftwerkseigenverbrauch in den Szenarien

3.3.10 Nachfrageseitige Flexibilitäten

Der Energieverbrauch kann gezielt gesteuert und wirtschaftlich optimiert werden. In Gewerbe- und Industriebetrieben ermöglicht Demand Side Management (DSM), den prozessbedingten Verbrauch flexibel anzupassen – sei es durch Verschiebung oder Reduzierung. Auch private Haushalte mit Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen verfügen als sogenannte Prosumer über Flexibilitätpotenziale. Werden diese durch einen Aggregator gebündelt und am Energiemarkt genutzt, spricht man vom Marktbetrieb.

Zur Integration der Erzeugung erneuerbarer Energien in den Szenarien ist eine zunehmende Marktorientierung der Verbraucher unerlässlich und soll daher in allen Szenarien die Grundlage der Flexibilitätsannahmen bilden. Im verbrauchsstärksten Szenario C soll zusätzlich eine Netzorientierung unterstellt werden, die ggf. den Einfluss des höheren Stromverbrauchs auf den Netzausbaubedarf etwas abmildern kann. Eine solche Netzorientierung könnte durch eine besonders schnell vollzogene Digitalisierung der Verteilnetze und Anreize wie beispielsweise flexible Netzentgelte erfolgen.

Private Haushalte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Entwurf bereits angenommen, dass sich ein Teil der Haushalte aktiv am Marktgeschehen beteiligen wird. In der Konsultation wurde jedoch kritisiert, dass diese Annahmen zu konservativ sind und ambitioniertere Ziele für die Flexibilitätsnutzung gesetzt werden sollten.

Die Bundesnetzagentur hält es für realistisch, dass das Flexibilitätspotenzial in privaten Haushalten langfristig weiter steigen kann. Daher möchte sie den Szenarientrichter in diesem Punkt erweitern, sodass sich die Flexibilitätsnutzung über alle Szenarien hinweg stärker differenziert und gleichzeitig ein optimistischer Entwicklungspfad für die kommenden Jahre skizziert wird. Szenario A bleibt als konservative Annahme bestehen. Hier begrenzen organisatorische Hürden und fehlende wirtschaftliche Anreize die Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten stark. In Szenario B wird ein moderater Anstieg der erschlossenen Flexibilitätsanteile angenommen, etwa weil mehr Prosumer ihren Verbrauch am Börsenstrompreis orientieren und so optimieren können. In Szenario C wird sodann eine noch ambitioniertere Entwicklung unterstellt, in der eine flächendeckende Digitalisierung der Verteilnetze es Haushalten ermöglicht, auf lokale Netzbelastungen zu reagieren, zum Beispiel durch flexible Netzentgelte. Diese Möglichkeiten erhöhen das wirtschaftliche Potenzial und fördern somit eine breitere Beteiligung der Haushalte an der Flexibilitätsnutzung. Die in der Konsultation geäußerte Sorge, dass eine starke Marktorientierung das Netz zusätzlich belasten könnte, wird adressiert, indem die Flexibilitätsnutzung im Szenariopfad C bedarfsorientiert dem Netz und dem Markt zur Verfügung gestellt werden kann. In allen Szenarien wird nur außerhalb des Marktbetriebs eine Eigenverbrauchsoptimierung der Prosumer angenommen. Außerdem hat der Einsatz der Flexibilitäten in Szenario C, insbesondere in kritischen Netzsituationen, netzdienlich zu erfolgen.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in der Genehmigung des Szenariorahmens die Vehicle-to-Grid - Technologie (V2G) nur implizit. Die Mantelzahl für Batteriespeicher in Haushalten (siehe Abschnitt IV B 3.6.1) kann daher sowohl durch stationäre Speichersysteme als auch durch V2G-fähige Elektrofahrzeuge erreicht werden. Der aktuell noch bestehenden großen Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung von V2G-Technologien wird damit Rechnung getragen und kein konkreter Anteil bzw. keine konkrete Aufteilung zwischen den beiden Technologien festgelegt.

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Prosumer im Marktbetrieb [%]	20	35	60	30	55	80

Tabelle 13: Anteil der Prosumer im Marktbetrieb

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen / Industrie

Das gewählte Vorgehen zur Ermittlung der DSM-Potenziale ist schlüssig und methodisch nachvollziehbar. Insbesondere bietet die Begleitstudie zu „Regionalen Lastmanagementpotenzialen“ (ÜNB 2021, in Zusammenarbeit mit FfE und Guidehouse) eine fundierte Grundlage für die Prozessklassifizierung sowie die regionale Verortung der Flexibilitätspotenziale.

Für eine konsistente Betrachtung ist es jedoch entscheidend, die DSM-Potenziale an die in der Genehmigung vorgenommenen Änderungen der Stromverbrauchsannahmen anzupassen. Dies gilt insbesondere für den wachsenden Strombedarf von Rechenzentren, der die verfügbaren Verschiebepotenziale im GHD-Sektor maßgeblich beeinflussen kann.

Die Betriebe streben an, ihren Stromverbrauch wirtschaftlich optimal zu gestalten. Die Anpassung des Verbrauchs erfolgt durch eine Optimierung des Bezugs, bei der sowohl der Strompreis als auch die Netzentgelte als Auslöser dienen können. Analog zu den Annahmen bei privaten Haushalten ermöglicht die

Digitalisierung der Verteilernetze in Szenario C, über variable Netzentgelte oder andere Instrumente ein Steuerungssignal zu senden, um gezielt lokalen Netzbelastungen entgegenzuwirken.

Grundsätzlich werden die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen DSM-Potenziale daher genehmigt, jedoch soll eine Aktualisierung auf Grundlage der geänderten Großverbraucherliste und des angepassten Stromverbrauchs der Genehmigung erfolgen. Die Ergebnisse müssen im Netzentwicklungsplan transparent dargestellt werden. Außerdem hat der Einsatz der Flexibilitäten in Szenario C, insbesondere in kritischen Netzsituationen, netzdienlich zu erfolgen.

3.3.11 Zusammenfassung und Bruttostromverbrauch

Die in diesem Abschnitt dargestellte sektorale Verbrauchsentwicklung ist in Tabelle 14 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
Haushalte	140,2	145,8	149,8	156,0	167,1	171,2
davon Geräte	83,0	83,0	83,0	76,0	76,0	76,0
davon direktelektrische Heizungen	13,0	13,0	13,0	13,6	12,7	12,7
davon Wärmepumpen	44,2	49,8	53,8	66,5	78,4	82,6
GHD	185,6	207,1	229,1	186,7	209,7	230,7
davon Rechenzentren	78,4	97,3	116,2	78,4	97,3	116,2
davon direktelektrische Heizungen	3,6	3,3	3,3	1,9	1,3	1,3
davon Wärmepumpen	14,4	17,3	20,3	20,3	25,1	27,2
davon Geräte	89,2	89,2	89,2	86,0	86,0	86,0
Industrie	256,0	286,0	295,1	260,0	317,0	354,5
Verkehr	116,1	144,8	154,8	146,7	182,3	183,0
davon elektrisch betriebene Fahrzeuge	100,2	128,9	138,9	129,7	165,4	166,1
davon Bus- und Schienenverkehr	15,9	15,9	15,9	16,9	16,9	16,9
Elektrolyse	64,0	134,4	134,4	97,9	187,2	224,0
Fernwärmeerzeugung	12,8	38,6	31,1	21,5	38,5	31,7
davon Elektrokessel	5,0	11,1	11,1	8,9	8,1	8,1
davon Großwärmepumpen	7,8	27,5	20,0	12,6	30,4	23,6
Nettostromverbrauch	774,8	956,7	994,2	868,7	1101,8	1195,1
Verteilernetzverluste	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Übertragungsnetzverluste	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0
Speicherverluste	3,4	3,9	4,1	3,7	4,3	4,6
Kraftwerkseigenbedarf	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Bruttostromverbrauch	845,0	1027,4	1065,1	948,2	1181,9	1275,5

Tabelle 14: 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 ebenfalls nicht im Nettostromverbrauch inkludiert. Der Bruttostromverbrauch ergibt sich wiederum aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich der drei genannten Größen.

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 den 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.

Insgesamt zeigt sich, dass der Stromverbrauch gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber in den Szenarien A und B 2045 nur leicht höher ausfällt, was maßgeblich auf die seitens der Übertragungsnetzbetreiber nachgemeldeten Rechenzentren zurückzuführen ist. Im Szenario C 2045 liegt der Verbrauch deutlich unterhalb des Szenarios C 2045 der Übertragungsnetzbetreiber.

3.4 Zubau erneuerbarer Energien

Die erneuerbaren Energien bilden einen der Grundpfeiler eines zukünftig klimaneutralen Strom- und Energiesystems. Die gesetzlich festgelegten Ausbauziele müssen sich daher im Szenariorahmen wiederfinden. Zugleich kann durch eine angemessene Aufweitung der Szenarien („Szenarientrichter“) der tatsächliche Einfluss des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz bestimmt werden. Damit wird dem Grundgedanken eines Szenariorahmens entsprechend die mögliche Varianz zukünftiger Entwicklungen abgebildet, um eine robuste, kosteneffiziente Netzplanung zu gewährleisten. In den folgenden Abschnitten werden die Annahmen zu den einzelnen erneuerbaren Energieträgern dargestellt und erläutert.

3.4.1 Photovoltaik

Die Photovoltaik ist neben der Windenergie eine tragende Säule der Stromerzeugung in einem klimaneutralen Energiesystem. Bezogen auf die installierte Leistung liegt die Photovoltaik bereits heute deutlich vor Wind Onshore und dieser Abstand wird sich in Zukunft weiter vergrößern. Aufgrund der hohen Leistung und der vergleichsweise geringen Volllaststunden der Photovoltaik, die vom Sonnenstand abhängig sind, stellt die Integration in das Stromnetz eine Herausforderung dar. Die Integration der großen Mengen Photovoltaik, die sich aus den im EEG geregelten Zielen ergibt, ist nur möglich, wenn eine stark ausgeprägte Flexibilisierung des Stromverbrauchs erfolgt (siehe Abschnitt IV B 3.3.10) und die Anforderungen an einen stabilen Systembetrieb eingehalten werden.

Im Szenariorahmen wird zwischen zwei Arten der Photovoltaik unterschieden: Aufdach- und Freiflächen-PV. Bei Aufdächanlagen 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. Eine bundesweite Pflicht zur Installation auf gewerblichen Neubauten wurde bisher zwar nicht umgesetzt, allerdings haben einige Bundesländer ähnliche Regelungen gesetzlich verankert und auch ohne gesetzliche Pflicht ist ein steigender Ausbau auch auf Gewerbegebäuden zu erwarten. Durch die im Vergleich zu privaten Häusern größere Dachfläche von Gewerbebauten ist die Installation größerer Anlagen möglich. Für private Hausdächer ist zu beobachten, dass die Installation von Photovoltaik bei Neubauten zur Regel wird, aber auch auf Bestandsbauten ist eine Nachrüstung weiterhin in großem Maße zu erwarten.

In der Konsultation finden sich sowohl Beiträge, welche die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber als zu hoch betrachten, beispielsweise aufgrund möglicher Kannibalisierungseffekte bei sinkenden Marktpreisen während hoher PV-Einspeisung, als auch Beiträge, welche argumentieren, dass das Potenzial der Photovoltaik (deutlich) unterschätzt werde und noch höhere Annahmen getroffen werden sollten.

Das EEG 2023 legt dabei konkrete Ausbauziele für den Photovoltaikausbau fest. Diese Ziele bilden im Einklang mit der Systementwicklungsstrategie und dem Langfristszenario O45-Strom die Grundlage für die Entwicklung in Szenariopfad B. Für das Zieljahr 2037 macht das EEG 2023 keine konkrete Vorgabe zur installierten Leistung. Der konkrete Wert für 2037 wird daher linear zwischen den Jahren 2035 und 2040 interpoliert. Auch für das Zieljahr 2045 gibt es keine konkrete Zielvorgabe, jedoch sieht das EEG 2023 für die Zeit nach 2040 den Erhalt der bis dahin zu installierenden Zielgröße von 400 GW vor.

Das theoretische Potenzial für die Installation von Photovoltaikanlagen in Deutschland ist bei ausschließlicher Betrachtung möglicher Flächen sicherlich größer als die Zielvorgaben im EEG, wie auch mehrere Konsultationsbeiträge anmerken. Die Annahme des EEG-Ziels für 2040 auch als der Leistung für das Zieljahr 2045 im Szenario B folgt dabei der Annahme, dass die politische Vorgabe ein Plateau des Ausbaus darstellt, welches durch geeignete Maßnahmen erreicht, aber nicht überschritten wird. Auch ohne gesonderte Steuerung ist es aus marktlichen, gesellschaftlichen, aber auch aus Gründen der Netzintegration denkbar, dass ab einer gewissen installierten Leistung der weitere Ausbau stagniert. Ob, mit welcher Leistung und wann ein mögliches Plateau erreicht wird, ist allerdings abhängig von vielen Faktoren und Entwicklungen, beispielsweise der Flexibilisierung des Verbrauchs, dem Speicherzubau, regulatorischen und politischen Vorgaben sowie dem zukünftigen Marktdesign.

Aufgrund dieser Unschärfen wird in den anderen beiden Szenariopfaden, abweichend von der vorangegangenen Genehmigung, von einer größeren Spreizung des PV-Ausbaustands in beide Richtungen und damit von einem Ausbau ausgegangen, welcher sich nicht ausschließlich an den aktuellen politischen Zielen orientiert. In Szenariopfad A wird dabei von einer verlangsamten Entwicklung ausgegangen, die geringfügig hinter dem im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Niveau bleibt. In Szenariopfad C werden die Ausbauziele des EEG zwar weiterhin übererfüllt, im Zieljahr 2045 bleiben sie jedoch hinter dem Vorschlag im Entwurf zurück.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene gleichmäßige Aufteilung zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen wurde in der Konsultation überwiegend positiv eingeschätzt und wird in der Genehmigung übernommen. Die langfristige Einhaltung dieser Vorgabe wurde in der Konsultation dennoch als unsicher bewertet, weshalb eine Anpassung in zukünftigen Prozessen bei neuen Erkenntnissen möglich bleibt. Bei den angenommenen sehr hohen jährlichen Ausbaumengen spricht die vergleichsweise einfachere Installation von Freiflächenanlagen dafür, dass deren prozentualer Anteil sich in Zukunft erhöhen wird.

In der Konsultation wurde kritisiert, dass das Potenzial von sogenannter bauwerkintegrierter Photovoltaik (BIPV, oder auch Fassaden-PV) nicht betrachtet wird. Die Bundesnetzagentur ist sich des möglichen Potenzials bewusst, durch die große Unschärfe in diesem Bereich wird jedoch auf eine explizite Berücksichtigung verzichtet. Es ist jedoch denkbar, dass Teile der in den Szenarien angenommenen PV-Leistung auch durch BIPV realisiert werden. Im Ergebnis wird daher lediglich die mögliche geringfügige Verschiebung der Einspeisezeitreihen durch eine ggf. andere Ausrichtung der BIPV-Module außer Betracht gelassen. Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklungen in diesem Bereich, sodass eine Anpassung in zukünftigen Prozessen möglich bleibt.

Volllaststunden

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens für Photovoltaik durchschnittliche Volllaststunden von 950 h/a vorgeschlagen. Dieser Wert erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin plausibel

und im Einklang mit Studien und bisherigen Annahmen. Er 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 können daher geringfügig davon abweichen. Die Übertragungsnetzbetreiber werden daher aufgefordert, die tatsächlichen Volllaststunden im Entwurf des Netzentwicklungsplans transparent darzustellen.

Insgesamt ergeben sich so die folgenden Werte in den Szenarien:

Photovoltaik	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]	270,0	345,4	379,9	315,0	400,0	440,0
Volllaststunden [h/a]	950					
Erzeugung (geschätzt) [TWh]	256,5	328,1	360,9	299,3	380,0	418,0

Tabelle 15: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung von 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.

In diesem Prozess schlagen die Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (fE) eine überarbeitete Methodik für die Regionalisierung von Aufdach- und Freiflächen-PV vor. Die Methodik erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich geeignet, die Regionalisierung für Photovoltaikanlagen im Netzentwicklungsplan darzustellen.

Es wird zwischen Aufdach- und Freiflächen-PV-Anlagen unterschieden. Die Regionalisierung von Freiflächen-PV erfolgt in mehreren Stufen. Zunächst wird die deutschlandweit installierte Leistung auf die Bundesländer verteilt. Dabei werden drei zentrale Faktoren berücksichtigt:

- **Leistungsprognose:** Der sogenannte Kurzfriststützpunkt basiert auf der EEG-Mittelfristprognose und spiegelt die erwartete Entwicklung bis 2029 wider.
- **Politische Ausbauziele:** Falls ein Bundesland ein ambitionierteres Ausbauziel für 2030 formuliert hat als in der Prognose berücksichtigt, wird dies in die Berechnung einbezogen.
- **Potenzialflächen:** Die Verteilung des verbleibenden Zubaus erfolgt anhand geeigneter Potenzialflächen, die in einer GIS-gestützten Analyse ermittelt wurden.

Nach der Zuweisung auf Bundeslandebene wird der Zubau weiter auf regionale Standorte verteilt. Dafür werden landwirtschaftliche Flächen sowie Flächen in der Nähe von Infrastrukturen wie Autobahnen oder Bahnstrecken betrachtet. Flächen mit hohen Restriktionen, etwa in Naturschutzgebieten, werden ausgeschlossen. Die verbleibenden Potenzialflächen werden nach wirtschaftlichen Faktoren gewichtet, wobei

Flächen mit höherem Solarertrag bevorzugt werden. Bestehende Anlagenstandorte bleiben langfristig in der Nutzung und werden ebenfalls berücksichtigt.

Für die Regionalisierung von Aufdach-PV erfolgt keine vorgelagerte Verteilung auf die Bundesländer. Stattdessen wird direkt eine kleinräumige Bestands- und Potenzialanalyse durchgeführt. Der bestehende Anlagenbestand wird aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) ermittelt. Da dort nicht alle Anlagentypen eindeutig ausgewiesen sind, erfolgt eine zusätzliche Differenzierung anhand von Standortinformationen und Vergütungskategorien. Das Dachflächenpotenzial wird aus hochaufgelösten Gebäudedaten und Siedlungsstrukturen abgeleitet. Dabei wird ein Raster mit 100x100 Meter Auflösung erstellt, das die nutzbare Dachfläche pro Gebiet ermittelt.

Für die Zubaumodellierung wird ein zweistufiger Ansatz verwendet:

- **Vergangene Zubautrends:** Basierend auf den Entwicklungen der letzten sechs Jahre wird für jedes Postleitzahlgebiet eine Prognose erstellt, wobei ältere Daten geringer gewichtet werden.
- **Verfügbares Potenzial:** Das verbleibende Dachflächenpotenzial wird zusätzlich berücksichtigt, um den weiteren Ausbau abzubilden.

Diese beiden Faktoren werden für die Verteilung des zukünftigen PV-Zubaus auf die Postleitzahlgebiete kombiniert. Gebiete mit hohem bereits genutztem Potenzial (Sättigung) und nehmen weniger zusätzlichen Zubau auf.

3.4.2 Wind Onshore

Gemessen an der Gesamterzeugung stellt die Onshore-Windenergie bereits heute die wichtigste Erzeugungstechnologie dar. In Zukunft wird ihre Bedeutung auf dem Weg zur Klimaneutralität weiter zunehmen. Daher sind die Annahmen dazu von besonderer Bedeutung für den Netzentwicklungsprozess. Nach einem schnellen Ausbau bis zum Jahr 2017, ist der Zubau von Windenergieanlagen in den folgenden Jahren stark eingebrochen. Im Vergleich zu Photovoltaikanlagen gibt es bei Windenergieanlagen größere Akzeptanz- und Flächenverfügbarkeitsprobleme sowie komplexere Genehmigungsprozesse, welche den Ausbau hemmen. Im EEG 2023 wurde ein ambitionierter Ausbaupfad für Windenergieanlagen an Land präzisiert, welcher voraussetzt, dass die bestehenden Probleme schnellstmöglich beseitigt werden und der Ausbau deutschlandweit, bereits kurzfristig, stark beschleunigt wird. Die vergangenen positiven Ausschreibungsergebnisse deuten hier auf einen positiven Trend hin. Neben den idealen Windstandorten, vornehmlich im Norden Deutschlands, müssen auch Standorte im Süden bebaut werden, um die Ziele zu erreichen. Zu diesem Zweck sieht das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) vor, dass in jedem Bundesland bestimmte prozentuale Anteile der Landesfläche für die Windenergie an Land auszuweisen sind.

Im 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 im Szenariopfad B erreicht werden. Für das Zieljahr 2037 macht das EEG 2023 keine konkrete Vorgabe einer installierten Leistung. Abgeleitet aus den Zielen für die Jahre 2035 und 2040, ist jedoch auch für 2037 eine mögliche Bandbreite ermittelbar. Der konkrete Wert für 2037 wird dabei linear zwischen den Jahren interpoliert. Auch für das Zieljahr 2045 gibt es keine konkrete Zielvorgabe, jedoch sieht das EEG 2023 für die Zeit nach 2040 die

Erhaltung der bis dahin installierten Leistung vor. Konkret werden für 2035 150 GW und für 2040 160 GW im EEG festgelegt. Der Szenariopfad B folgt diesem Ausbaupfad.

Im Szenariopfad A mit geringerer installierter Leistung erneuerbarer Energien wird die Annahme getroffen, dass die Beschleunigung des Ausbaus zu großen Teilen gelingt, die im EEG vorgegebenen Leistungen jedoch nicht vollständig erreicht werden wodurch im Jahr 2037 eine installierte Leistung zwischen 126,6 GW und 140,5 GW und im Jahr 2045 eine Leistung von 143,5 GW angenommen wird. In der Anhörung wurde die in Szenario A 2037 angenommene Leistung Wind Onshore von den Übertragungsnetzbetreibern als zu hoch kritisiert. Ein Teil des Ausbaus könnte auf die Jahre nach 2037 verschoben werden.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheit in der weiteren Entwicklung kann die Bundesnetzagentur die Kritik teilweise nachvollziehen. Daher soll in Szenario A 2037 die Leistung Wind Onshore variiert werden. Dabei soll sowohl für eine verringerte Leistung von 126,6 GW als auch für 140,5 GW ein Netzausbaubedarf ermittelt werden. Beide Netzausbauzustände sollen der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan zur Prüfung vorgelegt werden.

Im Rahmen der Konsultation wurde der Ansatz der niedrigen Ausbauleistung kritisiert. Um einen ausgewogenen Szenarientrichter aufzuspannen, der insgesamt mehrere mögliche Entwicklungen abzudecken vermag, hält die Bundesnetzagentur dieses Vorgehen jedoch für gerechtfertigt, zumal es sich auf den Szenariopfad A beschränkt. Im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wird der sich abzeichnende positive Trend, der sich in den aktuellen Ausschreibungen und Genehmigungen widerspiegelt, jedoch auch teilweise in Szenario A berücksichtigt, wodurch die Zahlen in der Genehmigung oberhalb des Entwurfes liegen. Die Stagnation des Ausbaus nach 2037 verdeutlicht, dass eine Stagnation des Ausbaus nicht nur durch politische Festlegungen (wie im EEG), sondern auch durch andere Gründe hervorgerufen werden kann, insbesondere durch einen deutlich geringeren Stromverbrauch wie im Szenariopfad A. Im Szenariopfad C mit höherer installierter Leistung erneuerbarer Energien wird dagegen die Annahme getroffen, dass der Ausbau nach 2040 nicht stagniert, sondern insbesondere aufgrund eines weiter steigenden Stromverbrauchs mit gleichbleibender Geschwindigkeit fortgesetzt wird, sodass im Jahr 2045 eine Leistung von 176 GW angenommen wird.

Volllaststunden

Für Wind Onshore wird aufgrund der weiter steigenden durchschnittlichen Nabenhöhen und den Möglichkeiten, durch Schwachwindanlagen auch an vergleichsweise ungünstigeren Standorten hohe Volllaststunden zu erzielen, von einem Anstieg der Volllaststunden ausgegangen. Im Entwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber Volllaststunden in Höhe von 2.600 im Zieljahr 2037 und 2.700 im Zieljahr 2045 angenommen. 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 im Netzentwicklungsplan die Erzeugung der Anlagen abhängig vom konkreten Standort, dem im Rahmen der Modellierungen genutzten Wetterjahr 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]	126,6 / 140,5	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Volllaststunden [h/a]	2600			2700		
Erzeugung (geschätzt) [TWh]	329,2 / 365,3	411,3	411,3	387,5	432,0	475,2

Tabelle 16: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung Wind Onshore 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 seitens der Übertragungsnetzbetreiber hierzu vorgeschlagene Methodik, analog zum NEP 2023-2037/2045, erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin geeignet.

Vor der konkreten Verteilung einzelner Anlagen erfolgt in einem ersten Schritt eine Allokation der Gesamtleistung auf Ebene der Bundesländer. 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 der 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 und realistische 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 Erreichen der Flächenziele 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 Erreichen der Flächenziele als „Zielleistung“ ermittelt werden. Bei der Ermittlung der Potenzialflächen wird ein Windmindestertrag vorausgesetzt. Bestehende bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie z. B. die 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. Das entspricht auch der Forderung von Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation.

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 jeweilige Flächenziel 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. Dieses Vorgehen soll die im Windenergieflächenbedarfsgesetz dargestellten Flächenbeitragswerte der Bundesländer bestmöglich abbilden.

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. Darauf aufbauend 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 frei werdenden Flächen bevorzugt wieder bebaut werden, womit Repowering von Windenergieanlagen im Modell abgebildet ist. Im Rahmen der Konsultation wurde dieses Vorgehen mehrheitlich begrüßt.

Im nächsten Schritt werden Anlagen in realistischer Konfiguration auf den ausgewiesenen Windflächen der Bundesländer verteilt. 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. Das Windenergie-auf-See-Gesetz 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. Auf Basis des Start- und Ist-Netzes ergibt sich bis 2028 eine auf See installierte Leistung von knapp 16 GW. Auf Basis aller bis 2026 ausgeschriebenen Offshore-Flächen beträgt die Leistung etwa 39 GW im Jahr 2033.

Erzeugung

In Szenario A 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung von 50 GW angenommen. Ausgangspunkt ist die im Windenergie-auf-See-Gesetz festgelegte Leistung von mindestens 30 GW im Jahr 2030. Das Szenario A 2037 bildet gegenüber den Szenarien B 2037 und C 2037 einen langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie nach 2030 ab, hält jedoch ebenfalls das gesetzliche Ausbauziel von mindestens 40 GW für das Jahr 2035 ein. In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung von 56 GW angenommen. Die Szenarien B 2037 und C 2037 unterstellen eine vollständige Umsetzung des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Nach bestehender gesetzlicher Regelung in § 2a Abs. 1 Nr. 2 und 3 WindSeeG ist in den Jahren ab 2027 ein Ausschreibungsvolumen von jährlich grundsätzlich 4.000 MW vorzusehen. Davon ausgehend könnten im Jahr 2037 etwa 56 GW in Betrieb sein. Die genehmigten Annahmen zu den im Jahr 2037 installierten Leistungen sind damit nahezu deckungsgleich mit den Vorschlägen im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Im Szenario A 2045 setzt sich grundsätzlich die Inbetriebnahme von jährlich nur einer 2-GW-Anbindung in der Nordsee bis zum Jahr 2045 fort. Unter Berücksichtigung der Offshore-Optimierung sowie des Rückbaus ergibt sich hieraus eine installierte Leistung von etwa 60 GW im Jahr 2045. In den Szenarien B 2045 und C 2045 wird eine installierte Leistung von 70 GW angenommen. Diese Langfristszenarien unterstellen damit eine vollständige Umsetzung des Windenergie-auf-See-Gesetzes mit dem Ziel von 70 GW im Jahr 2045. Die Abweichung von den im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber genannten Szenariozahlen für das Jahr 2045 ergibt sich daraus, dass eine Übererfüllung des gesetzlichen 70 GW-Ziels nicht Gegenstand des Szenariorahmens ist und in der Genehmigung nicht unterstellt werden kann. Zur Erreichung der 70 GW müsste im Szenariopfad B ab dem Jahr 2038 jährlich nur noch eine 2-GW-Anbindung in der Nordsee in Betrieb genommen werden, bis die Leistung von 70 GW erreicht ist. In Szenario C 2045 wird hingegen ein schnellerer Ausbau von weiterhin zwei Anbindungen pro Jahr unterstellt, wodurch das Ziel der 70 GW bereits vor dem Jahr 2045 erreicht wird.

Zusätzlich wird in Szenario B 2045 und Szenario C 2045 angenommen, dass ab dem Jahr 2038 eine derzeit noch nicht ausgewiesene Fläche im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns erschlossen wird. Für diese Fläche soll ein voraussichtliches Potenzial von 1 GW unterstellt werden. Die Fläche im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns muss in einer Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms festgelegt werden. Das Land hat in der Konsultation auf die Möglichkeit, weitere Potenziale im Küstenmeer zu heben, hingewiesen. In der späteren Modellierung der Offshore-Optimierung können die installierten Leistungen im NEP geringfügig von der Genehmigung abweichen.

Lebensdauer

Für Windenergieanlagen auf See wurde im vorherigen NEP-Prozess zum ersten Mal ein Rückbau berücksichtigt. Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Technologien später erfolgte Technologiehochlauf sowie die regelmäßig auf eine Dauer von 25 Jahren befristete Zulassung führen dazu, dass im Zieljahr 2037 noch kein Rückbau zu erwarten ist. Dies deckt sich auch mit mehreren Konsultationsbeiträgen. Mit dem zweiten Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 28.07.2022 (BGBl. 2024 I Nr. 28) wurde außerdem die Möglichkeit einer nachträglichen Verlängerung der Befristung um höchstens zehn Jahre geschaffen, 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 wahrscheinlich kein Rückbau in signifikanter Höhe zu erwarten ist. Bislang

geht das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie davon aus, dass Flächen zur Verfügung stehen müssen, die insgesamt eine installierte Leistung von ca. 78 GW ermöglichen. Der tatsächliche Umfang dieser zusätzlichen, über 70 GW hinausgehenden Leistung ist noch nicht bekannt und u. a. maßgeblich von der Betriebsdauer, aber auch von den Zeiträumen für den Rück- und ggf. Neubau abhängig. Im Szenario A 2045 soll aufgrund des konservativen Charakters eine Lebensdauer von 25 Jahren unterstellt werden, wodurch sich bis einschließlich 2045 ein Rückbau in Höhe von etwa 7,7 GW ergibt. In den Szenarien B und C soll eine Lebensdauer von 30 Jahren unterstellt werden, wodurch ein Rückbau in Höhe von circa 3,3 GW resultiert.

Angenommene Lebensdauer	Rückbau Nordsee	Rückbau Ostsee	Summe
25 Jahre	6,6 GW	1,1 GW	7,7 GW
30 Jahre	2,9 GW	0,3 GW	3,3 GW*

*Die Abweichung ergibt sich durch Rundung

Tabelle 17: Angenommene Lebensdauern von Offshore-Windenergieanlagen

Volllaststunden

Der frühere pauschale Ansatz von 4000 Volllaststunden für Windenergie auf See ist nicht mehr zutreffend. Um die Auswirkungen unterschiedlicher Ausbauszenarien auf die Effizienz der Stromerzeugung zu ermitteln, hat das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (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 führen vor allem in Zone 3 zu einem starken Absinken der Volllaststunden auf teilweise unter 3.000 h/a. 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 auf. Die Offshore-Optimierung führt durch die Reduzierung der Leistungsdichte auf einzelnen Flächen zu einer Erhöhung der Volllaststunden auf ebendiesen. Aus diesem Grund sind für jedes Gebiet spezifische Volllaststunden anzunehmen.

Regionalisierung

Die regionale Verteilung der installierten Leistung in Nord- und Ostsee stellt sich wie folgt dar. Aufgrund der noch umzusetzenden Offshore-Optimierung können die genauen Leistungsdaten im NEP geringfügig abweichen, daher werden hier nur gerundete Werte der voraussichtlichen Nettoleistung dargestellt.

Gebiet [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Nordsee	46	52	52	56	65	65
Ostsee	4	4	4	4	5	5
Gesamt	50	56	56	60	70	70

Tabelle 18: Regionale Zuordnung von Wind Offshore zu 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 der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans vom 30.01.2025 sowie auf dem am 01.09.2021 in Kraft getretenen

Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee, welcher 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 Ende 2025 voraussichtlich rund 11 GW.

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 Flächenentwicklungsplan vom 30.01.2025 legt für die Ostsee Flächen mit einer Leistung in Höhe von bis zu 1,3 GW fest, während sich die übrigen Festlegungen auf Flächen in der Nordsee beschränken.

Zur Abbildung von 70 GW im Jahr 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 Festlegungen des FEP 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. 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 900 MW. Diese Erzeugungsleistung soll in den Marktsimulationen des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden, um das landseitige Netz entsprechend auszugleichen. Weiterhin wird diese Leistung auf die Ausbauziele angerechnet.

Offshore-Optimierung

Das BSH hat in der laufenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) für zwei Flächen in der Nordsee (N-9.4 und N-9.5) eine Mehrbebauung (sogenanntes Overplanting) in Höhe von 20% vorgesehen. Mehrbebauung bedeutet in diesem Kontext, dass die installierte Leistung der Offshore-Windparks größer ist als die Übertragungskapazität der Offshore-Anbindungsleitung. Im kommenden FEP- und dem aktuellen NEP-Prozess werden weitere Offshore-Optimierungen geprüft, um zusätzliche Offshore-Anbindungen einsparen zu können und somit die Netzausbaukosten zu senken. Der NEP soll hierbei prüfen, auf welche Offshore-Anbindungen und somit welche Netzverknüpfungspunkte gegebenenfalls verzichtet werden kann, um den größten gesamtwirtschaftlichen Nutzen erzielen zu können. Im Rahmen der Prüfung sind alle Netzverknüpfungspunkte derjenigen Offshore-Anbindungen zu berücksichtigen, welche über Grenzkorridor III nach Niedersachsen und ggf. weiter nach West- oder Süddeutschland geführt werden sollen und für welche eine Inbetriebnahme ab 2035 anvisiert wird. Die Einschränkung auf den Grenzkorridor III ergibt sich zum einen aus der Verfügbarkeit von Trassenkorridoren im Küstenmeer. Während im Trassenkorridor über

den Grenzkorridor V nach Schleswig-Holstein noch Kapazitäten vorhanden sind, ist der Trassenkorridor über den Grenzkorridor III nach Niedersachsen derzeit voll ausgeschöpft. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zwar bereits ein Verfahren zur Suche weiterer Korridore gestartet, dies jedoch zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen. Zum anderen sind die bereits bestätigten Anbindungen über Korridor V in der Regel deutlich kürzer und damit günstiger, als viele der bestätigten Anbindungen über Korridor III. Das Jahr 2035 wurde als Startpunkt festgelegt, da der aktuelle FEP bereits Flächen, die bis 2034 anzubinden sind, festgelegt hat. Um fortgeschrittene Planungsstände und damit auch bereits eventuell entstandene Kosten abzubilden, erscheint das Jahr 2035 daher als zweckmäßig. Der informatorische Anhang des aktuellen FEP enthält einen Ausblick auf die Festlegungen der in 2025 erneut startenden FEP-Fortschreibung, welche die Offshore-Optimierung final umsetzen soll. Das BSH geht darin von einem Verzicht auf fünf ONAS im Vergleich zur Bestätigung des NEP 2023-2037/2045 aus.

Hierbei wurde zunächst eine technisch mögliche Erhöhung der Kabelkapazität auf 2,2 GW für Anbindungen ab 2032 unterstellt. Sollten die Übertragungsnetzbetreiber hiervon abweichend Unsicherheiten bei der Umsetzbarkeit sehen, haben sie eine technisch-wirtschaftliche Einschätzung zur potenziellen Erhöhung der Anbindungsleistung um bis zu 10% vorzunehmen und auf Basis der Ergebnisse eine entsprechende Planung zu unterstellen. Sowohl die zulässige Höhe, als auch der realistische Umsetzungszeitpunkt einer möglichen Leistungsanhebung sind hierbei zu untersuchen und belastbar zu ermitteln. Etwaige Hindernisse, die einer Umsetzung entgegenstehen könnten, sind in schriftlicher Form zu benennen und Ansätze zu deren Überwindung sind aufzuzeigen. Die Bundesnetzagentur und das BSH sind in die Prüfungen und die Entscheidung einzubeziehen. Zwischen den Szenarien mit den Zieljahren 2037 und 2045 können die Annahmen auf Basis der erzielten Ergebnisse variiert werden, wenn der realistische Umsetzungszeitpunkt beispielsweise nach 2037 liegt.

Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Offshore-Optimierung zu prüfen, ob Offshore-Anbindungen, die über Trassenkorridor III bislang nach West- und Süddeutschland geführt werden sollen, küstennäher eingebunden werden können, ohne dass dies weiteren landseitigen Netzausbau auslöst. Im Rahmen der Prüfung sind alle Offshore-Anbindungen zu berücksichtigen, für welche eine Inbetriebnahme ab 2035 anvisiert wird.

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.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind der Ansicht, dass die Rolle der Biomasse in der Stromerzeugung abnehmen wird. Wegen der Nutzungskonkurrenz und begrenzter Mengen an Biomasse sei es möglicherweise sinnvoller, diese zur Dekarbonisierung anderer, schwerer zu dekarbonisierenden Sektoren einzusetzen anstatt im Stromsektor. Biomasse sei beispielsweise der einzige erneuerbare Energieträger, mit dem industrielle Hochtemperaturprozesse direkt erneuerbar bedient werden können. Dabei könne Biomasse zum Teil mit höheren Wirkungsgraden sowie als biogene Kohlenstoffquelle genutzt werden. Zukünftig werde es in der

Industrie einen Bedarf an klimaneutralem Kohlenstoff geben, der sonst anderweitig bedient werden müsste. An den vergleichsweise zentralen Standorten von Industrieanlagen ließe sich weiterhin die großtechnische Abscheidung von CO₂ einfacher realisieren als an vielen kleinen dezentralen Biomassestandorten. Ebenso sei der nicht direkt in Industrieprozessen genutzte Kohlenstoff an infrastrukturtechnisch gut ausgebauten Industriestandorten einfacher in eine CO₂-Infrastruktur einzubinden als an dezentralen Standorten. Diese Argumentation fand in der Konsultation einige Zustimmung.

Andererseits wurde in der Konsultation vorgeschlagen, die Leistung von Biomasseanlagen auf heutigem Niveau zu belassen oder sogar zu erhöhen (Überbauung) 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 hält die letztgenannten Argumente nicht für ausreichend, um den zur Genehmigung vorgelegten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber in diesem Punkt anzupassen. Die alternative Nutzung von Biomasse in der Industrie oder als Kraftstoffquelle erscheint, wie von den Übertragungsnetzbetreibern dargelegt, aus heutiger Sicht naheliegender. 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 von Wasserstoff-Kraftwerken gleicht.

In der Konsultation wurde zudem mehrfach auf den Einsatz der Biomasse in der Wärmeversorgung hingewiesen. Die Nutzung im Bereich der Nah- und Fernwärmeversorgung sowie der dezentralen Gebäudeversorgung ist im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber jedoch bereits berücksichtigt.

Biomasse	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]	5	5	5	3	3	3
Volllaststunden [h/a]	3000					
Erzeugung (geschätzt) [TWh]	17,7		9,3			

Tabelle 19: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung von Biomasse in den Szenarien

3.4.5 Laufwasser- und Speicherwasserkraft sowie sonstige erneuerbare Energieträger

In die Kategorie Wasserkraft fallen Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke, während Pumpspeicherkraftwerke zu den hydraulischen Speichern gezählt werden (siehe dazu Abschnitt IV B 3.6.2). Für Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke werden die im Entwurf vorgeschlagenen Werte der Übertragungsnetzbetreiber von 3,6 GW bzw. 1 GW übernommen. Es wird angenommen, dass gegebenenfalls verschärfte Umwelt- und Naturschutzauflagen einer Leistungssteigerung entgegenstehen. Zusätzlich zu den geografisch 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 keiner zusätzlichen Regionalisierung. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Aufteilung und Höhe der Volllaststunden für Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke wird übernommen.

Wasserkraft	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]	4,6					
Volllaststunden [h/a]	Laufwasser: 4400 - Speicherwasser: 2800					
Erzeugung (geschätzt) [TWh]	18,6					

Tabelle 20: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung 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 sind, wird jedoch nur die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken bilanziell zu den erneuerbaren Energien gezählt. Die angenommenen Volllaststunden entsprechen den Annahmen im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

biogener Anteil Abfallkraftwerke	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Volllaststunden [h/a]	5000					
Erzeugung (geschätzt) [TWh]	5					

Tabelle 21: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung 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. Dabei sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12a EnWG zu angemessenen Annahmen im Szenariorahmen verpflichtet.

Angesichts der Tatsache, dass der überwiegende Teil aller Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen an das Verteilernetz angeschlossen ist und der weitere Zubau an Anlagen voraussichtlich ebenfalls vor allem dort stattfinden wird, handelt es sich in erster Linie um ein Element für die Planung des Verteilernetzes.

Nach Meldungen der Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur wenden weniger als 5 % der Verteilernetzbetreiber Spitzenkappung an. Bei Betrachtung der Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden liegt die Anwendungsquote bei unter 10 %. Die Netzausbaupläne gemäß § 14d EnWG der großen Verteilernetzbetreiber enthalten dazu verschiedene zusätzliche Informationen. So ist es sehr unterschiedlich, in welchem Umfang Verteilernetzbetreiber Spitzenkappung anwenden. Es werden beispielsweise einzelne vom Verteilernetzbetreiber betriebene Netzebenen gar nicht berücksichtigt sowie die Spitzenkappung nur auf wenige Teilgebiete in den betrachteten Netzebenen angewandt. Zum Teil halten die Verteilernetzbetreiber die Spitzenkappung nur für ein sinnvolles

Mittel zur temporären Überbrückung von Engpässen: Während der Zubau von EE-Anlagen weiter erfolgt, könnten diese dank Spitzenkappung zunächst ins Netz integriert werden. Aufgrund des stetig weiter ansteigenden EE-Zubaus müsste dann Netzausbau erfolgen. Dieser Ausbau würde wiederum die Spitzenkappung überflüssig machen. Andere Äußerungen der großen Verteilernetzbetreiber zielen darauf ab, dass die Spitzenkappung erst gegen Ende des Zubaus von EE-Anlagen sinnvoll sei, um die dann bereits ausgebauten Netze nicht für die letzten verbleibenden Einspeisespitzen weiter ausbauen zu müssen.

Äußerungen im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens sprechen sich gegen einen pauschalen, maximalen Einsatz von Spitzenkappung aus. Grund sei laut den Konsultationsteilnehmern, dass ansonsten der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz unterschätzt würde. Auch hier wurde geäußert, man solle Spitzenkappung erst kurz vor Erreichen des Zielnetzes berücksichtigen. Andere Äußerungen sehen die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, Spitzenkappung anzuwenden. Es wird von Konsultationsteilnehmern angeführt, dass alleine die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, welche Spitzenkappung anwenden, nicht relevant wäre. Etwa 90 % der Verteilernetzbetreiber wären nach Kenntnisstand von Konsultationsteilnehmern in keinem relevanten Ausmaß vom Ausbau der EE-Anlagen betroffen. Da die verbleibenden Verteilernetzbetreiber alle Spitzenkappung anwenden würden, bzw. das in Zukunft tun würden, müsste man Spitzenkappung grundsätzlich annehmen. Auch wird von einem Konsultationsteilnehmer vorgeschlagen, in einem Szenario Spitzenkappung zu unterstellen, um die Auswirkung auf den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zu untersuchen.

Zusammengefasst ist festzustellen, dass nur ein geringer Anteil der Verteilernetzbetreiber überhaupt Spitzenkappung als planerisches Element anwendet und diese Verteilernetzbetreiber hierbei nicht ihr vollständiges Netzgebiet berücksichtigen. Es erscheint deshalb nicht sachgerecht, bei der Planung des Übertragungsnetzes pauschal von einer Spitzenkappung in den Verteilernetzen in Höhe von 3 % der Jahresenergiemenge auszugehen, während im Verteilernetz überwiegend keine Spitzenkappung durchgeführt wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden deshalb nicht zur Anwendung einer Spitzenkappung im Verteilernetz in Höhe von 3 % der Jahresenergiemenge verpflichtet. Es erscheint allerdings 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. Diese implizite Spitzenkappung führt letztlich zu vergleichbaren Ergebnissen wie bei einer pauschalen dreiprozentigen Spitzenkappung, ist jedoch in der Vorgehensweise näher an der Realität.

Die Entwicklung der Anwendung der Spitzenkappung bei den Verteilernetzbetreibern wird allerdings im weiteren Zeitverlauf zu beobachten sein. Äußerungen, dass gegen Ende des Zubaus von EE-Anlagen Spitzenkappung dauerhaft eingesetzt werden könnte, erscheinen nachvollziehbar. Sollte dies zukünftig im für das Übertragungsnetz relevanten Ausmaß geschehen, wäre eine angemessene Berücksichtigung der Spitzenkappung für die entsprechenden Zieljahre als Eingangsgröße für einen zukünftigen Netzentwicklungsplan Strom möglich.

3.4.7 Zusammenfassung und Erzeugung der erneuerbaren Energien

Unter Berücksichtigung aller in den vorangehenden Abschnitten dargestellten Annahmen ergeben sich die in nachfolgender Tabelle für die einzelnen Szenarien dargestellten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten.

Leistung [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Wind Onshore	126,5 / 140,5	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Wind Offshore	50	56	56	60	70	70
Photovoltaik	270,0	345,4	379,9	330,0	400,0	440,0
Biomasse	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Sonstige	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe	457,2 / 471,1	570,2	604,7	527,1	638,6	694,6

Tabelle 22: Leistung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien

Unter Einbeziehung der in den jeweiligen Abschnitten beschriebenen pauschalen Volllaststunden ergibt sich die in nachfolgender Tabelle dargestellte Stromerzeugung in den einzelnen Szenarien. Hier geht auch der vertraglich zugesicherte Anteil der hälftigen Windenergieerzeugung aus Bornholm Energy Island ein. Mit dem angenommenen Einsatz von grünem Wasserstoff sind die hier dargestellten Szenarien auch mit einem Anteil erneuerbarer Energien unter 100 % klimaneutral. Die angenommenen pauschalen Volllaststunden dienen lediglich der Abschätzung der Energieerzeugung. Die konkrete Erzeugung unter Berücksichtigung möglicher marktseitiger Abregelung und damit die tatsächlichen Volllaststunden ergeben sich im Rahmen der Modellierungen des Netzentwicklungsplans und werden im Entwurf des Netzentwicklungsplans 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	329,2 / 365,3	411,3	411,3	387,5	432,0	475,2
Wind Offshore	165,0	184,8	184,8	204,0	238,0	238,0
Photovoltaik	256,5	328,1	360,9	299,3	380,0	418,0
Biomasse	15,0	15,0	15,0	9,0	9,0	9,0
Wasserkraft	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
Sonstige	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Summe Erzeugung (geschätzt)*	793,5 / 829,6	967,1	999,9	928,4	1087,7	1168,9

* Inklusive Anrechnung aus dem Projekt Bornholm Energy Island

Tabelle 23: Erzeugung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien

3.5 Thermische Kraftwerke

Auch in einem zukünftig klimaneutralen Energiesystem wird es regelbare Kraftwerke zum jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage geben müssen. Aufgrund des Rückgangs bzw. des beabsichtigten Ausstiegs aus der Kohleverstromung liegt für Zwecke der Netzentwicklungsplanung die Annahme nahe, dass dabei gasförmige Brennstoffe und ggf. Technologien zur Vermeidung bzw. Abscheidung von CO₂ zum Einsatz kommen. Dabei wird – zur Gewährleistung einer integrierten Betrachtung mit dem Szenariorahmen

Gas/Wasserstoff – von Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken ausgegangen. Die erforderliche Kraftwerksleistung kann jedoch grundsätzlich auch durch andere klimaneutrale Technologien erbracht werden, ohne dass dies wesentliche Auswirkungen auf den resultierenden Netzausbaubedarf hätte.

3.5.1 Bestand, Zubau und Rückbau

Im Entwurf des Szenariorahmens für thermische Kraftwerke sind die Annahmen über den Bestand und Zubau von thermischen Kraftwerkskapazitäten definiert. Der Bestand basiert auf der Kraftwerksliste unter Beachtung von geplanten Zu- und Rückbauten, während weiterer Zubau über systemdienliche Verortungen erfolgt, um die Anforderungen des Energiesystems zu erfüllen.

In der Konsultation wurde unter anderem darauf hingewiesen, dass eine Abstimmung zwischen dem Entwurf des Szenariorahmens für Gas/Wasserstoff und dem Szenariorahmen für Strom bislang fehlt. Zudem wurde bemängelt, dass es an einer ausreichenden Variation oder Spreizung zwischen den Szenarien mangelt und die Kraftwerksleistung in den Szenarien niedriger ist als in den Langfristszenarien. Des Weiteren wurde die Umrüstung von Bestandskraftwerken über den anlagengleichen Ersatzneubau kritisiert, insbesondere da Wasserstoffbedarfsmeldungen nicht berücksichtigt wurden. Schließlich wurde die mangelnde Transparenz im Hinblick auf den systemdienlichen Zubau moniert. Die Bundesnetzagentur teilt diese Kritikpunkte und hat sich entschieden, einen anderen Ansatz zu wählen, um diesen Bedenken zu begegnen.

Die Leistung thermischer Kraftwerke in den Szenarien werden nun mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmt und orientieren sich an den Langfristszenarien. Zudem wurden für die verschiedenen Szenarien unterschiedliche Werte angesetzt, um verschiedene Entwicklungspfade besser zu differenzieren. Im gemeinsamen Szenario B / Szenario 2 sowie in Szenario C wird das Szenario O45-Strom aus den Langfristszenarien als Grundlage genommen. Das Szenario A / Szenario 1 orientiert sich am Langfristszenario O45-H2. Aus der Abstimmung der Kraftwerksleistungen mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff folgt, dass im Szenariorahmen Strom erstmals zwischen Gas- und Wasserstoffkraftwerken unterschieden wird, sodass für beide Kategorien getrennte Leistungen ausgewiesen werden (zur Modellierung siehe Abschnitte IV B 3.5.2 und IV B 3.5.3).

Die Auswahl der Kraftwerke erfolgt nun ebenfalls in enger Abstimmung zwischen den Szenarien für Strom und Gas/Wasserstoff. Eine gemeinsame Liste der Kraftwerke wird veröffentlicht. Dabei wird klar unterschieden: Die Wasserstoffkraftwerke basieren auf der Großverbraucherabfrage Wasserstoff. In dieser Abfrage wurden von den Kraftwerksbetreibern Wasserstoffbedarfe für geplante Kraftwerksprojekte mit insgesamt 50 GW gemeldet. Die Erdgaskraftwerke umfassen Bestands- und Neubaukraftwerke, die keinen Wasserstoffbedarf angemeldet haben oder deren Projektplanung für die Umrüstung auf Wasserstoff noch so unkonkret ist, dass nicht sicher von einer tatsächlichen Realisierung ausgegangen werden kann. Die Bestandskraftwerke basieren auf der aktuellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 21. November 2024) und werden um Neubauprojekte, für die Anträge nach §§ 38 bzw. 39 GasNZV gestellt wurden, ergänzt. Je nach Zieljahr und Szenario werden den Wasserstoff- und Erdgaskraftwerken unterschiedliche Leistungen zugewiesen, um die Mantelzahlen zu erfüllen. Zur Bestimmung des anlagenscharfen Wasserstoffkraftwerksparks im Zieljahr 2037 werden Projekte mit höherer Realisierungswahrscheinlichkeit ausgewählt. Berücksichtigt werden dabei alle Projekte mit geplanter Inbetriebnahme bis einschließlich 2030. Für alle Projekte ab 2030 erfolgt eine Auswahl nach Projektstatus: In Szenario 1 / A werden nur Projekte berücksichtigt, deren Status weder „Projektidee“ noch „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ ist. In den Szenarien 2 / B / C werden alle Projekte einbezogen, die nicht den Status „Projektidee“ aufweisen.

Für das Zieljahr 2045 ist ein weiterer Zubau erforderlich, um die Mantelzahlen für Wasserstoffkraftwerke zu erreichen. Aufgrund der Unsicherheit darüber, wo genau weitere Kraftwerke entstehen, wird die Annahme getroffen, dass weitere Wasserstoffkraftwerke lastnah verortet werden und netzdienlich zum Einsatz kommen. Hierfür sollen vorrangig bestehende Kraftwerksstandorte genutzt werden. Der Einsatz dieser Kraftwerke erfolgt in der Marktmodellierung nachrangig und sie sind nicht für das Netzengpassmanagement vorgesehen. Diese Annahme spiegelt die Unsicherheit wider, ob diese Kraftwerke tatsächlich errichtet werden.

Erdgaskraftwerke werden lediglich für das Zieljahr 2037 angesetzt. In den Szenarien 2 / B / C werden alle Erdgaskraftwerke, die nicht bereits im Wasserstoff angesetzt werden, mit voller Leistung angesetzt. In Szenario 1 / A werden alle Erdgaskraftwerke ohne Wasserstoffbedarfsmeldung gleichmäßig herunterskaliert, bis die Mantelzahl von 17 GW erreicht ist. Kraftwerke, die Teil der gemeinsamen Liste sind, aber nicht am Strommarkt agieren (z.B. Netzreservekraftwerke), sollen in den Marktmodellierungen des Netzentwicklungsplans Strom angemessen berücksichtigt werden.

Neben Erdgas und Wasserstoff kommen im thermischen Kraftwerkspark weitere Energieträger zum Einsatz. Dabei handelt es sich vorrangig um Abfallkraftwerke, deren nicht-biogener Anteil (50 %) den thermisch-konventionellen Kraftwerken zugeordnet wird. Wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, werden sowohl geplante als auch bereits in Betrieb befindliche Anlagen berücksichtigt. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Anhörung auf das Fehlen von Dampfkraftwerken in der Kraftwerksliste hingewiesen. Die betreffenden 33 Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von insgesamt 1,4 GW werden ergänzt und im Folgenden als „Sonstige“ thermische Kraftwerke ausgewiesen.

Aktuell verfügt Deutschland über rund 32 GW an Gaskraftwerkskapazität. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass zusätzlich 14 bis 30 GW an regelbarer Kraftwerksleistung zugebaut werden. Dieser Ausbau ist ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit, kann dazu beitragen, die Marktpreise in Stunden mit geringer erneuerbarer Erzeugung zu dämpfen und spiegelt die Notwendigkeit wider, auch in einem klimaneutralen Energiesystem verlässlich gesicherte Leistung bereitzustellen.

Die Angaben zur installierten Leistung sowie die Werte in der Kraftwerksliste beziehen sich auf die Bruttoleistung. Für die Marktmodellierung ist jedoch ausschließlich die tatsächlich dem Markt zur Verfügung stehende Leistung (Nettoleistung) anzusetzen.

Thermische Kraftwerke [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Erdgas	17	21	21	0	0	0
Wasserstoff	29	41	41	60	81	81
...davon aus der Großverbraucherabfrage	29	41	41	50	50	50
Sonstige	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Summe	48,2	64,2	64,2	62,5	83,5	83,5

Tabelle 24: Leistung thermischer Kraftwerke in den Szenarien

3.5.2 CO₂-Emissionen, CCS und Modellierung

Der Umgang mit CO₂-Emissionen wird auch in Zukunft eine wichtige Rolle in einem klimaneutralen Energiesystem spielen, sei es, dass CO₂ zukünftig als Rohstoff in Produktionsprozessen benötigt wird oder unvermeidliche Restemissionen beispielsweise bei der Abfallverbrennung entstehen. Aufgrund der enormen Komplexität des Kohlenstoffkreislaufs und der bestehenden großen Unsicherheiten ist eine vollständige Berücksichtigung im Rahmen des Netzentwicklungsprozesses nicht abbildbar. Dies ist auch nicht erforderlich, da die Konzeptionierung der verbleibenden Kraftwerkskapazitäten keinen relevanten Einfluss auf die Dimensionierung des Stromübertragungsnetzes hat. Dennoch ergibt sich aus der gemeinsamen Liste der zu berücksichtigenden Kraftwerke mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff und der darin enthaltenen Unterscheidung zwischen Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken im Zieljahr 2037 die Notwendigkeit, den Einsatz der Gaskraftwerke in den Modellierungen zu begrenzen. Der Einsatz von Gaskraftwerken zur Stromerzeugung kann im Zieljahr 2037 nur noch begrenzt erfolgen, da der Stromsektor nur noch geringfügig CO₂ emittieren darf. Für die Modellierung werden daher zwei Varianten unterschieden.

Für das Szenario A 2037 wird im Einklang mit der Ausrichtung des Szenarios angenommen, dass CCS-Technologien im Kraftwerksbereich eingesetzt werden können und damit die Emissionen aus der Stromerzeugung begrenzt werden. In der Modellierung wird daher wie im letzten Szenariorahmen vereinfachend angenommen, dass sich die Kosten zur Stromerzeugung zwischen Erdgaskraftwerken, Erdgaskraftwerken mit CCS und Wasserstoffkraftwerken nicht signifikant unterscheiden. Damit wird keine bestimmte technologische Entwicklung vorweggenommen, viel mehr entscheidet sich der Einsatz der konkreten Technologie anhand der Wirtschaftlichkeit. Ebenso wird der Wirkungsgradverlust durch den Einsatz von CCS vernachlässigt.

In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird CCS dagegen noch nicht als Option für Gaskraftwerke angenommen. Um die Emissionen der Gaskraftwerke dennoch zu begrenzen, sollen sie nachrangig und als reine Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden.

Technologien zur direkten Abscheidung aus der Luft (DAC - Direct Air Capture), bei denen durch den Einsatz von Strom negative Emissionen erreicht werden, werden in den Szenarien aufgrund der großen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung nicht berücksichtigt.

3.5.3 Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren

Zur Modellierung des Energiemarktes im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden exogen vorgegebene Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Emissionsfaktoren benötigt. Der im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zitierte World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) soll weiterhin die Grundlage für die Annahmen bilden. Allerdings wurde zwischenzeitlich eine Aktualisierung veröffentlicht, weshalb in der Genehmigung die Werte des World Energy Outlook 2024 anstelle der Version 2023 übernommen werden.

Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Szenario „Net Zero Emissions by 2050“ (NZE) hat zum Ziel, die CO₂-Emissionen weltweit bis 2050 auf null zu senken, wobei die hoch entwickelten Volkswirtschaften dieses Ziel bereits 2045 erreichen. Weiterhin unterstellt dieses Szenario signifikante Negativemissionen und große Anstrengungen, CO₂ wieder aus der Atmosphäre zu entnehmen.

Das zweite Szenario „Announced Pledges Scenario“ (APS) nimmt an, dass alle bereits angekündigten Energie- und Klimaziele (einschließlich Ziele zur vollständigen Klimaneutralität) vollständig umgesetzt werden. Auf globaler Ebene reduzieren demnach die hoch entwickelten Volkswirtschaften ihre Emissionen bis 2050 fast vollständig auf null, während die Schwellen- und Entwicklungsländer bis dahin noch nicht vollständig klimaneutral sind.

Abweichend vom Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber hält die Bundesnetzagentur das Szenario APS für geeigneter, in den Netzentwicklungsplan übernommen zu werden. Die Annahmen des Szenarios APS scheinen näher am TYNDP Szenario National Trends+ zu liegen, das für die Modellierung des Auslands angenommen wurde (zu Details siehe Abschnitt IV B 3.7). Das National Trends+ Szenario unterstellt, wie das APS, alle bereits bestehenden politischen Maßnahmen und Ziele und erreicht darüber hinaus die Klimaneutralität in Europa im Jahr 2050. Zwar wäre das noch ambitioniertere NZE-Szenario ohne Zweifel das wünschenswerte Szenario für die globale Entwicklung der Dekarbonisierung. Die aktuellen globalen Entwicklungen lassen jedoch das APS-Szenario aus heutiger Sicht als realistischer erscheinen, weshalb es für die Modellierungen des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt wird.

Um die im vorherigen Abschnitt IV B 3.5.2 beschriebene Einsatzreihenfolge der Gaskraftwerke in den Szenarien B und C zu erreichen, können die angenommenen Preise zu diesem Zwecke geringfügig angepasst werden.

Daraus ergeben sich die folgenden anzunehmenden Brennstoffpreise, die in allen Szenarien eines Zieljahres jeweils identisch sind:

	Einheit	Szenario A 2037 Szenario B 2037 Szenario C 2037	Szenario A 2045 Szenario B 2045 Szenario C 2045
CO ₂ -Zertifikatspreise	€/t	152,7	172,5
Rohöl	€/MWh	34,4	31,8
Erdgas	€/MWh	16,9	16,3
Steinkohle	€/MWh	5,9	5,3

Tabelle 25: Brennstoff und CO₂-Preise in den Szenarien

Zur Berechnung des CO₂-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 – 2022“ vom September 2024). 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 ₂ /MWh _{th}]
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 26: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger

3.6 Speicher

Eine wichtige Rolle in einem zukünftigen Energiesystem werden verschiedene Speichertechnologien spielen. Für eine adäquate Netzplanung ist es entscheidend, im Szenariorahmen den Einfluss dieser verschiedenen Speicher anhand ihrer wahrscheinlichen Entwicklung bzw. Verbreitung zu beschreiben.

3.6.1 Batteriespeicher

Wie oben in Abschnitt IV B 3.3.10 beschrieben, erhöht sich der Bedarf an Flexibilität im Stromnetz aufgrund der steigenden fluktuierenden Erzeugung. Insbesondere durch die sinkenden Preise von Batteriespeichern, die Entwicklung neuer Speicherarten und die zunehmende Speichertiefe können Batteriespeicher zu dieser Flexibilität beitragen. Auch die Wirtschaftlichkeit, sei es die Eigenverbrauchsoptimierung bei Kleinbatteriespeichern oder die Möglichkeit, Strom günstig einzukaufen und teurer zu verkaufen bei Großbatteriespeichern, trägt zu einem weiteren zügigen Ausbau der Batteriespeicher bei.

Neben den zahlreichen Netzanschlussanträgen für Kleinbatteriespeicher bei den Netzbetreibern wurden in der Großverbraucherabfrage sehr viele Anträge an die Übertragungsnetzbetreiber für den Anschluss von Großbatteriespeichern gemeldet.

Die erwartete Bandbreite der zukünftigen Speicherkapazitäten ist in einschlägigen Studien sehr groß und spiegelt die große Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung von Batteriespeichern wider. Während z. B. in den BMWK-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. Die Systementwicklungsstrategie des BMWK geht davon aus, dass bis zum Jahr 2035 mindestens 35 GW und bis zum Jahr 2045 mindestens 50 GW an stationären Speichern installiert werden.

Für die Untersuchungen des Netzentwicklungsplans 2025-2037/2045 wird im Folgenden, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, zwischen Kleinbatteriespeichern und Großbatteriespeichern unterschieden.

Kleinbatteriespeicher

Unter Kleinbatteriespeichern werden hier verbrauchsnahe Batteriespeicher in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor, die eine Leistung von 1 MW nicht überschreiten, zusammengefasst. Sie werden häufig in

Verbindung mit einer PV-Anlage installiert und werden heute meist zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt.

Wie bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 und auch im aktuellen Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber beschrieben, wird davon ausgegangen, dass sich der Zubau der Kleinbatteriespeicher ausschließlich an der Installation neuer PV-Aufdachanlagen orientiert. Die Bundesnetzagentur folgt dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, dass bis 2037 PV-Aufdachanlagen mit Batteriespeichern zugebaut werden, welche etwa eine Stunde der Spitzenerzeugung der PV-Anlage speichern können. Von 2037 bis 2045 wird eine Erhöhung des Zubaus von Speicherkapazität angenommen und es wird ein Faktor von 1,3 unterstellt. Diese Faktoren werden dabei im Gegensatz zum Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber für alle Szenarien angenommen. Durch die im Vergleich zum Entwurf verringerte Leistung von Photovoltaik in Szenariopfad C scheint eine Absenkung im Vergleich zu den anderen Pfaden nicht angemessen.

Als durchschnittliches Verhältnis von Speicherkapazität zu installierter Leistung werden, dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber folgend, 2,5 kWh/kW angenommen. Das bedeutet, dass Kleinbatteriespeicher bei maximaler Leistung für maximal zweieinhalb Stunden Energie ein- oder ausspeichern können. Auch im Rahmen der Konsultation wurde das Verhältnis von vielen Konsultationsteilnehmern als angemessen erachtet.

Als Teil der haushaltsnahen Flexibilitäten wird der Betrieb von Kleinbatteriespeichern teilweise als marktorientiert angenommen. Weitere Erläuterungen zur Betriebsweise finden sich in Abschnitt IV B 3.3.10.

Großbatteriespeicher

Wie oben in Abschnitt IV B 3.3.1 zur Großverbraucherabfrage dargestellt, sind bei den Großbatteriespeichern sehr hohe Zuwächse in den Kategorien „fortgeschrittene Planung“ und „Planung“ zu verzeichnen. Über alle Kategorien hinweg wurden Projekte mit circa 164 GW Speicherleistung gemeldet. Deren Realisierung ist jedoch zu hinterfragen, da diese Projekte untereinander in einem starken Wettbewerb stehen. Die Bundesnetzagentur folgt daher dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, dass Großbatteriespeicher, die mindestens einen fortgeschrittenen Projektstatus aufweisen, in allen Szenarien berücksichtigt werden sollen. Projekte mit dem Status „Planung“ werden durch den enormen Zuwachs an Projekten analog zum Vorgehen bei Rechenzentrumsprojekten (siehe Abschnitt IV B 3.3.6) im Szenario A nicht, in Szenario B zu 25 % und in Szenario C zu 50 % berücksichtigt. In der Modellierung soll dazu die Leistung aller Projekte mit dem Status „in Planung“ anteilig reduziert werden. Dadurch wird vermieden, dass die Projekte über den konsolidierten Status hinaus bewertet werden und die grundsätzliche Verteilung der Projekte in Deutschland bleibt erhalten.

Während die Übertragungsnetzbetreiber für die Zeit bis 2045 einen weiteren moderaten Anstieg der Speicherleistungen annehmen, nimmt die Bundesnetzagentur keinen weiteren Anstieg mehr an. Aus Sicht der Bundesnetzagentur wird durch die große Anzahl an Projekten bereits im Jahr 2037 eine Speicherleistung erreicht, nach der die Wirtschaftlichkeit zusätzlicher Projekte durch Sättigungseffekte mindestens fraglich ist. Dementsprechend wird eine Stagnation der Werte angenommen, sodass lediglich das zugebaut wird, was stillgelegt oder zurückgebaut wurde.

Das von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund konkreter Projektmeldungen für 2037 vorgeschlagene Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung von 2 wird in der Genehmigung für 2037 als

angemessen bewertet und auch für 2045 übernommen. Der Annahme, dass die konkret geplanten Großbatteriespeicherprojekte nach Fertigstellung zwar ihre Kapazität, nicht aber ihre Leistung erhöhen, folgt die Bundesnetzagentur nicht, ohne dafür neue Meldungen zu erhalten. Insbesondere aufgrund der im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber deutlich gestiegenen Anzahl der zu berücksichtigenden Projekte ergibt sich keine Notwendigkeit einer solchen Annahme. Im Ergebnis liegen die Speicherkapazitäten damit im Zieljahr 2037 deutlich über und im Zieljahr 2045 unter dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Es wird angenommen, dass der Betrieb von Großbatteriespeichern in den Szenariopfad A und B ausschließlich strommarktorientiert erfolgt. In Szenario C ist außerdem eine Netzorientierung der Großbatteriespeicher in kritischen Netzsituationen zu unterstellen: Der marktliche Einsatz der Großbatteriespeicher soll in Szenario C beispielsweise durch Grenzen in der Betriebsweise eingeschränkt werden, um eine Netzorientierung zu gewährleisten. Der in der Konsultation geäußerten Sorge, dass eine starke Marktorientierung die Netze zusätzlich belasten könnte, wird damit in einem Szenariopfad berücksichtigt.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen zwar, dass der Zubau der Großbatteriespeicher an PV-Anlagen orientiert wird, wünschen sich zusätzlich jedoch Orientierung an Windkraft und teilweise auch an laststarken Standorten. Da die Mantelzahl in allen Szenarien durch die gemeldeten Großbatteriespeicherprojekte in der Großverbraucherabfrage vollständig gedeckt wird, ist keine zusätzliche Regionalisierung notwendig und die Verortung wird, wie oben beschrieben, standortscharf durch konkrete Projekte vorgenommen.

Leistung [GW]	Bestand 31.12.2024	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Haushaltsnahe Speicher	9,9	46,7	59,5	65,3	59,7	73,7	80,9
Großbatteriespeicher	1,7	41,1	67,6	94,1	41,1	67,6	94,1
Summe	11,6	87,8	127,1	159,4	100,8	141,3	175,0

Tabelle 27: Leistung der Batteriespeicher in den Szenarien

Kapazität [GWh]	Bestand 31.12.2024	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Haushaltsnahe Speicher	14,9	106,9	139,0	153,3	139,4	174,5	192,4
Großbatteriespeicher	2,2	81,5	134,5	187,5	81,5	134,5	187,5
Summe	17,1	188,4	273,5	340,8	220,9	309,0	379,9

Tabelle 28: Kapazität der Batteriespeicher in den Szenarien

3.6.2 Hydraulische Speicher

In die Kategorie Hydraulische Speicher fallen Pumpspeicherkraftwerke, während Lauf- und Speicherwasserkraftwerke zu den erneuerbaren Kraftwerken zählen (siehe dazu Abschnitt IV B 3.4.5). Für Pumpspeicherkraftwerke werden die im Entwurf vorgeschlagenen Kraftwerke der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Zusätzlich wird das Projekt „Pumpspeicherkraftwerk Riedl“, das als PCI-Projekt im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen ist, ergänzt, wodurch sich die Leistung in den Szenarien auf 12,0 GW erhöht. Die installierte Leistung setzt sich aus allen bestehenden Pumpspeichern sowie aller in Planung

oder Bau befindlichen Anlagen zusammen. Zusätzlich zu den geografisch in Deutschland installierten Leistungen werden Pumpspeicher einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland stehen, in die Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber einspeisen oder einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben.

Da diese Leistung an den bekannten Standorten angenommen wird, bedarf es keiner zusätzlichen Regionalisierung. Die anzunehmenden Kraftwerke sind in der Kraftwerkliste aufgeführt.

Pumpspeicher	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

Tabelle 29: Leistung der Pumpspeicher in den Szenarien

3.7 Europäischer Rahmen und Entwicklung

Neben den Annahmen für die Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs auf nationaler Ebene sind auch entsprechende Annahmen für die umliegenden europäischen Länder zu treffen, da diese maßgeblich die Ergebnisse der dem Szenariorahmen nachfolgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten beeinflussen. 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 deutschen Übertragungsnetzbetreiber schlagen auch in diesem NEP-Durchgang für die Berücksichtigung der Entwicklung in den mittelbaren und unmittelbaren europäischen Nachbarstaaten eine Orientierung an den Szenarien des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) vor. Dieser ist zwar rechtlich unverbindlich, bietet jedoch durch die bei seiner Erstellung herangezogene Expertise aus den betroffenen Staaten eine gute Grundlage.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und Fernleitungsbetreiber (ENTSO-G) haben Ende Januar 2025 die finale Fassung des TYNDP 2024 Scenario Report veröffentlicht. Die darin enthaltenen Szenarien dienen als Grundlage für die Erstellung der zeitgleich veröffentlichten Projekt-Bewertungen und als Grundlage für die Ermittlung der sogenannten „System Needs“. Die erstellten Szenarien sollen erneut gemeinsam für die europäische Strom- und Gasnetzplanung genutzt werden.

Im Scenario Report sind drei verschiedene Szenarien dargestellt, „National Trends+“ (NT+), „Distributed Energy“ (DE) und „Global Ambition“ (GA). Das Szenario NT+ baut auf den an europäischen Zielen orientierten nationalen energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Vorgaben auf. Anhand dieser Ziele wurden konkrete Zahlen, beispielsweise für installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, für die Stützjahre 2030 und 2040 ermittelt. Die Szenarien DE und GA wurden ausgehend vom Stand des Szenario NT+ 2030 für die Jahre 2040 und 2050 fortgeschrieben, um alternative Entwicklungen zu beschreiben.

Das Szenario DE stellt hierbei eine Entwicklung dar, in der sich Europa dezentral und autark aus erneuerbaren Energien versorgt, und setzt stark auf Batteriespeicher, Flexibilitätsoptionen, Energieeffizienz und Sektorenkopplung. Das Szenario GA setzt stärker auf die globalen Wirtschaftskreisläufe und großskalige Erzeugung, Kernkraft, sowie Importe und CO₂-Speicherung.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber schlagen im Entwurf des Szenariorahmens vor, das Szenario NT+ als alleiniges Szenario für die Betrachtung des europäischen Umfelds zu verwenden, da es auf den jeweiligen Nationalen Energie- und Klimaplänen der EU-Mitgliedstaaten beruhe und somit die energiepolitisch wahrscheinlichsten Entwicklungen abbilde. Zudem sei es möglich, mittels Interpolation anhand der Stützjahre 2030 und 2040 aus dem Szenario NT+ Werte für die NEP Szenarien A, B und C für das Jahr 2037 abzuleiten. Dieser Ansatz ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar. Dementsprechend hat sie die Eignung des Szenarios „National Trends +“ im Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmenentwurfs zur Diskussion gestellt.

Sowohl die Zuordnung nur eines der europäischen Szenarien zu denen des Szenariorahmens als auch die Wahl von „National Trends +“ wurde von mehreren Konsultationsteilnehmern begrüßt. Ein Konsultationsteilnehmer befürwortete ausdrücklich die Abkehr vom in vorherigen Iterationen verwendeten Szenario Distributed Energy.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher das Szenario „National Trends +“ für die weitere Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen, wobei zur Sicherstellung eines sinnvollen Marktergebnisses in einzelnen Ländern begründet geringfügige Abweichungen erfolgen können.

3.7.1 Konsultation der Anrainerstaaten

Während der Konsultation hat die Bundesnetzagentur explizit die Regierungsbehörden derjenigen Länder angeschrieben, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind bzw. voraussichtlich bis zu den betrachteten Zieljahren mit Deutschland verbunden sein werden. Die Behörden dieser Anrainerstaaten wurden zu ihrer Einschätzung des Entwurfs des Szenariorahmens 2025-2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber befragt. Antworten erhielt die Bundesnetzagentur aus Österreich, den Niederlanden, Norwegen und Estland.

Österreich

Die Österreichische Regulierungsbehörde E-Control hebt hervor, dass der Szenariorahmen neben dem TYNDP auch mit den Prozessen zum europäischen und nationalen Versorgungssicherheitsmonitoring (ERAA/NRAA) kohärent sein sollte. Die Prozesse sollten sich mindestens nicht unterscheiden bzw. widersprechen, auch wenn sie in Teilen unterschiedlichen Zielen dienen.

Dem ist grundsätzlich zuzustimmen, allerdings hat der Gesetzgeber die Prozesse des nationalen Versorgungssicherheitsmonitorings, sowie der Netzentwicklungsplanung und damit des Szenariorahmens durch jeweils eigene, unabhängige Vorschriften organisiert, da es sich eben auch um unterschiedliche Regelungszwecke handelt. Die Bundesnetzagentur achtet in ihren internen Abläufen zu diesen Prozessen im Rahmen der Möglichkeiten auf Kongruenz und Kohärenz.

Weiter äußert sich E-Control zum Projekt 1231 des TYNDP („Green Aegean Interconnector“), welches durch die Vorhabenträger im TYNDP als eine Punkt-zu-Punkt-Verbindungsleitung zwischen Griechenland und Deutschland mit Verlauf über österreichisches Staatsgebiet aufgeführt ist. E-Control teilt mit, dass hierzu keine genaueren Informationen in den österreichischen Prozessen vorliegen und vor einer Berücksichtigung im deutschen NEP/Szenariorahmen zumindest tiefer gehende Analysen des Vorhabens erwogen werden sollten.

Die vorgetragenen Bedenken sind grundsätzlich verständlich. Nach aktuellem Kenntnisstand ist die vom Vorhabenträger im TYNDP und von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenariorahmen eingebrachte Variante nur eine der Ausführungsmöglichkeiten, weitere, auch mit Anschlüssen in Transitländern, stehen zur Diskussion und werden im Rahmen von Studien untersucht.

Wie im Abschnitt IV B 3.7.2 zu Interkonnektoren dargelegt, sollen die im Entwurf des Szenariorahmens vorgeschlagenen, aber noch in einem sehr frühen Planungsstadium befindlichen Projekte nicht in allen Szenarien des NEP untersucht werden.

Norwegen

Der norwegische Regulierer NVE teilte in der Konsultation mit, dass hybride Projekte (Kombination aus Verbindungsleitung mit einem daran angeschlossenen Offshore-Windpark) sich in Norwegen generell in einem sehr frühen Planungsstadium befänden. Dies stimmt mit den zwischenzeitlich veröffentlichten Projekt-Details im TYNDP2024 überein, wonach unklar ist, ob der Windpark „Sørvest F“ überhaupt als hybrides Projekt ausgeführt wird oder lediglich radial an das norwegische Netz angeschlossen wird.

Wie im Abschnitt IV B 3.7.2 zu Interkonnektoren dargelegt, sollen die im Entwurf des Szenariorahmens vorgeschlagenen, aber noch in einem sehr frühen Planungsstadium befindlichen Projekte nicht in allen Szenarien des NEP untersucht werden.

Niederlande

Der niederländische Regulierer ACM teilte mit, dass das Projekt 1213 („Offshore Hybrid Interconnector“) derzeit nicht in der aktuellsten Version des niederländischen Netzentwicklungsplans enthalten sei, da das anvisierte Inbetriebnahmedatum außerhalb dessen Betrachtungszeitraums liege. Es sei aber damit zu rechnen, dass es im kommenden Plan 2026 aufgenommen wird. Weiter sei das Projekt als Alternative zum bisher im TYNDP und NEP aufgeführten Projekt 1213 („Interkonnektor Emden-Eemshaven“) zu sehen, da Studien einen wesentlich höheren Nutzen bei hybrider Ausführung ergeben hätten.

Estland

Der estnische Regulierer ECA teilte mit, dass das „Projekt Baltic Wind“ Connector zwischen Deutschland und Estland sich noch vor Abschluss der technischen Voruntersuchungen und Potenzialanalysen befinde und der estnische Übertragungsnetzbetreiber das Projekt auch noch nicht in der aktuellen Investitionsliste mit Zeithorizont 2024-2033 führe.

Wie im Abschnitt IV B 3.7.2 zu Interkonnektoren dargelegt, sollen die im Entwurf des Szenariorahmens vorgeschlagenen, aber noch in einem sehr frühen Planungsstadium befindlichen Projekte nicht in allen Szenarien des NEP untersucht werden.

3.7.2 Interkonnektoren und Handelskapazitäten

Der europäische Handel zwischen den Marktgebieten ist ein wesentlicher Faktor bei der Netzentwicklungsplanung. Da der gehandelte Strom über das Übertragungsnetz transportiert werden muss, wird durch das Handlungsergebnis 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.

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 vorgegebenen 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.

Bereits in den letzten beiden Netzentwicklungsplänen kam das FBMC an allen Grenzen Deutschlands zur Anwendung. Der Ansatz ist zwar anspruchsvoll, ermöglicht aber zugleich einen präziseren Blick auf das Übertragungsnetz und etwaige Ausbaubedarfe. Im mittelfristigen Betrachtungszeitraum (2037) hält die Bundesnetzagentur das FBMC damit für vorzugswürdig. Als kritische Leitungen sind dabei nur Interkonnektoren und keine Leitungen innerhalb eines Marktgebiets zu verwenden. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass keine Engpässe innerhalb eines Marktgebietes den Handel begrenzen.

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 grenzüberschreitenden Projekte je nach Szenario unterschiedlich in den Marktmodellierungen zu berücksichtigen. Diese Projekte sind mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse zu begründen.

Für Interkonnektoren, die in den jeweiligen Szenarien enthalten sind, sollen die Analysen 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 nicht im jeweiligen Szenario bereits im Referenznetz unterstellt sind, 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 Auswahl der zu prüfenden Interkonnektoren basiert auf dem Entwurf des Szenariorahmens sowie dem TYNDP 2024. Bei einigen Projekten gab es darüber hinaus weitere Anpassungen. So wurden sowohl der zweite Interkonnektor nach Belgien als auch das Hybridvorhaben nach Dänemark auf einen Zeitpunkt nach 2037 verschoben. Das Hybridvorhaben nach Norwegen soll ausschließlich in den Jahren mit dem Zieljahr 2045 betrachtet werden, da sowohl das Inbetriebnahmedatum als auch ein möglicher Anschluss an das deutsche Stromnetz derzeit noch sehr ungewiss sind. Neu hinzugekommen ist das Vorhaben OST-2-4 Plus, welches freie Kapazität auf der Offshore-Anbindung OST-2-4 für den Anschluss weiterer, ggf. in der ausländischen

AWZ liegenden, Windflächen prüfen soll. Inwieweit dieses Vorhaben einen Interkonnektor darstellte und somit durch eine Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen wäre, hängt von der genauen Ausgestaltung des Projekts ab, über die sich in diesem Stadium der Projektplanung noch keine Aussagen treffen lassen. Davon unabhängig kann in der NEP-Modellierung schon jetzt eine entsprechende Netzeinspeisung betrachtet werden.

Das im Entwurf des Szenariorahmens genannte Vorhaben Xlinks stellt gemäß der Antragslage keinen Interkonnektor dar, da es zwar ausländische Erzeuger direkt anbindet, jedoch darüber hinaus keine Verbindung mit einem anderen Marktgebiet herstellt. Aus diesem Grund wird es wie die Anschlussleitung eines Erzeugers behandelt und nicht auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse geprüft. Die Erzeugungsleistung der ersten Projektphase von Xlinks soll hingegen im Szenario C am Standort Emden/West als Netzeinspeisung modelliert werden.

Sollten den Übertragungsnetzbetreibern zwischen der Genehmigung des Szenariorahmens und der Erstellung des NEP weitere, in ausreichendem Maße fortgeschrittene Projekte bekannt werden (zum Beispiel im Rahmen der Erstellung des TYNDP 2026), sind sie angehalten diese ebenfalls in den NEP-Entwurf einzubringen und im Referenznetz des Szenario C 2037 sowie allen Szenarien mit Zieljahr 2045 zu unterstellen.

Die grenzüberschreitenden Vorhaben Hansa PowerBridge I und II, welche in vergangenen Netzentwicklungsplänen bereits bestätigt wurden und Teil des BBPIG sind, wurden von schwedischer Seite ausgesetzt. Da beide Projekte in den Kosten-Nutzen-Analysen stets einen positiven Mehrwert gezeigt haben, ist eine Wiederaufnahme nicht ausgeschlossen und wäre aus deutscher Sicht begrüßenswert. Beide Vorhaben sollen daher zwar aus dem Startnetz herausgenommen, im Netzentwicklungsplan jedoch erneut bewertet werden, um die Projekte bei Bedarf weiterführen zu können.

Die zu prüfenden Interkonnektoren sind analog zur nachfolgenden Tabelle bereits im Referenznetz der Szenarien zu unterstellen.

Grenzüberschreitendes Vorhaben	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	X	X	X	X	X	X
Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II		X	X	X	X	X
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				X	X	X
Baltic WindConnector			X	X	X	X
NL-DE Offshore Hybrid Interconnector			X	X	X	X
Green Agean			X	X	X	X
OST-2-4 Plus			X	X	X	X
DK-DE Offshore Hybrid Interconnector				X	X	X
2. Interkonnektor Belgien				X	X	X
HansaPowerBridge I				X	X	X
HansaPowerBridge II				X	X	X

Tabelle 30: zu prüfende Interkonnektoren in den Szenarien

In der Konsultation wurde darauf hingewiesen, dass die Kapazität der Interkonnektoren hinter den Ergebnissen der Langfristszenarien zurückbleibt. Allgemein stellt die Annahme von Übertragungskapazitäten über bereits bekannte Projekte hinaus ein Problem dar, da es keine Anhaltspunkte gibt, an welchen Stellen im Übertragungsnetz konkret 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.

Für die Interkonnektorenkapazität zwischen europäischen Marktgebieten im Ausland können, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, die Ergebnisse der System Needs Studie des TYNDP 2024 genutzt werden.

Die Notwendigkeit von Interkonnektoren wird nicht mittels einer (n-1)-Sicherheitsbetrachtung beurteilt. Mit dem Szenariorahmen 2025-2037/2045 werden die Übertragungsnetzbetreiber erneut aufgefordert, für jeden Interkonnektor nach oben beschriebener Methodik eine eigene Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2025-2037/2045 einzureichen. Diese Kosten-Nutzen-Analyse muss dabei für alle Szenarien 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.

Der Netzausbau der deutschen Übertragungsnetze ist ein wesentlicher Einflussfaktor bei der Umsetzung der europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele. Das deutsche Offshore-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.

Im aktuellen Prozess der Netzentwicklungsplanung werden zum ersten Mal hybride Interkonnectoren regulär innerhalb des Netzentwicklungsplans geprüft und bewertet. Diese Vorhaben sollen, analog zur Prüfung der reinen Interkonnectoren, auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse bewertet werden.

C Begründung der Nebenbestimmungen

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

1. Ermittlung kurz- und mittelfristiger Maßnahmen auf Basis einer Analyse für das Jahr 2032

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, also schon vor den Betrachtungsjahren 2037 und 2045, erforderlich werden. Dies ist vornehmlich in Bezug auf die Systemstabilität denkbar, wenn im Systemstabilitätsbericht nach § 12i Abs. 2 EnWG Bedarfe identifiziert werden, die wiederum in die Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans Eingang finden sollen. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung sollen diese Bedarfe auf Basis einer von ihnen zu erstellenden Analyse für das Jahr 2032 bewerten.

Derzeit zeichnet sich vor dem Hintergrund der gesetzlichen Erneuerbaren-Ziele wie auch des tatsächlichen Zubaus ein enormer Zuwachs an EE-Erzeugungseinheiten bis zum Jahr 2032 im Netz ab. Dadurch wird mutmaßlich die Transportaufgabe im Übertragungsnetz steigen, wodurch sich auch das Risiko von Überlastungen und Stabilitätsproblemen erhöht. Gleichzeitig ist absehbar, dass weniger konventionelle Kraftwerke als bisher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen verfügbar sind. 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 2025-2037/2045 geplant werden, nicht bis zum Jahr 2032 realisiert werden können, um diese Situation kurzfristig zu entspannen. Es ist außerdem denkbar, dass die Bedarfe für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erheblich größer sind als in den Szenarien für die Jahre 2037 und 2045 angenommen. 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, welche lediglich einen temporären Nutzen mit Blick auf das Jahr 2032 aufweisen.

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

Die Nebenbestimmungen in Tenorziffer 3 sollen gewährleisten, dass eine angemessene Modellierung des Austauschs von Strom zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern verwendet wird. 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. Für Einzelheiten wird auf den Abschnitt IV B 3.7.2 verwiesen.

3. Netzplanung unter Einhaltung zulässiger Engpassströme

Die Nebenbestimmung in Tenorziffer 5 soll gewährleisten, dass für die Überprüfung des Netzausbaubedarfs keine unzulässig hohen Engpassströme in den Netzmodellen und Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde gelegt werden, die aus Gründen der Systemstabilität im späteren Netzbetrieb nicht gewährleistet werden können. Aus technischer Warte zeigen neue Erkenntnisse, dass die Engpassströme im Übertragungsnetz reduziert werden müssen, um Stabilitätsgrenzen nicht zu verletzen. Dafür kann es erforderlich sein, die bisher pauschal auf vielen Stromkreisen angenommenen Stromgrenzwerte von 4.000 Ampere einzuschränken. Dies entspricht auch den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber (Stand Oktober 2024, Kapitel 4.6: „Mit einem Engpassstrom von bis zu 3.600 A für 380 kV-Stromkreise können in der Netzplanung in erster Näherung sowohl schutztechnische als auch stabilitätsbedingte Aspekte im Grundfall und (n-1)-Ausfall berücksichtigt werden. Davon abweichende Werte im Bereich über 3.600 A bis 4.000 A müssen durch Stabilitätsuntersuchungen und/oder im Rahmen des Netzschutzkonzeptes bestimmt werden.“). Alternativ müssten entsprechende Stabilitätsuntersuchungen für einzelne Stromkreise erbracht werden, bei welchen Stromgrenzwerte größer als 3.600 Ampere zuzulassen sind.

V Kosten

Die Genehmigung des Szenariorahmens Strom nach § 12a Abs. 3 S. 1 EnWG stellt eine gebührenpflichtige Amtshandlung dar (§ 91 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EnWG). Die Festsetzung der Gebührenhöhe erfolgt nach Maßgabe des Gebührenverzeichnisses der Energiewirtschaftskostenverordnung (EnWGKostV), die für die Genehmigung des Szenariorahmens Strom eine Festgebühr in Höhe von 400.000 € vorsieht (§ 2 EnWGKostV in Verbindung mit Nr. 13 der Anlage zu § 2 der EnWGKostV).

Die Beteiligten zu 1., 2., 3. und 4. sind gemäß § 91 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG Kostenschuldner, da gegen sie eine Verfügung auf Grundlage von § 12a EnWG ergangen ist. Gemäß § 91 Abs. 6 S. 3 EnWG haften mehrere Kostenschuldner als Gesamtschuldner. Bei Vorliegen einer Gesamtschuld kann der Gläubiger die Leistung nach seinem Belieben von jedem der Schuldner ganz oder zu einem Teil fordern. Bis zur Bewirkung der ganzen Leistung bleiben sämtliche Schuldner verpflichtet. Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschieden, die Gebühr von allen Beteiligten zu gleichen Anteilen zu fordern. Dadurch ergibt sich ein von jeder Beteiligten zu zahlender Anteil in Höhe von: $400.000 / 4 = 100.000$ €. Die Kontodaten zur Zahlung des Betrages sind der beigefügten Anlage zu entnehmen.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Verzeichnisse

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stromverbrauch von Geräten im Haushaltssektor	24
Tabelle 2: Annahmen zur Anzahl von Wärmepumpen und Herleitung des Jahresstromverbrauchs durch Wärmepumpen in Haushalten.....	26
Tabelle 3: Verbrauch von Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen in Haushalten.....	27
Tabelle 4: Stromverbrauch von Geräten im GHD-Sektor	28
Tabelle 5: Annahmen zur Anzahl von Wärmepumpen und Herleitung des Jahresstromverbrauchs durch Wärmepumpen im GHD-Sektor	29
Tabelle 6: Verbrauch von Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen im GHD-Sektor	30
Tabelle 7: Stromverbrauch des Industriesektors.....	32
Tabelle 8: Anzahl und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien.....	35
Tabelle 9: Stromverbrauch von Rechenzentren.....	38
Tabelle 10: Aufkommen und Jahresstromverbrauch von Großwärmepumpen und Elektrokesseln.....	40
Tabelle 11: Leistung, Volllaststunden und Verbrauch der Elektrolyseure in den Szenarien	43
Tabelle 12: Netz- und Speicherverluste sowie Kraftwerkseigenverbrauch in den Szenarien	44
Tabelle 13: Anteil der Prosumer im Marktbetrieb.....	45
Tabelle 14: Zusammenfassung des Stromverbrauchs in den Szenarien	47
Tabelle 15: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung von Photovoltaik in den Szenarien.....	50
Tabelle 16: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung Wind Onshore in den Szenarien	53
Tabelle 17: Angenommene Lebensdauern von Offshore-Windenergieanlagen.....	56
Tabelle 18: Regionale Zuordnung von Wind Offshore zu Nord- und Ostsee.....	56
Tabelle 19: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung von Biomasse in den Szenarien.....	59
Tabelle 20: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung von Wasserkraft in den Szenarien.....	60
Tabelle 21: Leistung, Volllaststunden und Erzeugung des biogenen Anteils von Abfallkraftwerken in den Szenarien	60
Tabelle 22: Leistung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien.....	62
Tabelle 23: Erzeugung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien	62
Tabelle 24: Leistung thermischer Kraftwerke in den Szenarien.....	64
Tabelle 25: Brennstoff und CO ₂ -Preise in den Szenarien.....	66

Tabelle 26: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger	67
Tabelle 27: Leistung der Batteriespeicher in den Szenarien.....	69
Tabelle 28: Kapazität der Batteriespeicher in den Szenarien.....	69
Tabelle 29: Leistung der Pumpspeicher in den Szenarien.....	70
Tabelle 30: zu prüfende Interkonnektoren in den Szenarien.....	75

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BGBL	Bundesgesetzblatt
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis, Kosten-Nutzen-Analyse
CCS	Carbon Capture and Storage, Abscheidung und Speicherung von CO ₂
CCU	Carbon Capture and Utilization, Abscheidung und Nutzung von CO ₂
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture, Technologien zur direkten Abscheidung aus der Luft
DC	direct current, Gleichstrom
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
LFS	Langfristszenarien im Auftrag des BMWK
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacity
PCI	Projects of Common Interest
PV	Photovoltaik
PST	Phasenschiebertransformator
SES	Systementwicklungsstrategie
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

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
www.netzausbau.de
Tel. +49 228 14-0

Stand

April 2025

Text

Referat 624



bundesnetzagentur.de

 x.com/BNetzA

 social.bund.de/@bnetza

 youtube.com/BNetzA