
Intelligent, leistungsstark, flexibel: Stromnetze der Zukunft

Der Weg zum Klimaneutralitätsnetz – Was kommt nach 2030?

ZVEI e. V.

Verband der Elektro- und Digitalindustrie

Februar 2023



Mit Unterstützung von

Aus dem Zentralverband Elektro- und Digitalindustrie e. V. (ZVEI e. V) haben sich folgende Unternehmen an der Erstellung der Studie beteiligt:



ABB AG



Consolinno Energy GmbH



General Electric Company

HITACHI



Hitachi Energy Germany AG



Power Plus Communications AG



Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH



Schneider Electric GmbH

SIEMENS

Siemens AG



Siemens Energy Global GmbH & Co. KG



Venios GmbH



VIVAVIS AG

Vorwort

Auf dem Weg zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 wird das Klimaneutralitätsnetz das zentrale Element im Energiesystem bilden. Dieses Klimaneutralitätsnetz muss über alle Spannungsebenen die Verbindung von einer rasant wachsenden Anzahl an dezentralen erneuerbaren Erzeugern mit einer ebenso rasant wachsenden Anzahl an neuen elektrifizierten Verbrauchern sicherstellen und gleichzeitig Dienstleistungen/Services für neue Geschäftsmodelle verschiedener Marktteilnehmer erbringen. Das erfordert eine Transformation des gesamten Stromsystems und führt zu vollständig neuen Anforderungen an das Stromnetz und dessen Betreiber.

Absolut unstrittig ist die Notwendigkeit des massiven Netzausbaus in allen Spannungsebenen und der Beseitigung der damit einher gehenden Hemmnisse. In dieser Studie haben wir uns insbesondere die Frage gestellt, ob die Stromnetze mit den heutigen Rahmenbedingungen für einen effizienten Netzbetrieb auf die Anforderungen an ein Klimaneutralitätsnetz vorbereitet sind. Die klare Antwort darauf lautet NEIN. Ein Klimaneutralitätsnetz muss künftig ganz neue technische und betriebliche Fähigkeiten und Dienstleistungen erbringen. Eine zentrale Rolle nimmt dabei die Digitalisierung in den Netzen verbunden mit einer flächendeckenden digitalen Erfassung der Netzzustände und einem interoperablen und cybersicheren Datenökosystem als Grundlage für neue Geschäftsmodelle ein. Welche künftigen Fähigkeiten und Dienstleistungen die Netze erbringen müssen und welche regulatorischen Anpassungen dafür notwendig sind, sind der zentrale Gegenstand dieser Studie. Um spätestens ab 2030 diese Fähigkeiten der Netze verfügbar zu machen ist es notwendig, dass die Anpassung und Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens zeitnah vorangetrieben werden.

Im Rahmen unserer gemeinsamen Untersuchungen mit den Experten aller beteiligten Projektpartner haben wir eine Vielzahl an notwendigen Funktionalitäten eines Klimaneutralitätsnetzes und notwendige Anpassungsbedarfe im regulatorischen und technischen Ordnungsrahmen herausgearbeitet. Sie sollen als Grundlage für einen breiten gemeinsamen Diskussionsprozess mit den betroffenen Stakeholdern in diesem Umfeld dienen. Dazu laden wir alle interessierten Marktpartner ein.

Für die intensive Zusammenarbeit mit allen Projektpartnern bedanken wir uns an dieser Stelle ganz herzlich.



Anke Hüneburg
Leiterin Bereich Energie
ZVEI e. V.



Dr. Volker Breisig
Partner Public Service & Energy Consulting
PricewaterhouseCoopers GmbH WPG

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Begriffsbestimmungen im Kontext der vorliegenden Studie	7
Tabellenverzeichnis	9
1. Management Summary	10
2. Hintergrund und Zielsetzung.....	13
3. Ausblick auf die Szenarien 2030+	17
3.1. Methodik und Herleitung Szenarien 2030+	17
3.2. Die Szenarien 2030+	19
3.3. Zwischenfazit Kapitel 3	21
4. Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz.....	22
4.1. Methodik und Herleitung	22
4.2. Stellregler für das Klimaneutralitätsnetz	24
4.2.1. Belegung und Kategorisierung der Stellregler in Steckbriefen	24
4.2.2. Stellreglergruppen	30
4.3. Struktur des bisherigen Stromnetzes	32
4.4. Das Klimaneutralitätsnetz	35
4.5. Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz.....	38
4.6. Zwischenfazit Kapitel 4: Anforderungen an die unterschiedlichen Spannungsebenen des Stromnetzes	43
5. Erforderliche Funktionalitäten des Klimaneutralitätsnetzes	45
5.1. Methodik und Herleitung	45
5.2. Ableitung und Kategorisierung erforderlicher Funktionalitäten.....	45
5.2.1. Ableitung erforderlicher Funktionalitäten	45
5.2.2. Kategorisierung der Funktionalitäten	54
5.3. Anwendungsfälle	56
5.3.1. Dimensionen der Anwendungsfälle	56
5.3.2. Festlegung und Beschreibung der Anwendungsfälle.....	59
5.4. Zwischenfazit Kapitel 5	68
6. Innovations- und Anpassungsbedarf für das Klimaneutralitätsnetz	69
6.1. Wesentliche Akteure und ihre Rollen	69
6.2. Retrospektive aus 2030+	71
6.3. Wesentlicher technologischer Innovationsbedarf.....	72
6.4. Gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf	75
6.5. Verantwortlichkeiten und Zeitplan der Umsetzung	77
6.6. Zwischenfazit Kapitel 6	78
7. Empfehlungen zum Erreichen des Klima-neutralitätsnetz 2030+	80
8. Anhang.....	82
Anhang A Übersicht aller Anforderungen	83
Anhang B Stellregler 84	
1. Anzahl/Leistung der Ladestationen.....	84

2.	Entwicklung installierte Leistung PV.....	84
3.	Entwicklung installierte Leistung Speicher.....	85
4.	Anzahl/Leistung der Wärmepumpen.....	85
5.	Entwicklung installierte Leistung Wind.....	86
6.	Entwicklung installierte Leistung Kohle.....	86
7.	Entwicklung installierte Leistung Gas.....	87
8.	Entwicklung installierte Leistung Elektrolyse (P2G).....	87
9.	Entwicklung Residuallastindustrie.....	88
10.	Entwicklung Residuallast GHD.....	88
11.	Entwicklung Residuallast Haushalte.....	89
Anhang C	Technischer und gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf.....	90
Anhang D	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 01.....	97
Anhang E	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 02.....	98
Anhang F	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 03.....	99
Anhang G	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 04.....	100
Anhang H	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 05.....	101
Anhang I	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 06.....	102
Anhang J	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 07.....	103
Anhang K	Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 08.....	104
Anhang L	Entwicklungspfad und Zielkorridor Szenarien 2030+.....	105
Anhang M	Funktionalitäten je Kategorie.....	106
Anhang N	Abkürzungsverzeichnis.....	108
9.	Literaturverzeichnis.....	110

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das Sechs-Schichten-Modell	15
Abbildung 2: Übersicht der neben den politischen Vorgaben betrachteten Studien	17
Abbildung 3: Ausblick auf die Szenarien 2030+	20
Abbildung 4: Übersicht zum Entwicklungspfad in den Szenarien 2030+	21
Abbildung 5: Einstellung eines Stellreglers am Beispiel der Anzahl an Ladestationen	22
Abbildung 6: Übersicht der Stellregler.....	23
Abbildung 7: Kategorisierung der Stellregler	23
Abbildung 8: Aufbau der Steckbriefe für Stellregler	24
Abbildung 9: Zusammenfassende Übersicht der festgelegten Zielkorridore je Stellregler.....	25
Abbildung 10: Zusammenfassende Übersicht der festgelegten Zielkorridore je Stellregler.....	30
Abbildung 11: Abbildung der Kombinationen zwischen Stellreglern im Klimaneutralitätsnetz	31
Abbildung 12: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2021.....	33
Abbildung 13: Das Stromnetz und seine Stellregler im Status quo	34
Abbildung 14: Szenario 2030+ (Rahmenbedingungen für das Klimaneutralitätsnetz).....	36
Abbildung 15: Spezifische Anforderung 1	46
Abbildung 16: Spezifische Anforderung 2.....	46
Abbildung 17: Spezifische Anforderung 3	47
Abbildung 18: Spezifische Anforderung 4.....	47
Abbildung 19: Spezifische Anforderung 5.....	47
Abbildung 20: Spezifische Anforderung 6	48
Abbildung 21: Spezifische Anforderung 7.....	48
Abbildung 22: Spezifische Anforderung 8	48
Abbildung 23: Spezifische Anforderung 9a	49
Abbildung 24: Spezifische Anforderung 9b	49
Abbildung 25: Spezifische Anforderung 10.....	49
Abbildung 26: Spezifische Anforderung 11	49
Abbildung 27: Anpassungsbedarf der Funktionalitäten	55
Abbildung 28: Leistungsbilanz im Überblick (Beispielhafte Darstellung)	58
Abbildung 29: Anwendungsfälle im Überblick.....	59
Abbildung 30: Leistungsbilanz Anwendungsfall 01	60
Abbildung 31: Leistungsbilanz Anwendungsfall 02	61
Abbildung 32: Leistungsbilanz Anwendungsfall 03.....	62
Abbildung 33: Leistungsbilanz Anwendungsfall 04.....	63
Abbildung 34: Leistungsbilanz Anwendungsfall 05.....	64
Abbildung 35: Leistungsbilanz Anwendungsfall 06.....	65
Abbildung 36: Leistungsbilanz Anwendungsfall 07.....	66
Abbildung 37: Leistungsbilanz Anwendungsfall 08.....	67
Abbildung 38: Akteure zur Umsetzung im Klimaneutralitätsnetz	70

Abbildung 39: Stellregler #1	84
Abbildung 40: Stellregler #2	84
Abbildung 41: Stellregler #3	85
Abbildung 42: Stellregler #4.....	85
Abbildung 43: Stellregler #5.....	86
Abbildung 44: Stellregler #6.....	86
Abbildung 45: Stellregler #7.....	87
Abbildung 46: Stellregler #8.....	87
Abbildung 47: Stellregler #9.....	88
Abbildung 48: Stellregler #10.....	88
Abbildung 49: Stellregler #11.....	89

Begriffsbestimmungen im Kontext der vorliegenden Studie

1.	Anforderung Exogene Vorgabe zu technischen Eigenschaften für den Betrieb von Stromnetzen, z. B. Einhalten eines Spannungsbandes
2.	EE-Strom Strom, der durch erneuerbare Energien erzeugt wurde, zum Beispiel Solarstrom mittels Photovoltaikanlagen
3.	Flexibilität(en) Möglichkeit der Veränderung(en) von Stromeinspeisung oder -entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (zum Beispiel Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel eines markt- oder systemdienlichen Verhaltens
4.	Funktionales Feld Übergeordnete Einheit für Funktionalitäten mit gemeinsamen Zielen
5.	Funktionalität Technische und betriebliche Fähigkeiten und Dienstleistungen, um das Klimaneutralitätsnetz zu ermöglichen ¹
6.	Klimaneutralitätsnetz Begriff aus dem Koalitionsvertrag 2021 ² , welcher die Stromnetzinfrastruktur für das in Deutschland angestrebte klimaneutrale Energiesystem nach dem Jahr 2030 beschreibt. Das Klimaneutralitätsnetz erfüllt die in dieser Studie beschriebenen zukünftigen Anforderungen vollumfänglich und ist damit für die Integration von Technologien zur Elektrifizierung sowie von Erzeugungseinheiten maßgeblich. Ungeachtet dessen, dass die Bezeichnung im Koalitionsvertrag ebenfalls im Zusammenhang mit Wasserstoffnetzen verwendet wird, bezieht sie sich in dieser Studie nur auf Stromnetze.
7.	Leistungsbilanz Aufstellung aller Erzeugungs-, Last- und Flexibilitätskapazitäten in Deutschland zu einem betrachteten Zeitpunkt
8.	Mobiler Speicher Bezeichnung, welche die Möglichkeit bei E-Fahrzeugen beschreibt, Strom einerseits in die Fahrzeugbatterie zu laden (ggf. nur mit dem Ziel der Netzentlastung) sowie andererseits Strom aus der Fahrzeugbatterie in das Netz einzuspeisen
9.	Netzgebietstyp Abgegrenzter Teil des Stromnetzes mit charakteristischen Merkmalen z. B. Last- und Erzeugungsdichte
10.	Prosumer Letztverbraucher, der sowohl Strom erzeugt als auch verbraucht

¹ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena). 2022. dena-Netzstudie III

² Koalitionsvertrag *Mehr Fortschritt wagen* zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP)

11.	Gesetzgeberisch-ordnungspolitisch Rahmenbedingungen, die durch Gesetzgebung erstellt werden (Gesetze, Verordnungen etc.), sowie u. a. Standards, Normen und technische Anwendungsregeln
12.	Residuallast Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz, die sich nach Saldierung von Erzeugungsleistung hinter dem Netzanschlusspunkt ergibt
13.	Schwarzstartfähigkeit Fähigkeit einer Erzeugungsanlage, die Stromversorgung autonom ohne die Vorgabe einer externen Spannung wieder herzustellen, zum Beispiel nach einem Stromausfall
14.	Sechs-Schichten-Modell Vorgehensweise in dieser Studie zur Herleitung des Anpassungsbedarfs für den Betrieb eines Klimaneutralitätsnetzes
15	Stellregler Ausprägung der exogenen Faktoren auf die Stromnetze, z. B. zu erwartende Bandbreite der Anzahl an Wärmepumpen und ihre Auswirkung auf die Stromnetze. Über die Stellregler lassen sich die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Stromnetze je Netzebene abbilden.
16.	Stellreglergruppen Kombination von zwei oder mehr Stellreglern an einem Netzanschlusspunkt zur Abbildung von bidirektionalen Leistungsflüssen (bspw. Prosumer)
17.	Stromnetz ³ Alle Betriebsmittel, welche zum Transport und zur Verteilung elektrischer Energie notwendig sind: primär- und sekundärtechnische Anlagen, Betriebsmittel der Informations- und Kommunikationstechnik (Hard- und Software) sowie weitere Steuerungs- und Regelungstechnik
18.	Szenarien 2030+ Abbildung wesentlicher „Eckpunkte“ eines klimaneutralen Energiesystems in Deutschland mit Wirkung auf das Stromnetz. Zur Herleitung der Szenarien wurden die Ergebnisse ausgewählter Studien und politische Zielvorgaben ausgewertet. 2030+ stellt hierbei den zeitlichen Horizont dar, der sich von 2030 bis zu 20 Jahren in die Zukunft erstreckt.
19.	Umspannebene Die Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen die Spannung elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird ⁴

³ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena). 2022. dena-Netzstudie III

⁴ Vgl. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung StromNEV), § 2 Ziff. 12

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übergeordnete Anforderungen und Herausforderungen für 2030+	41
Tabelle 2: Übersicht zum Entwicklungspfad in den Szenarien 2030+	106
Tabelle 3: Zusammenfassende Übersicht der festgelegten Zielkorridore je Stellregler	106
Tabelle 4: Funktionalitäten der Kategorie 1.....	107
Tabelle 5: Funktionalitäten der Kategorie 2	108
Tabelle 6: Funktionalitäten der Kategorie 3	108

1. Management Summary

Der Klimawandel ist eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Diesen zu stoppen und die aktuell schon spürbaren Auswirkungen und Schäden zu reduzieren, wird die zentrale Aufgabe der heutigen und zukünftigen Generationen werden. Die Bundesregierung hat sich zu dieser Verantwortung bekannt und umfangreiche klimapolitische Ziele dazu gefasst. Diese sehen u. a. vor, dass Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral wird. Dazu müssen alle Beiträge leisten. Neben der Erhöhung der Energieeffizienz ist insbesondere die Dekarbonisierung des Stromsektors durch deutliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien erforderlich. Dafür ist ein beschleunigter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien konsequent voranzutreiben und die Elektrifizierung zu forcieren. Klimaneutrale, flexibel verfügbare Kraftwerke sollen als Backup den Strommarkt unterstützen, wenn Lastspitzen nicht durch fluktuierende erneuerbare Energien gedeckt werden. Sektoren wie Gebäude und Verkehr sollen zukünftig statt mit konventionellen Energieträgern mit grünem Strom ihren Bedarf decken. Der EE-Anteil soll laut Koalitionsvertrag bis zum Jahr 2030 auf 80 % steigen. Durch die Elektrifizierung wird zudem der Bruttostrombedarf erheblich steigen. Diese Ziele sind nur erreichbar, wenn das Stromnetz geeignet und rechtzeitig weiterentwickelt wird, ein klimaneutrales Energiesystem zu unterstützen.

Bisher wurde die technische Ausgestaltung eines „Klimaneutralitätsnetzes“ kaum betrachtet. Dieses Klimaneutralitätsnetz ist die Stromnetzinfrastruktur für den Zeitraum nach 2030, die es erlaubt, die durch die Klimaziele angestoßene Transformation hin zu einem Energiesystem, welches komplett auf erneuerbaren Energien beruht, unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die vorliegende Studie wird nun aufzeigen,

- welche technischen Anforderungen ein Klimaneutralitätsnetz ab 2030+ erfüllen muss,
- mit welchen technischen und betrieblichen Erfordernissen (Funktionalitäten) dieses erreicht werden kann und
- welche gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungen sowie technologische Innovationen **umgehend** dafür erforderlich sind, damit das Klimaneutralitätsnetz rechtzeitig zur Verfügung steht.

In einem Sechs-Schichten-Modell werden – ausgehend von öffentlich verfügbaren Szenarien zum Energiesystem 2030+ – die Wirkung auf die Stromnetze ermittelt, Anforderungen definiert, Funktionalitäten zum Stromnetzbetrieb erarbeitet und schließlich der erforderliche Handlungsbedarf beschrieben.

Die Anforderungen an die Stromnetze ändern sich vor allem aufgrund der Ablösung großer Kraftwerke durch sehr viel mehr, aber auch sehr viel kleinere Windenergie- und PV-Anlagen sowie durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors.

In den kommenden 15 bis 20 Jahren wird:

- sich die installierte Leistung der Windenergieanlagen (WEA) verdrei- bis vervierfachen auf dann 180 bis 220 GW,
- die installierte Leistung der PV-Anlagen nahezu um den Faktor sechs auf 250 – 350 GW steigen. Dies umfasst dann ca. 12 – 15 Millionen PV-Anlagen in Deutschland.

Der Anschluss dieser Anlagen erfolgt überwiegend, mit Ausnahme der Offshore-WEA, dezentral, kleinteilig und vorwiegend in den Verteilnetzebenen. Ihre Erzeugungsleistung ist in großem Maße von Wind und Sonne abhängig.

- Die Anzahl der Ladestationen für E-Mobilität wird um das 30-Fache auf 15 bis 20 Millionen, die der Wärmepumpen um das 14-Fache auf 12 bis 15 Millionen steigen. Dies bedeutet dann allein für diese beiden Verbrauchsgruppen installierte Leistungen von ca. 700 bis 900 GW (zum Vergleich heute ca. 45 GW).

Damit findet eine Abkehr von der bisher immer noch dominierenden zentralen unidirektionalen Energieversorgung hin zu einer dezentralen bidirektionalen Energieversorgung mit einer Vielzahl von Anlagen zur Stromerzeugung statt. Gleichzeitig bieten die neuartigen Verbraucher Flexibilitäten, die für den Abgleich mit den dargebotsabhängigen Quellen genutzt werden können, für deren aktive Steuerung aber leistungsfähige Kommunikation und Datenverarbeitung benötigt werden.

In besonderen Extremsituationen (hohe Last, geringe Einspeisung oder geringe Last, hohe Einspeisung) kann es dennoch zu großen regionalen Leistungsungleichgewichten bis hinauf in die Hochspannungsebene kommen. Besonders in der Hochspannungsebene ändern sich deshalb die Aufgaben grundlegend. In der Vergangenheit hatte diese Ebene eine eindeutige Aufgabe, nämlich die regionale Verteilung von Einspeisung aus der Höchstspannungsebene. Künftig wird sie dagegen mit zeitlich und räumlich stark variierenden Situationen umgehen müssen, die von der weiterhin vorhandenen Verteilungsaufgabe bis hin zum extremen Gegenteil, also dem Sammeln von Leistung aus unterlagerten Spannungsebenen reicht.

Um unter diesen Voraussetzungen weiterhin eine sichere und zuverlässige Energieversorgung für Deutschland zu gewährleisten, ist eine allzeitige und vollständige Kenntnis des Netzzustands bis hinunter in die Niederspannungsebene erforderlich. Nur dadurch wird ein hoch automatisierter Betrieb möglich, der Voraussetzung für einen reaktionsschnellen Netzbetrieb mit einem regionalen Lastausgleich und einer dynamisch optimierten Netzauslastung ist.

Als Voraussetzung zur Erfüllung dieser Anforderungen wurden insgesamt 39 Funktionalitäten identifiziert. Solche Funktionalitäten im Netz erfordern meist die abgestimmte Installation technischer Komponenten durch mehrere Akteure. Beispielsweise wird ein Systembetreiber nur Transparenz über das Verhalten dezentraler Einspeiser erhalten, wenn Verteilnetzbetreiber entsprechende Sensoren installieren und ein Kommunikationsweg verfügbar ist. Die Entwicklung neuer Funktionalitäten im Netz kann deshalb oft nicht einzelnen Akteuren überlassen werden, sondern muss koordiniert zeitnah begonnen werden.

Von den in dieser Studie identifizierten 39 künftig erforderlichen Funktionalitäten sind aktuell nur zwei flächendeckend im Einsatz. Für alle anderen müssen primär Anpassungen am regulatorischen Rahmen und teilweise noch technische Weiterentwicklungen und Standardisierung erfolgen. Vor allem für die wesentlichen Funktionalitäten müssen zeitnah die notwendigen gesetzlichen Änderungen vorgenommen werden.

Beispiele für wesentliche Funktionalitäten sind

- kontinuierliche Netzzustandserfassung und -prognose in allen Netzebenen,
- dynamischer Abgleich von Einspeisung bzw. Entnahme mit der vorhandenen Netzkapazität,
- vorausschauende Systemführung unter sinnvoller Ausnutzung der Betriebsmittelgrenzen,
- Bereitstellung einer standardisierten, digitalen Konnektivität für ans Netz angeschlossene Akteure als Basis für neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle.

Der Einsatz der identifizierten Funktionalitäten bedingt eine nahezu vollständige Digitalisierung der Netze. Diese beinhaltet

- bedarfsgerechte Datenbereitstellung von allen/für alle Akteure,
- vollständige Datenabbilder des Netzes in Echtzeit,
- Interoperabilität von Sensorik und Aktorik,
- netzzustandsadaptive Schutztechnik,
- Cybersicherheit.

Zusammenfassend: Um Dezentralität, Dargebotsabhängigkeit und Volatilität des künftigen Stromsystems beherrschen zu können und dabei Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten, muss das Klimaneutralitätsnetz diese neuen Funktionalitäten beinhalten. Dieses muss also technisch gegenüber dem derzeitigen Netz weiterentwickelt werden. Diese Weiterentwicklung muss mit allen, den Netzbetreibern, den Netzanschlussnehmern und Netzdienstleistern, abgestimmt und koordiniert realisiert werden. Digitalisierung wird dabei eine zentrale Rolle spielen. Der gesetzliche und ordnungspolitische Rahmen muss alle Akteure dazu veranlassen, zeitnah neue Lösungen im Sinne der Energiewende zu suchen und zu planen. Nur so kann ihre rechtzeitige Einführung auf den Weg gebracht werden, damit in der Zeit nach 2030 die erforderlichen Funktionalitäten in den Netzen zur Verfügung stehen.

Die Voraussetzung dafür müssen jetzt geschaffen werden. Im Einzelnen bedeutet dies:

1. Die Klimaschutzziele sind nur umsetzbar, wenn auch die zukünftig erforderlichen Funktionalitäten der Netzinfrastruktur – des Klimaneutralitätsnetzes – jetzt definiert und zügig in den kommenden Jahren realisiert werden.
2. Es handelt sich um eine ganzheitliche Transformation – gleichzeitig auf allen Netzebenen und das im laufendem Netzbetrieb und unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu jeder Zeit.
3. Einhergehend müssen dort, wo es notwendig wird, die Kapazität und Struktur der Netze an die neuen Anforderungen angepasst werden.
4. Das Klimaneutralitätsnetz ist deshalb nicht nur ein strukturell, sondern auch ein technisch gegenüber der Vergangenheit weiterentwickeltes Netz.
5. Die Digitalisierung ist der Schlüssel zum intelligenten und transparenten Netzbetrieb.
6. Sofern neue Lösungen zur Realisierung erforderlicher systemweiter Funktionalitäten vorhanden sind, die für die Zusammenarbeit mehrerer Akteure benötigt werden, kann ihre Nutzung nicht allein der betriebswirtschaftlichen Entscheidung einzelner Marktteilnehmer überlassen werden. Stattdessen muss die Umsetzung nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten durch verbindliche gesetzgeberisch-ordnungspolitische Rahmenbedingungen koordiniert werden.

2. Hintergrund und Zielsetzung

Der Klimawandel ist eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Diesen zu stoppen und die aktuell schon spürbaren Auswirkungen und Schäden zu reduzieren, wird die zentrale Aufgabe der heutigen und künftigen Generationen werden. Die Bundesregierung hat sich zu dieser Verantwortung bekannt und umfangreiche klimapolitische Ziele zum Gelingen dieser Herausforderung gefasst. **Diese sehen u. a. vor, dass Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral wird**, was aus der 2021 beschlossenen Verschärfung des Bundesklimaschutzgesetzes hervorgeht. Mittelfristig sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 65 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 gesenkt werden⁵. Damit übertreffen die Ziele der Bundesregierung die Pläne der Europäischen Union, die in ihrem europäischen Green Deal mit dem darin enthaltenen EU-Klimagesetz einen klimaneutralen Kontinent bis zum Jahr 2050 vorsieht⁶. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um 55 Prozent gesenkt werden. Die dafür vorgesehenen Rechtsvorschriften in Bezug auf Energie, Klima und Verkehr werden im Paket „Fit for 55“ aufgezeigt. Rahmengebend für sämtliche Ziele auf internationaler Ebene ist das Pariser Klimaabkommen aus dem Jahr 2015, mit welchem sich alle unterzeichnenden Staaten zur Einhaltung des 1,5-Grad-Zieles und den damit verbundenen Anstrengungen verpflichtet haben⁷. Dies bedingt nicht nur den kompletten Umbau sämtlicher Industrien in Deutschland und weltweit, sondern hat auch Auswirkungen auf nahezu alle Bereiche des gesellschaftlichen Lebens.

In Deutschland müssen zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung alle Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges) berücksichtigt werden. **Neben der Erhöhung der Energieeffizienz ist insbesondere eine deutliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien erforderlich**. Mangels Alternativen ist dafür ein konsequent vorangetriebener und beschleunigter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien umzusetzen. Dieser soll laut Koalitionsvertrag bis zum Jahr 2030 einen **Anteil von 80 Prozent** bezogen auf den zudem steigenden Bruttostrombedarf erreicht haben⁸.

Wie groß der Handlungsbedarf in den kommenden Jahren sein wird, veranschaulichen einige Zahlen. In den letzten Jahren erfolgte bereits ein starker Zubau von erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung. Waren es im Jahr 2015 laut BMWi (heute BMWK) insgesamt noch 98 Gigawatt (GW) installierte Leistung, sind es im Jahr 2021 bereits 138 GW⁹. Bis zum Jahr 2030 soll die installierte Leistung auf 199 GW¹⁰ steigen. **Damit würde sich die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien innerhalb von nur 15 Jahren verdoppeln**. Und dieser Trend wird sich in den Jahren nach 2030 mit derselben Dynamik fortsetzen. Durch diesen Transformationspfad wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) die tragende Säule unserer Energieversorgung. Hinzu kommt die Notwendigkeit, auch auf der Verbraucherseite mehr Flexibilität zu schaffen und durch intelligente Steuerungsmöglichkeiten den reinen Ausbau von Leitungen, Transformatoren und weiteren Netzbetriebsmitteln unter Effizienz- und Zeitaspekten begrenzen zu können. Diese Entwicklungen werden in den kommenden Jahren u. a. zu einem **rasanten** Ausbau der Ladeinfrastruktur für E-Autos und zur Vervielfachung der Anzahl an Wärmepumpen führen. Aktuell sind an das deutsche Stromnetz rund eine Million Wärmepumpen angeschlossen. **Diese Anzahl soll sich in den nächsten Jahren verzehnfachen. Bei der Anzahl der Ladestationen ist künftig gar eine Verzwanzigfachung auf über 15 Mio. Ladestationen zu erwarten**. Neben den Dekarbonisierungszielen beeinflusst auch die zunehmende Sensibilisierung der Gesellschaft gegenüber Energiethemen sowie die aktuelle Gasmangellage als Folge des Ukraine-Krieges künftige Entscheidungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite.

Um die für ein klimaneutrales Deutschland erforderlichen Ausbauziele für die Nutzung erneuerbarer Energien als auch dekarbonisierter Kraftwerke als eine Backup-Kapazität erreichen zu können, hat die Politik seit Beginn des Jahres 2022, auch vor dem Hintergrund einer möglichen Gasmangellage in Folge des Ukraine-Krieges,

⁵ Vgl. (Bundesregierung, Generationenvertrag für das Klima 2022)

⁶ Vgl. (Bundesregierung, EU soll bis 2050 klimaneutral sein 2022)

⁷ Vgl. (Bundesministerium für Umwelt 2021)

⁸ Koalitionsvertrag zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP) aus dem Jahr 2021: „Wir richten unser Erneuerbaren-Ziel auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Davon sollen 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen.“ (SPD 2021) S. 44

⁹ (BDEW, Erneuerbare Energien: Installierte Leistung 2022)

¹⁰ Eigene Berechnung auf Basis von (Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf 2019), S. 30 und (BDEW, Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz 2017)

zahlreiche Weichen, z. B. im sogenannten Osterpaket, gestellt. Wie umfangreich sich das Energiesystem damit bis über das Jahr 2030 hinaus verändern wird, zeigt diese Studie über die Szenarien 2030+ in Kapitel 3.

Welche Anforderungen muss aber die für dieses Energiesystem 2030+ geeignete Strominfrastruktur erfüllen? Diese Frage darf nicht zurückgestellt werden, denn die Netze bilden die wesentliche Grundlage für die tatsächliche Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland. Insofern ist auch die im Koalitionsvertrag verwendete Bezeichnung „**Klimaneutralitätsnetz**“ sehr passend. Für die vorliegende Studie wird diese Bezeichnung aufgegriffen und als Synonym für die Stromnetzinfrastruktur verwendet, die für das klimaneutrale Energiesystem 2030+ geeignet ist.

Ein wesentliches Element der Transformation des Energiesystems im Allgemeinen und der Stromnetze im Besonderen ist die Digitalisierung. Hierbei muss insbesondere die Kommunikationsinfrastruktur rund um das Stromnetz zur Erfassung, Übertragung und Verarbeitung relevanter Netz- und Betriebsmitteldaten weiterentwickelt werden, deren Relevanz vor dem Hintergrund der Umstellung von zumeist zentral genutzten fossilen Energieträgern auf größtenteils dezentral produzierten EE-Strom weiter steigen wird. Zur **Ermöglichung der Entwicklung und Nutzung datenbasierter Lösungen** müssen zeitnah die Weichen gestellt werden, um künftig die für den Betrieb des Klimaneutralitätsnetzes relevanten Daten möglichst einfach, diskriminierungsfrei und sicher automatisiert übermitteln, empfangen und verarbeiten zu können.

Handlungsbedarf besteht dabei auf allen Netzebenen. In den Netzebenen der Nieder- bis Hochspannung ist mit 95 Prozent des Anlagenbestands heute bereits der Großteil der dezentralen Erzeugungsanlagen angeschlossen. Der künftig weiter voranschreitende Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen sowie die steigende Zahl „neuer Verbraucher“ werden die Belastung und die damit einhergehenden Anforderungen an die Netze signifikant steigern.

Auf der Übertragungsebene muss sichergestellt werden, dass der in Großanlagen fluktuierend erzeugte EE-Strom (Offshore-Windenergieanlagen und dekarbonisierte Gaskraftwerke) in den Verbrauchsschwerpunkten genutzt werden kann. **Netzebenenübergreifend muss die Versorgungssicherheit stets gegeben sein.** Hierbei ist der Fokus insbesondere auch auf das Bindeglied zweier Netzebenen – die Transformatoren in den Umspannwerken – zu richten. Die Umspannebenen müssen zukünftig leistungsfähiger und intelligenter betrieben werden, um den steigenden Herausforderungen (insbesondere den zu erwartenden Extremsituationen an sonnigen und windigen Tagen) angemessen begegnen zu können. Die handelnden und verantwortlichen Akteure müssen den Entwicklungsbedarf frühzeitig einschätzen und sich auf die künftigen Gegebenheiten vorbereiten.

Der immense Zubau an Komponenten und Anlagen hängt darüber hinaus wesentlich von den vorhandenen Produktionskapazitäten und den regulatorisch verfügbaren Technologien ab.

Vor diesem Hintergrund hat der Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e. V.) diese neue Studie initiiert.

Die Studie „**Zukunftsbild Stromnetz 2030+**“ soll aufzeigen,

- welche Anforderungen an ein Klimaneutralitätsnetz in 2030+ gestellt werden,
- mit welchen betrieblichen und technischen Erfordernissen (Funktionalitäten) diese erfüllt werden können und
- welche technologischen Innovationen sowie gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungen erforderlich sind.

Um die wesentlichen Herausforderungen auf dem Weg zum Klimaneutralitätsnetz erarbeiten zu können, wurden die dazu erforderlichen Arbeitsschritte über ein sogenanntes „Sechs-Schichten-Modell“ strukturiert. Jede der sechs Schichten stellt einen individuellen Arbeitsschritt dar und orientiert sich an den Ergebnissen der jeweils vorgelagerten Schicht. So ergibt sich ein stringentes Vorgehen, bei dem Schritt für Schritt die Anforderungen der kommenden Jahre konkretisiert werden und im Ergebnis der Handlungsbedarf zur Realisierung eines effektiv funktionierenden Klimaneutralitätsnetzes aufgezeigt wird (vgl. Abbildung 1).

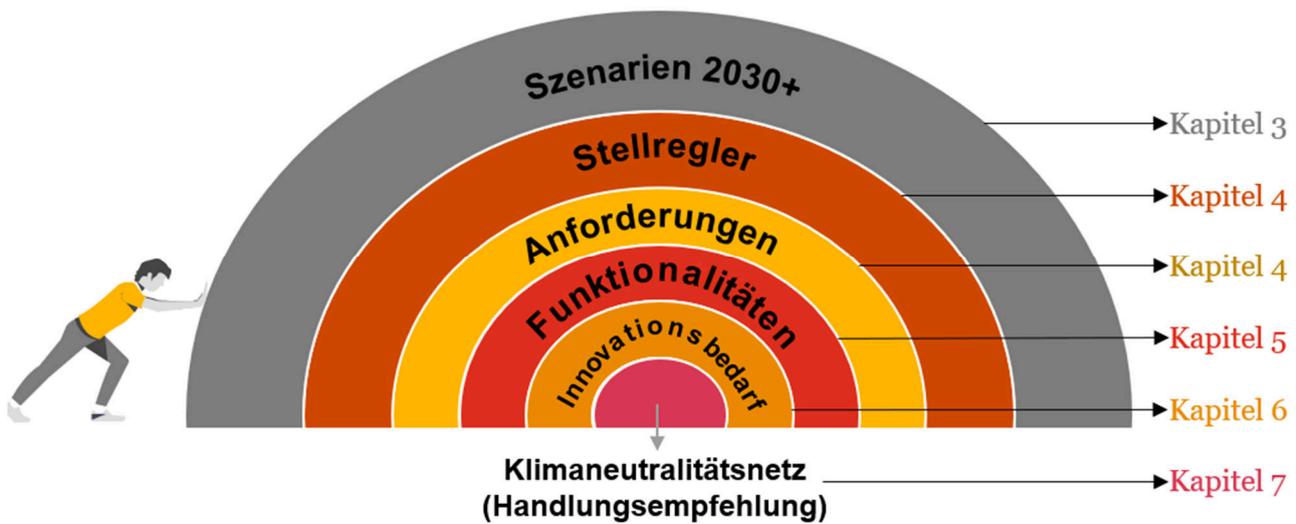


Abbildung 1: Das Sechs-Schichten-Modell

Innerhalb der **Schicht 1** wird unter „Szenarien 2030+“ herausgearbeitet, welche Handlungsfelder nach 2030 angegangen werden sollen, um bis 2045 die Klimaneutralität in Deutschland zu erreichen. Dazu werden die aktuellen politischen Vorgaben und Weichenstellungen analysiert und die wesentlichen Maßnahmen bzw. Veränderungen der kommenden Jahre konkretisiert. Ergänzend zu den politischen Vorgaben werden die Ergebnisse ausgewählter Studien genutzt, um die wesentlichen Veränderungen bis 2030+ auch quantifizieren zu können. Im Ergebnis liefert Schicht 1 wesentliche „Eckpunkte“ des Energiesystems der Zukunft und damit die Rahmenbedingungen für das künftige Klimaneutralitätsnetz.

Um die für die Stromnetze relevanten Eckpunkte des Energiesystems weiter quantifizieren und variieren zu können werden unter **Schicht 2** Stellregler eingeführt. Damit kann dann einerseits simuliert werden, wie sich diese Eckpunkte, also die Rahmenbedingungen für die Stromnetze bzw. deren Betrieb, von heute bis 2030+ verändern werden. Für die Stellregler sind die wesentlichen Eckpunkte des Energiesystems in Leistungsgrößen überführt worden, um bei den folgenden Analysen für verschiedene Gegebenheiten Netzbelastungen darstellen zu können. Des Weiteren wurden die Stellregler den verschiedenen Netzebenen des Stromnetzes zugeordnet. Im Ergebnis liefert Schicht 2 mit den Stellreglern je Netzebene ein Modell für die Stromnetze, mit dem bei den nachfolgenden Analysen neben qualitativen auch quantitative Aspekte berücksichtigt werden konnten.

Über das Stromnetzmodell werden im dritten Arbeitsschritt (**Schicht 3**) Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz abgeleitet. Dieses muss in der Lage sein, auch bei den bis dahin zu erwartenden Rahmenbedingungen stets die Versorgungssicherheit und den effizienten Betrieb gewährleisten zu können. Unterschieden wird bei den Anforderungen zwischen übergeordneten Anforderungen (wie bspw. Power-Quality- oder Cybersicherheit-Vorgaben) und spezifischen Anforderungen (bspw. dynamische Netzstützung durch Erzeugungsanlagen).

Innerhalb der **Schicht 4** werden diejenigen Funktionalitäten des Klimaneutralitätsnetzes hergeleitet, die die Erfüllung der zuvor in Schicht 3 identifizierten Anforderungen ermöglichen, die also für den reibungslosen und sicheren Betrieb des Klimaneutralitätsnetzes erforderlich sind. Dazu wird über die Betrachtung der Leistungsbilanz für verschiedene ausgesuchte Netztypen untersucht, ob die Erzeugungs- und Lastsituation unter Berücksichtigung von Flexibilitäten ausgeglichen werden kann. Dies findet beschränkt auf Extremsituationen statt, bei denen beispielsweise ungünstige Kombinationen aus Stromerzeugung bzw. vorherrschenden Wetterverhältnissen und Verbrauch vorliegen.

Um den zur Realisierung des Klimaneutralitätsnetzes erforderlichen Innovationsbedarf inklusive geeigneter gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Rahmenbedingungen abzuleiten, wird in **Schicht 5** ein Soll-Ist-Abgleich durchgeführt. Innovationsbedarf bezieht sich dabei sowohl auf die einzelnen Betriebsmittel im Stromnetz als auch auf den Stromnetzbetrieb (Planung, Bau und Betrieb). Dabei wird geprüft, welche der künftig erforderlichen Funktionalitäten aus heutiger Sicht nicht verfügbar sind und wie deren Bereitstellung in den kommenden Jahren angegangen werden kann (Schließung des Deltas zum Sollzustand). Das vorhandene Delta muss durch das

Zusammenwirken verschiedener Akteure geschlossen werden. Zugleich muss dabei ein Rahmen geschaffen werden, der es den Marktakteuren ermöglicht, bestehende Geschäftsmodelle weiterzuentwickeln und neue zu generieren.

Maßgeblich für die im Rahmen dieser Studie hergeleiteten Innovationsbedarfe ist die Suche nach solchen Möglichkeiten, die zu einem sicheren, effizienten und hoch ausgelasteten Klimaneutralitätsnetz führen. Insofern ist der reine Ausbau der Stromnetze nicht die vorrangige, sondern eine ergänzende Lösung, entsprechend dem im Netzentwicklungsplan genannten Prinzip „NOVA – Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau“¹¹. Im Fokus stehen vielmehr intelligente Möglichkeiten zur Synchronisierung des enormen Zubaus und des Bedarfs an EE-Strom und zusätzlicher Elektrifizierung mit den Funktionalitäten der Energieinfrastruktur. Dabei wird der Blick insbesondere auch auf die Möglichkeiten moderner Informations- und Kommunikationstechnik gerichtet. Das Klimaneutralitätsnetz erfordert bei der Integration der erneuerbaren Energien und neuartigen Lasten die Nutzung von Flexibilitäten bei Erzeugung und Verbrauch durch intelligente Steuerungs-, Regelungs- und Automatisierungstechnik.

In **Schicht 6** „Klimaneutralitätsnetz“ werden die Ergebnisse aus den bisherigen Schichten zusammengeführt und die wesentlichen Empfehlungen in Bezug auf die Umsetzungsschritte zum Klimaneutralitätsnetz aufgezeigt. Adressaten sind die verschiedenen Akteure, d. h. Politik, Hersteller technischer Lösungen, private und gewerbliche Endanwender, Intermediäre im Energiebereich und System- bzw. Netzbetreiber.

¹¹ Vgl. 2021. Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021.

3. Ausblick auf die Szenarien 2030+

3.1. Methodik und Herleitung Szenarien 2030+

Um einen Ausblick auf das Energiesystem der Zukunft geben zu können, wird in diesem Kapitel herausgearbeitet, welche Entwicklungen des Stromnetzes über das Jahr 2030 mit dem Zeithorizont 2045 (2030+) stattfinden müssen, um die Klimaneutralität in Deutschland erreichen zu können. Dazu werden die aktuellen energiepolitischen Vorgaben der Bundesregierung und die Ergebnisse ausgewählter Studien der jüngeren Vergangenheit (07/2019 – 01/2022) genutzt, um die fortschreitende sektorenübergreifende Transformation mit Wirkung auf das Energiesystem in den Jahren nach 2030 abbilden und damit auch die Rahmenbedingungen für die Stromnetze 2030+ herleiten zu können.

Für die Szenarien und die Herleitung des Energiesystems 2030+ wurden im Wesentlichen die Ergebnisse und Erkenntnisse aus den nachfolgend genannten Studien genutzt (siehe Abbildung 2). Die Studien wurden hinsichtlich ihrer Aktualität und Methodik ausgewählt. In den Studien werden die verschiedenen Ansätze, Herangehensweisen und Prämissen zur Erreichung der Klimaziele deutlich; dadurch wird für diese Studie die Einordnung und Berücksichtigung der großen Bandbreite an Zukunftserwartungen möglich.

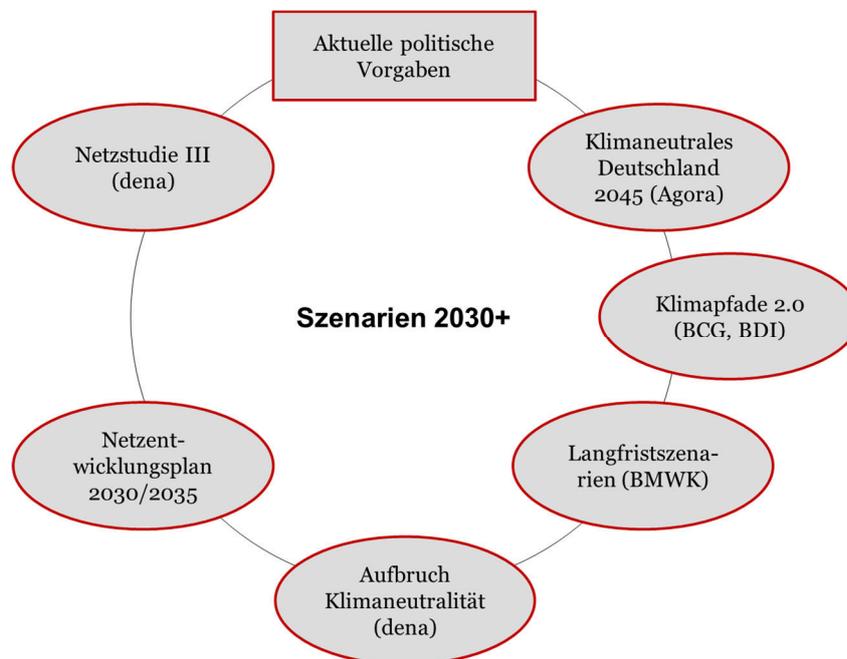


Abbildung 2: Übersicht der neben den politischen Vorgaben betrachteten Studien

Die Auswahl der Studien hat dabei nicht den Anspruch, abschließend zu sein. So wurden beispielsweise bei ähnlicher Methodik Herangehensweisen, Prämissen oder Ergebnissen einzelne Studien stellvertretend ausgewählt. Sämtliche Studien werden mit dem Fokus **Stromnetz** betrachtet. Andere Energieträger bzw. Sektoren werden lediglich bezüglich ihrer Auswirkungen auf das Stromnetz behandelt. Neben den offiziellen Zielen und Absichtserklärungen der Bundesregierung sowie den zum Stand der Studie (07/2022) schon geltenden Gesetzen und regulatorischen Vorgaben wurden folgende Studien berücksichtigt:

- Klimaneutrales Deutschland 2045 (Agora)

Diese Studie gibt Antworten darauf, wie Deutschland mithilfe einer beschleunigten, umfassenden Nutzung klimafreundlicher Technik und einer starken Klimapolitik deutlich vor 2050 die Klimaneutralität erreichen kann. Dabei werden die Treibhausgasemissionen sämtlicher Sektoren (Energiewirtschaft, Verkehr, Industrie, Gebäude, Landwirtschaft, Abfall und Landnutzung) berücksichtigt.

- Klimapfade 2.0 (BCG, BDI)

In *Klimapfade 2.0* wird ein klimapolitischer Instrumentenmix erarbeitet, der in allen Sektoren die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 ermöglicht und die Weichen in Richtung Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 stellt. Gleichzeitig sollen der Erhalt von Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit und Industrie sowie eine sozial möglichst ausgewogene Kostenverteilung sichergestellt werden.

- Langfristszenarien (BMWK)

In diesem Bericht werden verschiedene Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 bzw. 2050 analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich dabei hinsichtlich ihrer ausgeprägten Nutzung der Hauptenergieträger Strom, Wasserstoff und synthetischer Kohlenwasserstoffe.

- Aufbruch Klimaneutralität (dena)

Diese Studie untersucht, welche Technologiepfade aus heutiger Perspektive realistisch sind und welche Rahmenbedingungen es braucht, um diese bis 2045 in einem integrierten klimaneutralen Energiesystem in Deutschland zu realisieren. Dabei werden konkrete Lösungssätze und CO₂-Reduktionspfade für einzelne Sektoren (Bau, Verkehr, Industrie, Energieerzeugung) analysiert und identifiziert.

- Netzentwicklungsplan 2030/2035

Dieser Bericht beschreibt den Ausbaubedarf des deutschen Stromnetzes in den nächsten 10 bis 15 Jahren. Er basiert auf den Planungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und orientiert sich ähnlich wie der durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen an den energie- und klimapolitischen Zielstellungen der Bundesregierung.

- Vorgängerstudie Zukunftsbild Stromverteilnetze (PwC)

Diese Studie zeichnet ein Zielbild der Stromverteilnetze für das Jahr 2030 („Frame 2030“), verifiziert dieses im Zusammenhang mit der aktuellen Entwicklung des Energiesystems, erläutert Auswirkungen auf verschiedene Akteure und gibt Handlungsempfehlungen für die Entwicklung der Stromverteilnetze ab.

- Netzstudie III (dena)

Die „*Netzstudie III*“ untersucht den Bedarf und die Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem. Hierbei wird analysiert, wie die bestehenden Prozesse weiterentwickelt werden können, um passende Energieinfrastrukturen für ein klimaneutrales Energiesystem zu planen. Des Weiteren prägt die Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) den Begriff der Funktionalitäten (vgl. Kapitel 5.1).

Wenngleich die Studien auch durch eine gemeinsame Zielsetzung den Weg zur Klimaneutralität aufzeigen, lässt sich feststellen, dass es zum Teil bedeutende Unterschiede zwischen den jeweiligen Studienergebnissen gibt. Diese beziehen sich insbesondere auf die folgenden Themenfelder:

- Zubau Erzeugung aus EE-Anlagen
- Zusätzlicher Strombedarf durch Sektorkopplung
- Bedarf an Wasserstoff und geplante inländische Erzeugungskapazitäten
- Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen auf den Strombedarf
- Rahmengebende Szenarien (Bedeutung von Gasen, „all electric“, ...)

Hinweis: Die wesentlichen politischen Treiber aus der ersten Jahreshälfte 2022 wie bspw. der Ukraine-Krieg wurden in die Analysen einbezogen, besitzen allerdings für die Abbildung der Szenarien 2030+ nur einen geringen Einfluss. Das schließt Überlegungen wie die Substitution der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken durch Verlängerung der Laufzeiten von deutschen Kohlekraftwerken (bzw. Nutzung der Netzreservekraftwerke), den Weiterbetrieb verbliebener Atomkraftwerke oder eine beschleunigte Elektrifizierung des Wärmesektors ein. An der langfristigen Ausrichtung – hin zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland – werden diese Effekte zur Beherrschung der aktuellen Ausnahmesituation voraussichtlich nichts verändern.

3.2. Die Szenarien 2030+

Um die wichtigsten Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz bestimmen zu können, werden Szenarien für den Zeitraum über das Jahr 2030 hinaus erstellt (Szenarien 2030+). Dabei wird die Zielsetzung berücksichtigt, dass Deutschland bis 2045 die Klimaneutralität erreichen möchte. Was das bedeutet, wird aktuell immer deutlicher von der Politik formuliert. Der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Dr. Robert Habeck hat bei der Vorstellung der Eröffnungsbilanz Klimaschutz verdeutlicht, dass Deutschland aktuell noch weit von der Klimaneutralität entfernt ist und mit einem drastischen Rückstand in die kommenden Jahre gehen wird. Zugleich wurde betont, dass alle Anstrengungen unternommen werden sollten, um den Rückstand wettzumachen. Diese Anstrengungen wurden u. a. im Koalitionsvertrag und im Osterpaket weiter konkretisiert. Die politischen Zielsetzungen haben dabei besonders das Jahr 2030 im Fokus.

Die Koalition möchte möglichst schnell eine Wende, weg von fossilen Energieträgern hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung, vollziehen. Eine wesentliche Säule der zukünftigen Energieversorgung sollen die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) sein – insbesondere da im Koalitionsvertrag festgeschrieben ist, den Ausstieg aus der Kohleverstromung (Kohleausstieg) „idealerweise“ vom Jahr 2038 auf das Jahr 2030 vorzuziehen¹².

Zu diesem Zweck wurde in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWKs¹³ aus dem Jahr 2022 das Ziel für den Ausbau der Windleistung an Land (Onshore) von bisher 71 GW installierter Leistung bis ins Jahr 2030 auf 100 GW und für Offshore von 7,5 GW auf 37,5 GW hochgesetzt¹⁴. Das Ziel für den Ausbau der Leistung von Photovoltaik-Anlagen wurde verdoppelt und beträgt nun 200 GW statt ursprünglich 100 GW bis 2030¹⁵. Insgesamt soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen von aktuell 240 TWh im Jahr 2022 auf 544 bis 600 TWh im Jahr 2030 ansteigen¹⁶. Diese EE-Anlagen sollen einen durch Elektrifizierung stark gestiegenen Bruttostrombedarf zu 80 Prozent decken.

Der Bruttostrombedarf wird insbesondere durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors von 555 TWh auf bis zu 750 TWh in 2030, d. h. um 35 % steigen¹⁷. Laut Koalitionsvertrag soll die Anzahl von heute weniger als eine Million Elektro-Pkw im Jahr 2030 auf mindestens 15 Millionen Elektro-Pkw auf Deutschlands Straßen steigen, welche an den bis dahin installierten eine Million Ladepunkten geladen werden können (aktuell ca. 29.000 Ladepunkte)¹⁸. Im Wärmesektor gibt das BMWK das Ziel aus, ab dem Jahr 2024 bei neuen Heizungen einen Anteil von 65 Prozent der benötigten Energie durch erneuerbare Energien zu decken. Zur Erreichung dieser Zielmarke sollen ab 2024 mindestens 500.000 neue Wärmepumpen pro Jahr installiert werden¹⁹. Die Beschleunigung des Markthochlaufs soll das in der „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ gesetzte Ziel von 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 absichern. Im Zusammenhang mit der großen Zahl von Wärmepumpen und E-Fahrzeugen wird ein zunehmendes Potenzial für Flexibilität auf Verbraucherseite erwartet. Dieses wird sich um weitere Batteriespeicherleistung von 1,3 GW im Jahr 2020 auf über 10 GW in 2030 vergrößern²⁰.

Bereits diese politischen Vorgaben sind beeindruckend und verdeutlichen die großen Herausforderungen der noch verbleibenden Jahre bis 2030. Das Ziel der Klimaneutralität ist dann aber noch nicht erreicht. Bei der Planung des Klimaneutralitätsnetzes ist nicht 2030 der Maßstab, sondern die Welt in 2045 und darüber hinaus. Die Transformationsgeschwindigkeit muss daher auch über das Jahr 2030 hinaus mindestens den gleichen Maßstab besitzen.

¹² Vgl. „Schritt für Schritt beenden wir das fossile Zeitalter, auch, indem wir den Kohleausstieg idealerweise auf 2030 vorziehen und die Technologie des Verbrennungsmotors hinter uns lassen“ (SPD 2021) S. 546

¹³ Vgl. (BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz 2022) S.14

¹⁴ „Abgeleitet aus den im Koalitionsvertrag vereinbarten Ausbauzielen ist bis 2030 eine installierte Leistung von über 100 GW Windenergie an Land nötig“ (BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz 2022) S.14

¹⁵ „Bei der Photovoltaik ist es unser Ziel, die installierte Leistung bis 2030 auf 200 GW zu steigern.“ (BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz 2022) S.14

¹⁶ „Im Ergebnis gilt es, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von aktuell knapp 240 TWh auf 544 bis 600 TWh im Jahr 2030, also um 120 bis 150 Prozent, zu erhöhen“ (BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz 2022) S.13

¹⁷ Vgl. (BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz 2022) S.13

¹⁸ „dass Deutschland Leitmarkt für Elektromobilität mit mindestens 15 Millionen Elektro-Pkw im Jahr 2030 ist“

„Wir werden deshalb den vorauslaufenden Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur mit dem Ziel von einer Million öffentlich und diskriminierungsfrei zugänglichen Ladepunkten bis 2030 [...]“ Vgl. (SPD 2021) S. 40

¹⁹ (BMWK, Mehr Tempo bei der Transformation der Wärmeversorgung: 2022)

²⁰ Vgl. (Übertragungsnetzbetreiber, Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 2022)

²¹ Vgl. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, S. 15.

Insofern wurden, ergänzend zu den von der Bundesregierung formulierten Zielen, ausgewählte Studien analysiert, um die Szenarien 2030+ abbilden zu können. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in der nachfolgenden Abbildung 3 veranschaulicht.

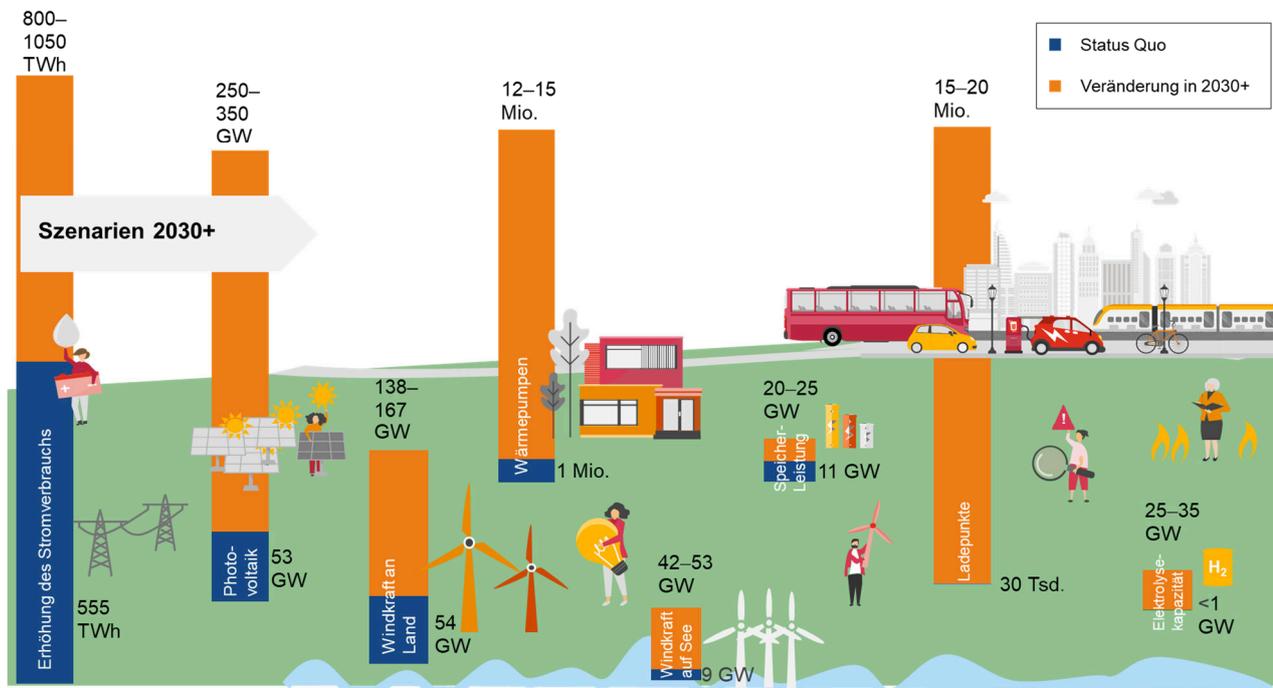


Abbildung 3: Ausblick auf die Szenarien 2030+

Bei der Betrachtung der Abbildung und des Verhältnisses des Status quo zum Ziel in 2030+ wird deutlich, dass es nicht ausreichend ist, die Planung der Stromnetze nur mit dem Blick auf das Jahr 2030 voranzutreiben. Dabei würde vernachlässigt werden, dass bis 2045 eine weitgehende Abkehr vom bisherigen Energiesystem erreicht werden soll, die eine ebenso grundsätzliche Transformation des Stromnetzes bzw. des Stromnetzbetriebs erfordert. Den Szenarien der Studien folgend werden in 2030+ ausschließlich E-Fahrzeuge zugelassen sein sowie nur wenige Gebäude, in denen keine Wärmepumpe betrieben wird. Nahezu alle Gebäude und viele Freiflächen werden für die PV-Stromerzeugung genutzt werden. Insbesondere die EE-Stromerzeugung wird neben einzelnen Großprojekten in einer stark ausgeprägten Dezentralität und Kleinteiligkeit umgesetzt, der aber auch in 2030+ noch sehr große Stromabnehmer gegenüberstehen. Zu nennen wären hier unter anderem auch Verbraucher, die es aktuell noch gar nicht oder nur in geringem Maße gibt, wie bspw. die vielen geplanten Elektrolyseanlagen oder die Ladeinfrastruktur als Einzelsäulen oder in Ladeparks. Ein sicherer und effizienter Netzbetrieb ist unter solchen Rahmenbedingungen nur dann möglich, wenn ein leistungsfähiges Kommunikations- und Datennetz zur Verfügung steht, welches in der Lage sein muss, allen relevanten Akteuren eine immense Datenmenge sicher und quasi in Echtzeit zur Verfügung zu stellen. Dies ist eine unabdingbare Grundlage, damit Netzbetreiber einen sicheren Betrieb gewährleisten können, aber auch, um anderen Marktakteuren die Entwicklung von Geschäftsmodellen zu ermöglichen.

In den folgenden Kapiteln werden nun ausgehend von diesen Überlegungen Handlungsfelder auf dem Weg zu diesem bis 2030+ benötigten Klimaneutralitätsnetz herausgearbeitet. Dabei wird noch detaillierter auf die Entwicklungen bis 2030+ geschaut. Welche Veränderungen dabei verstärkt berücksichtigt wurden, zeigt die nachfolgende Abbildung 4 im Überblick.

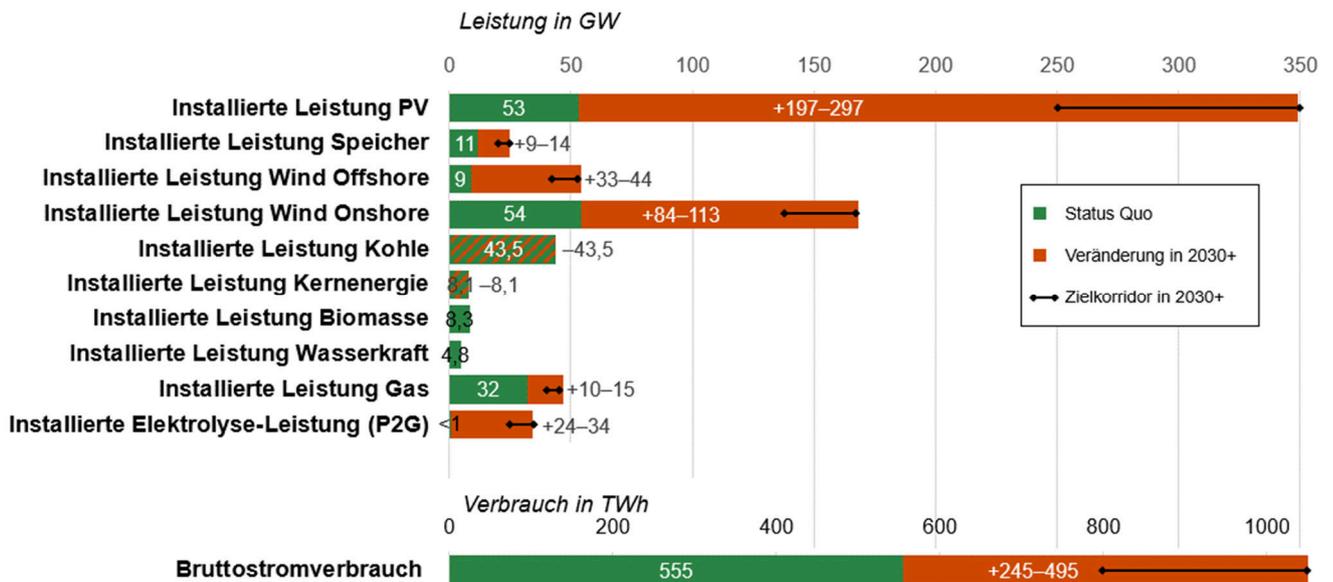


Abbildung 4: Übersicht zum Entwicklungspfad in den Szenarien 2030+

3.3. Zwischenfazit Kapitel 3

Der Weg zur Klimaneutralität muss nach den Vorgaben der Bundesregierung in den nächsten 10 Jahren maßgeblich beschritten werden. Bereits dieser Prozess allein bedingt eine noch nie dagewesene Geschwindigkeit zur Transformation des Energiesystems. Die Auswirkungen der aktuellen Energiekrise erhöhen diese. Der Blick muss aber insbesondere im Hinblick auf die Stromnetzplanung über diesen Zeitraum hinausgehen und die Energiewelt in 2030 und darüber hinaus berücksichtigen (2030+).

Allein der Blick auf die Entwicklung des Bruttostrombedarfs in 2030+ untermauert diese Sicht. Dieser wird sich unter Berücksichtigung der Bedarfe insbesondere für die zusätzlichen Wärmepumpen und E-Fahrzeuge **verdoppeln und auf Werte von 800 TWh bis zu 1050 TWh ansteigen**²¹.

Dieser Bedarf muss durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. In 2030+ muss die dauerhaft verfügbare Leistung der Kohle- und Kernkraftwerke komplett durch dargebotsabhängige Windenergie- und PV-Anlagen oder wasserstoffbetriebene Kraftwerke substituiert werden. Und dabei geht es nicht nur um Strommengen, sondern um Versorgungssicherheit zu jeder Zeit unter allen denkbaren Bedingungen. Der Blick ist daher vor allem auch auf die Leistungsbilanzen zu werfen.

- **In den kommenden 15–20 Jahren wird sich die installierte Leistung der Windenergieanlagen verdrei- bis vervierfachen und damit auf dann 180 bis 200 GW ansteigen.**
- **Die installierte Leistung der PV-Anlagen wird nahezu um den Faktor sechs auf 250 bis 350 GW steigen. Dies umfasst dann ca. 12 bis 15 Millionen PV-Anlagen in Deutschland.**
- **Die Anzahl der Ladestationen wird um das 30-Fache auf 15 bis 20 Millionen, die der Wärmepumpen um das 14-Fache auf 12 bis 15 Millionen steigen.**

²¹ Vgl. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, S. 15.

4. Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz

4.1. Methodik und Herleitung

In diesem Kapitel werden die Anforderungen an die Stromnetze für den Zeitraum über 2030 hinaus (2030+) hergeleitet, um daraus in den nachfolgenden Kapiteln den technischen und gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Innovations- und Anpassungsbedarf der kommenden Jahre identifizieren zu können. Grundlage für die Herleitung der Anforderungen an die Stromnetze 2030+ bilden die im vorhergehenden Kapitel dargestellten Szenarien 2030+.

Allen Szenarien 2030+ ist gemeinsam, dass diese unter der Prämisse der Klimaneutralität in Deutschland gebildet worden sind. Damit sind sie als Ausgangsbasis geeignet, um darüber die Rahmenbedingungen für das im Koalitionsvertrag eingeführte Klimaneutralitätsnetz zu konkretisieren.

Das Klimaneutralitätsnetz ist die Bezeichnung für die Stromnetzinfrastruktur, die für das in Deutschland angestrebte klimaneutrale Energiesystem geeignet ist. Dieses Klimaneutralitätsnetz ist mitentscheidend für das Erreichen der Klimaschutzziele bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit. Eine Spezifizierung des Klimaneutralitätsnetzes mit Anforderungen und Funktionalitäten erfolgte aber bisher noch nicht. Diese Studie soll dazu einen Beitrag liefern.

In dieser Studie bezieht sich der Begriff Klimaneutralitätsnetz nur auf die Stromnetze. Die ebenfalls im Koalitionsvertrag in dem Zusammenhang genannten Wasserstoffnetze werden hier nicht betrachtet.

Das deutsche Stromnetz in 2030+ – das **Klimaneutralitätsnetz** – muss also für die Zeit der Klimaneutralität Deutschlands geeignet sein und mit den in den Szenarien 2030+ dargestellten Veränderungen (vgl. Kapitel 3.2) umgehen können.

Wie bereits dargestellt, unterscheiden sich die für die Szenarien 2030+ betrachteten Studien erheblich hinsichtlich der Quantifizierung von künftig erforderlichen Maßnahmen, wie bspw. dem Ausbau der Photovoltaik-Nutzung. Oftmals gehen die Studien dabei von grundlegend verschiedenen Entwicklungsgrundlagen aus (Wasserstoff-Szenario, All-electric-Szenario), die zwar alle zur Klimaneutralität führen, dies aber mit sehr unterschiedlich quantifizierten Maßnahmen. Um in dieser Studie diese Bandbreite der Erwartungen abbilden zu können, werden sogenannte „Stellregler“ eingeführt. Ein Beispiel für einen solchen Stellregler ist in der Abbildung 5 dargestellt. Das Beispiel zeigt, dass über diesen Stellregler ein wesentlicher Eckpunkt des Energiesystems (hier beispielhaft der Ausbau der Ladeinfrastruktur) sowohl auf die heutigen Rahmenbedingungen als auch auf künftige Entwicklungen über 2030+ eingestellt werden kann.



Abbildung 5: Einstellung eines Stellreglers am Beispiel der Anzahl an Ladestationen

Insgesamt werden für diese Studie elf Stellregler genutzt, deren Auswahl im Rahmen eines Experten-Workshops abgestimmt wurde. Einen Überblick zu den identifizierten Stellreglern vermittelt die folgende Abbildung 6.



Abbildung 6: Übersicht der Stellregler

Im Fokus steht die Möglichkeit, über die Stellregler die Rahmenbedingungen für das Stromnetz in unterschiedlichen Ausprägungen und auf den verschiedenen Netzebenen abbilden zu können. Für jeden Stellregler wurde ein ausführlicher „Steckbrief“ zusammengestellt, in dem die jeweiligen Bandbreiten der Stellgrößen und die Zuordnung der Leistungsanteile (in GW) zu den verschiedenen Netzebenen einsehbar sind (vgl. Anhang B und Abbildung 8). Damit alle Stellregler in ihren Auswirkungen für das Netz vergleichbar und zuordenbar sind, wurden dazu die Größen aus den Szenarien 2030+, welche nicht unmittelbar als Leistungswert angegeben sind, wie bspw. die Anzahl der Wärmepumpen, auf die installierte Leistung umgerechnet. Hierzu wurden die Größen aus den Szenarien 2030+ mit spezifischen Leistungswerten der jeweiligen Anlagen abhängig von den Netzanschlussebenen in einem Modell zu Gesamtleistungen berechnet.

Um die Wirkungsweise der Stellregler zu veranschaulichen, werden diese in drei Kategorien – Bezugsanlage (Last), Erzeugungsanlage (Einspeiser) und Mischanlage (sowohl Last als auch Erzeuger) – unterteilt (vgl. Abbildung 7).



Abbildung 7: Kategorisierung der Stellregler

Neben der isolierten Betrachtung der Stellregler müssen auch gegenseitige Abhängigkeiten berücksichtigt werden. Dies gilt bspw. im Sektor Haushalte. Dort können PV-Erzeugung, Wärmepumpennutzung usw. gleichzeitig auftreten. Die letztlich für das Netz relevante Residuallast ergibt sich dann nicht aus der Addition der isoliert betrachteten Anlagen. Um das abzubilden, erfolgt eine Gliederung der Stellregler in Stellreglergruppen. So wird bspw. in einer Stellreglergruppe der Fall abgebildet, dass sich neben einer Haushaltslast ebenfalls eine PV-Anlage zusammen mit einer Wärmepumpe und einer intelligenten Ladeinfrastruktur hinter einem Netzanschluss befindet.

Wie in Abbildung 6 ersichtlich sind in Summe elf Stellregler zur Abbildung unterschiedlicher Stellreglergruppen nutzbar, um deren wesentlichen Einfluss auf die Stromnetzinfrastruktur darstellen zu können. Dabei betrifft die

Ausprägung eines Stellreglers auch mehrere Netzebenen. Somit kann ein Stellregler wie bspw. „installierte Leistung Speicher“ in der Höchstspannungs-, Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsebene relevant sein.

Weitere „sonstige Erzeugungsanlagen“ wie beispielsweise Biomasse-, Wasser- oder Geothermiekraftwerke haben eine weitestgehend gleichbleibende, sich in 2030+ kaum ändernde Ausprägung im Stromnetz. Die Ausbaupotenziale für diese Erzeugungsanlagen in Deutschland sind weitgehend ausgeschöpft. Ihre zukünftige Ausprägung und Wirkung im Klimaneutralitätsnetz werden sich nur geringfügig verändern und daher nicht weiter betrachtet.

Gleiches gilt für die Kernenergie. Auch wenn diese im Jahr 2021 noch einen Anteil von 11,9 Prozent an der Bruttostromerzeugung hatte, ist das Stromnetz durch das geplante Abschalten des letzten Kernkraftwerks schon heute auf eine kernenergiefreie Stromgewinnung ausgelegt. An der langfristigen Ausrichtung, hin zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland, werden auch kurzfristige Maßnahmen zur Beherrschung der aktuellen Ausnahmesituation (wie bspw. Weiterbetrieb dreier Kernkraftwerke in Folge des Russland-Ukraine-Krieges) voraussichtlich nichts verändern.

In der Annahme, dass die „sonstigen Erzeugungsanlagen“ und die Kernenergie keine über die schon abgebildeten Stellregler hinausgehenden neuen Anforderungen und Funktionalitäten bedingen, wurde auf eine Abbildung dieser als Einflussfaktor / Stellregler verzichtet.

4.2. Stellregler für das Klimaneutralitätsnetz

4.2.1. Belegung und Kategorisierung der Stellregler in Steckbriefen

Wie in Kapitel 4.1 bereits dargestellt, werden die Stellregler jeweils in einem zusammenfassenden Steckbrief beschrieben (vgl. Anhang B). Ein solcher Steckbrief ist exemplarisch in der Abbildung 8 dargestellt.

Neben einer kurzen Beschreibung des Stellreglers (Marker 1) findet sich auf der linken Seite auch die festgelegte quantitative Ausprägung des Stellreglers in Form eines Zielkorridors wieder (Marker 2). Der Zielkorridor stützt sich auf die Ergebnisse verschiedener Studien, die im unteren Teil des Steckbriefes aufgeführt sind (Marker 3). Der ausgewiesene Zielkorridor umfasst alle Netzebenen. Im mittleren Teil des Steckbriefes (Marker 4) wird aufgezeigt, welche Bedeutung der Stellregler aktuell für die unterschiedlichen Netzebenen hat. Auf der rechten Seite (Marker 5) kann dann abgelesen werden, welche Bedeutung der Stellregler für die einzelnen Netzebenen in 2030+ haben wird.

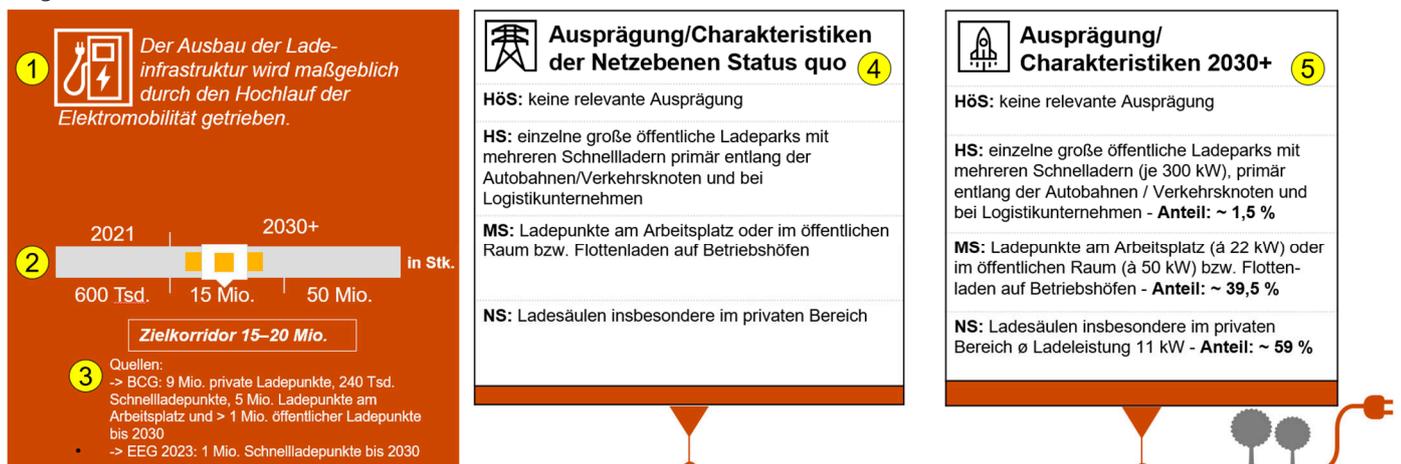


Abbildung 8: Aufbau der Steckbriefe für Stellregler

Die Steckbriefe haben den Zweck, auf einen Blick zu vermitteln, wie stark sich einzelne für die Stromnetze wesentliche Eckpunkte verändern werden. Zudem kann über die Steckbriefe nachvollzogen werden, wie sich diese Veränderungen auf den einzelnen Netzebenen auswirken können.

Die Gesamtheit aller Steckbriefe bildet die Rahmenbedingungen für das Klimaneutralitätsnetz und damit für die weiteren Analysen ab. Für den Blick auf das heutige Netz kann dabei Bezug auf die Ist-Daten genommen werden, sodass die Stellregler mit festen Werten belegt sind. Für 2030+ ist das nicht auf einen einzelnen Wert

quantifizierbar. Für die Stellregler gibt es für 2030+ daher keinen festen Wert, sondern Bandbreiten (Zielkorridore), die aus den hier betrachteten Studien abgeleitet wurden. Dies ist bei der Herleitung der Anforderungen an die Stromnetze in 2030+ bzw. für das Klimaneutralitätsnetz zu berücksichtigen und daher in der folgenden Abbildung zusammenfassend dargestellt.

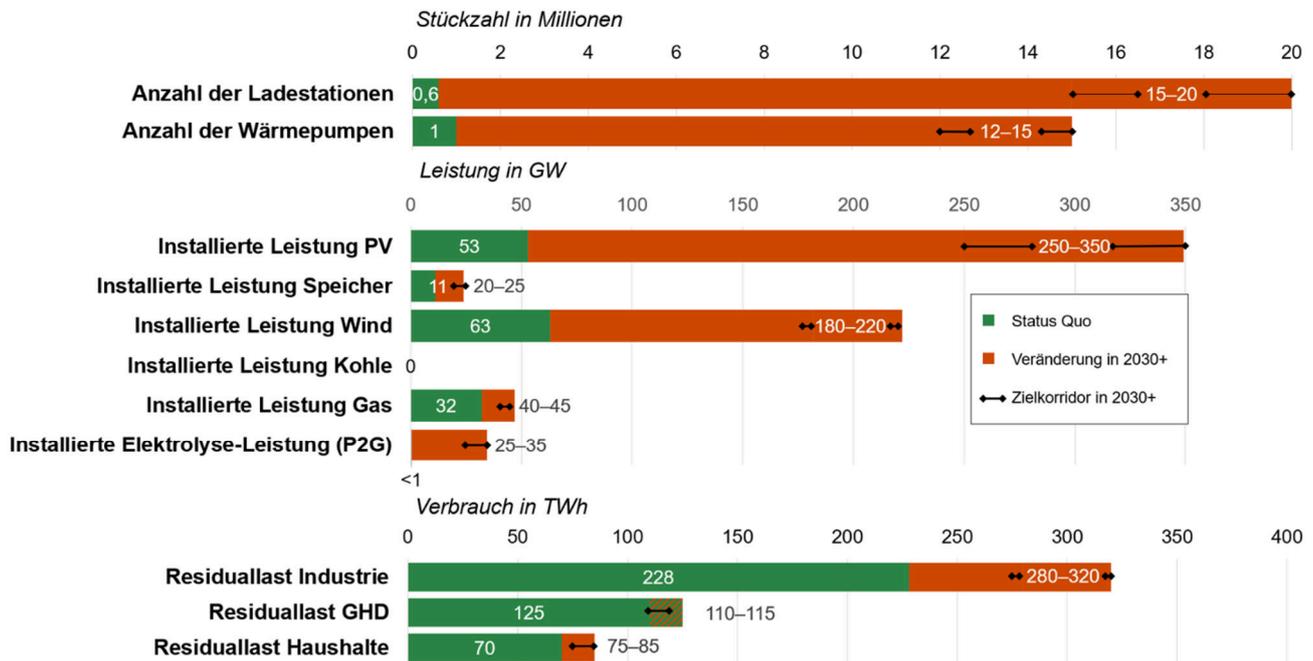


Abbildung 9: Zusammenfassende Übersicht der festgelegten Zielkorridore je Stellregler

Um den Überblick zu erleichtern und die Wirkungsweise auf das Netz unterscheiden zu können, wurde eine Kategorisierung der Stellregler nach ihrer Wirkungsweise eingeführt (siehe Abbildung 7). Diesem Prinzip entsprechend und der Bedeutung der Stellregler Rechnung tragend, werden im Folgenden alle Stellregler auf Basis der drei Kategorien – Bezugsanlagen, Erzeugungsanlagen und Mischanlagen – im Detail erläutert.

Erläuterung und Abgrenzung der Kategorie der Bezugsanlagen

In der Gruppe der Bezugsanlagen sind die Stellregler zusammengefasst, welche die reine Entnahme von Strom aus dem Netz bedingen. Damit bilden diese Stellregler aus Blickrichtung des Netzes eine reine Last ab. In die Werte der Residuallasten fließen die Verbräuche der Wärmepumpen und an Ladestationen sowie die Eigenverbräuche aus PV-Anlagen nicht ein.

1. Anzahl/Leistung der Wärmepumpen

Die Wärmepumpe leistet insbesondere als Substitut für die fossilen Brennstoffe Öl und Gas einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors (vom Einfamilienhaus über größere Quartiere bis zur Wärme-/Kälteversorgung von Büroimmobilien). Neben der Wärmegewinnung im Gebäudesektor finden Wärmepumpen auch im industriellen Bereich oder bei Nah-/Fernwärmenetzen als Großwärmepumpen Anwendung. Dabei lässt sich die Wärmepumpe neben der Wärmeerzeugung auch für die Kälteerzeugung einsetzen. Dadurch, dass das jeweilige Endprodukt (Wärme/Kälte) gut speicherbar ist, bringt die Wärmepumpe in Kombination mit nachgelagerten Wärme- bzw. Kältespeichern ein Flexibilitätspotenzial auf der Verbrauchsseite mit.

Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 12-15 Millionen Wärmepumpen ermittelt. Gegenüber dem Status quo ist das mindestens eine Verzehnfachung der Anlagenzahlen, die besonders starke Auswirkungen im Verteilnetz (vgl. Anhang B.4 und Abbildung 14) zur Folge hat.

Für die Umrechnung in Leistungsgrößen wurde mit rund 300.000 Wärmepumpen mit durchschnittlich 500 Kilowatt (kW) in der Hochspannungsebene, rund 600.000 Wärmepumpen mit durchschnittlich 200 kW in der Mittelspannungsebene und rund 11 Millionen Wärmepumpen mit durchschnittlich 10 kW in der Niederspannungsebene gerechnet. Somit ergeben sich folgende installierte Leistungen pro Netzebene:

- Hochspannungsnetz: 150 – 188 GW (300 – 375 Tsd. à 500 kW)
- Mittelspannungsnetz: 120 – 150 GW (600 – 750 Tsd. à 200 kW)
- Niederspannungsnetz: 111 – 139 GW (11,1 – 13,9 Mio. à 10 kW)

Diese gehen in die weitere Betrachtung, insbesondere für die Leistungsbilanz (Kap. 5.3.1), ein.

2. Installierte Elektrolyse-Leistung (P_{2G})

Künftig wird Wasserstoff eine wichtige Rolle bei der Substitution von fossilen Energieträgern einnehmen. Durch die Elektrifizierung von Prozessen und Anwendungen kann nur ein Teil der heute benötigten fossilen Energieträger wie bspw. Erdgas durch Stromlösungen ersetzt werden (insbesondere bei Hochtemperatur- oder chemischen Prozessen). Um auch für diese Fälle Treibhausgasemissionen reduzieren zu können, müssen in 2030+ große Mengen von „grünem“ Wasserstoff erzeugt werden. Dazu müssen die Elektrolysekapazitäten massiv ausgebaut werden. Diese könnten theoretisch auch netzdienlich bei einem Überstromangebot als flexible Strombezugsanlage eingesetzt werden (ggf. erforderliche Rückverstromung des zwischengespeicherten Wasserstoffs bei Stromknappheit kann gesondert über Gaskraftwerke erfolgen). Bei dieser Art der Nutzung ist üblicherweise von kurzen Benutzungsdauern und einer hohen punktuellen Spitzenbelastung auszugehen. Ungeachtet dessen, dass die aktuellen Technologien zur Elektrolyse für derartige Einsatzszenarien ungeeignet sind bzw. sich nicht wirtschaftlich betreiben lassen, wird die große Herausforderung sein, das Stromnetz auf eine solche Nutzung mit großen Volatilitäten auszulegen. Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 25-35 GW installierter Elektrolyse-Leistung ermittelt, die sich wie folgt auf die Netzebenen aufteilt:

- Höchstspannungsnetz: 6 – 9 GW
- Hochspannungsnetz: 12 – 18 GW
- Mittelspannungsnetz: 6 – 9 GW

Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es nur wenige Pilotprojekte, mit einer Gesamtleistung von weniger als 1 GW. Daher ist in diesem Bereich von einem massiven Zubau auszugehen (vgl. Anhang B.8 und Abbildung 14). Unbeantwortet sind aktuell die Fragen nach dem Wasserstoffgasnetz und somit der Verortung der Elektrolyseanlagen (Transport von Wasserstoff vs. Transport von elektrischer Energie). Allerdings sind bereits heute die Weichen für einen erfolgreichen Aufbau der Elektrolysekapazitäten zu stellen. Eine Berücksichtigung der Stromnetzanschlüsse von Großelektrolyseuren und der dafür erforderlichen Grünstromerzeugung ist unbedingt in die Planung einzubeziehen.

3. Residuallast Industrie

Der Stellregler „Residuallast Industrie“ bildet im Wesentlichen die Sammelposition für die verbliebenen, hier nicht weiter abgebildeten, Bezugsanlagen in der Hochspannungsebene ab. Durch die zeitgleiche Digitalisierung der Prozesse, Verfahren und Anwendungen in der Industrie wird das Flexibilitätspotenzial der Residuallast Industrie stetig erhöht²². Durch Laststeuerung in der Industrie und im Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) soll zukünftig bis zu 10 GW Flexibilisierungspotenzial zur Verfügung stehen, das insbesondere dann genutzt werden kann, wenn der EE-Strom aus Photovoltaik- oder Windenergieanlagen fehlt. Um diesen wichtigen Beitrag für das Klimaneutralitätsnetz zu leisten, sind die Potenziale nutzbar zu machen. Das umfasst neben der Kenntnis über die vorhandenen Flexibilitäten auch die Sicherstellung der Abrufbarkeit.

Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 280-320 TWh/a als mögliche Residuallast für die Industrie angenommen. Im Vergleich zum Status quo mit 228 TWh/a bedeutet das eine zu erwartende Erhöhung von 25 – 40 Prozent (vgl. Anhang B.9 und Abbildung 14). Für die Umrechnung in Leistungsgrößen (Zielkorridor 39 – 45 GW) wurde von durchschnittlichen Benutzungsstunden in Höhe von 5.000 Bh/a ausgegangen und einer Gleichzeitigkeit von 70 Prozent.

²² Vgl. (vgl. VDI „Die energieflexible Fabrik“, 10/2021)

4. Residuallast Gewerbe / Handel / Dienstleistung (GHD)

Der Stellregler „Residuallast GHD“ bildet im Wesentlichen die Sammelposition für die verbliebenen, hier nicht abgebildeten Bezugsanlagen in der Mittelspannungsebene ab. Die bei der „Residuallast Industrie“ beschriebene Digitalisierung ermöglicht auch hier, dass – im begrenzten Umfang – weitere Flexibilitätspotenziale bei der Residuallast GHD gehoben werden. Analog zur Residuallast Industrie bestehen die Flexibilisierungspotenziale vor allem im Bereich der Laststeuerung. Die Herausforderungen ähneln sich ebenfalls entsprechend. Die Nutzung der Potenziale ist nur dann möglich, wenn die Höhe der Flexibilisierung jederzeit bekannt ist und der Abruf sichergestellt werden kann.

Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 110 - 115 TWh/a als mögliche Residuallast für GHD angenommen. Im Vergleich zum Status quo mit 125 TWh/a bedeutet das eine zu erwartende Verringerung von 8 - 12 Prozent (vgl. Anhang B.10 und Abbildung 14). Für die Umrechnung in Leistungsgrößen (Zielkorridor 22 – 23 GW) wurde von durchschnittlichen Benutzungsstunden i. H. v. 2.500 Bh/a und einer Gleichzeitigkeit von 50 Prozent ausgegangen.

5. Residuallast Haushalte

Der Stellregler „Residuallast Haushalte“ bildet im Wesentlichen die Sammelposition für die verbliebenen, hier nicht abgebildeten, Bezugsanlagen in der Niederspannungsebene ab. Auch in der Residuallast Haushalte kann durch die fortlaufende Digitalisierung und Sektorkopplung weiteres Flexibilitätspotenzial gehoben werden.

Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 75 – 85 TWh/a als mögliche Residuallast für die Haushalte angenommen. Im Vergleich zum Status quo mit 110 TWh/a bedeutet das eine zu erwartende Verringerung durch Energieeffizienzmaßnahmen von 20 - 30 Prozent (vgl. Anhang B.11 und Abbildung 14). Für die Umrechnung in Leistungsgrößen (Zielkorridor 16 – 18 GW) wurde von durchschnittlichen Benutzungsstunden i. H. v. 500 Bh/a und einer Gleichzeitigkeit von 11 Prozent ausgegangen.

Erläuterung und Abgrenzung der Kategorie der Erzeugungsanlagen

In der Gruppe der Erzeugungsanlagen sind Stellregler zusammengefasst, welche sich dadurch charakterisieren, dass sie das Netz ausschließlich dafür nutzen, um Strom in dieses einzuspeisen. Damit stellen diese Stellregler aus Blickrichtung des Netzes eine reine Einspeisung dar. Stellregler welche sowohl Strom in das Netz einspeisen als auch beziehen können, sind in der Gruppe „Mischanlagen“ subsumiert.

6. Installierte Leistung Kohlekraftwerke

Die Verstromung von Kohle war über Jahrzehnte hinweg – neben der Kernenergie – eine der Haupterzeugungsquellen für Strom in Deutschland. Um sie herum hat sich in räumlicher Nähe zu den (Braun-)Kohlekraftwerken auch eine ganze Tagebauindustrie zur Förderung der heimischen fossilen Energieträger angesammelt. Die Verstromung von Kohle steht aufgrund ihrer klimaschädlichen Treibhausgas- (THG-) Emissionen schon länger in der Kritik. Sie war und ist für einen erheblichen Teil der THG-Emissionen in Deutschland verantwortlich. Bei der Stromerzeugung lag der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid allein von Braun- und Steinkohlekraftwerken im Jahr 2020 bei 136 Millionen Tonnen²³ und machte damit 17 Prozent²⁴ der gesamten deutschen Treibhausgase in diesem Jahr aus. Daher hat die Bundesregierung am 3. Juli 2020 das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038 verabschiedet. Sie strebt aktuell ein Enddatum der Kohleverstromung von idealerweise 2030 an, um die THG-Einsparungen zur Erreichung des 2-Grad-Ziels zu erreichen. Durch die Stilllegung der Kern- und Kohlekraftwerke und den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien werden sich die geografischen Einspeisepunkte bis 2030+ dauerhaft verschieben. Das führt folglich zu einem erhöhten Transportbedarf des dezentral erzeugten Stroms, primär von Nord- nach Süddeutschland.

Für das Stromnetz 2030+ wurde wegen der angestrebten Klimaneutralität ein Zielkorridor von null GW installierter Erzeugungsleistung durch Kohlekraftwerke angenommen. Aktuell sind noch knapp 43,5 GW an das Höchstspannungsnetz (81 %) und Hochspannungsnetz (17 %) angeschlossen. Die restlichen 2 Prozent besitzen einen Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz (vgl. Anhang B.6 und Abbildung 14).

²³ Vgl. (U. Bundesamt 2022)

²⁴ Vgl. (BMWK, Finale Klimabilanz 2020: Emissionen sanken um 41 Prozent gegenüber 1990 2022); Gesamtmenge an Treibhausgasen in Deutschland 2020 waren 728,7 CO₂ Äquivalente

7. Installierte Leistung Gaskraftwerke

Die Gaskraftwerke gehören – wie auch die Kohlekraftwerke – der Kategorie der fossilen Erzeugungsanlagen an. Diese können in 2030+ voraussichtlich auch mit (grünem) Wasserstoff und damit THG-neutral betrieben werden. Gaskraftwerke werden häufig mit einer Wärmeauskopplung im innerstädtischen Bereich zur Fernwärmeversorgung eingesetzt. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken erzeugen die Gaskraftwerke weniger THG-Emissionen und sind in ihrer Fahrweise bzw. in ihrem Einsatz flexibler und können so kurzfristig oszillierende dezentrale Einspeisungen ausgleichen. Daher werden Gaskraftwerke als Brückentechnologie gesehen, um zwischenzeitlich fehlende Erzeugungskapazitäten durch den Kernenergie- und Kohleausstieg bei gleichzeitigem nicht schritthaltem Ausbau der EE-Anlagen zu überbrücken. Daher werden Gaskraftwerke weiter ausgebaut und langfristig für einen Einsatz mit Wasserstoff ausgelegt. Der Ausbau des Stromnetzes muss künftig zwingend mit dem Ausbau der Gaskraftwerke koordiniert werden. Es müssen zentrale Einspeisepunkte ausgewählt werden, die so leistungsstark und intelligent angebunden sind, dass die Versorgung auch ohne die EE-Erzeugung in allen Teilen Deutschlands sichergestellt ist.

Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 40 - 45 GW installierter Erzeugungsleistung durch Gaskraftwerke angenommen. Diese verteilt sich wie folgt:

- Höchstspannungsnetz: 13 – 14 GW (32 %)
- Hochspannungsnetz: 19 – 22 GW (48 %)
- Mittelspannungsnetz: 8 – 9 GW (20 %)

Verglichen mit der installierten Leistung von 32 GW im Status quo ist daher von einer Erhöhung der Leistung von 33 bis 50 Prozent auszugehen (vgl. Anhang B.0 und Abbildung 14).

8. Installierte Leistung Windenergieanlagen

Bei dem Ausbau der Windenergie wird insbesondere zwischen den großen Offshore-Ausbauvorhaben im GW-Bereich in der Höchstspannungsebene und den Onshore-Ausbauvorhaben unterschieden, welche im Bereich weniger hundert kW bis in den GW-Bereich reichen. Der Onshore-Ausbau wird durch Repowering (Ersatz von Altanlagen durch leistungsfähigere Neuanlagen) und der Verdichtung der Windenergie (Erreichung 2-Prozent-Flächenziel) getrieben. Im Offshore-Bereich stehen die Errichtung sowie der Anschluss großer auf hoher See befindlichen Windparks (inklusive Erschließung neuer geeigneter Offshore-Gebiete) im Fokus. Dies spiegelt sich auch in der Ausprägung über die Netzebenen hinweg wider. Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 180 – 220 GW (42 – 53 GW Offshore, 138 – 167 GW Onshore) installierter Erzeugungsleistung durch Windenergieanlagen nach folgender Verteilung angenommen:

- Höchstspannungsnetz: 56 – 68 GW (31 %)
- Hochspannungsnetz: 49 – 59 GW (27 %)
- Mittelspannungsnetz: 75 – 92 GW (42 %)

Verglichen mit der installierten Leistung von 61 GW im Status quo ist daher mindestens von einer Verdreifachung der Leistung auszugehen (vgl. Anhang B.0 und Abbildung 14).

9. Installierte Leistung PV-Anlagen

Der Ausbau der PV-Anlagen zur Gewinnung von Strom aus Sonnenenergie birgt – bezogen auf die Anlagenanzahl – das größte Ausbaupotenzial zur EE-Stromerzeugung. Durch den modularen Aufbau kann die PV-Anlage vielseitig und in verschiedensten Leistungsklassen eingesetzt werden. Gerade der Einsatz als Dachanlage ist weit verbreitet. Zunehmend werden auch Großanlagen auf Freiflächen sowie Innovationsanlagen (bspw. Agri-Photovoltaik oder Floating-PV) in das Netz integriert. Die installierte Leistung dieser PV-Anlagen erstreckt sich üblicherweise von wenigen Kilowatt auf Dächern von Eigenheimen bis zu großen Freiflächenanlagen im Gigawatt-Bereich. Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 250 – 350 GW installierter Erzeugungsleistung durch PV-Anlagen mit nachfolgender Verteilung angenommen:

- Hochspannungsnetz: 13 – 18 GW (5 %)
- Mittelspannungsnetz: 100 – 140 GW (40 %)
- Niederspannungsnetz: 138 – 193 GW (55 %)

Verglichen mit der installierten Leistung von 53 GW im Status quo ist daher von einer fünf- bis siebenfachen Leistung auszugehen (vgl. Anhang B.2 und Abbildung 14).

Erläuterung und Abgrenzung der Gruppe der Mischanlagen (Last & Erzeugung)

In der Gruppe der Mischanlagen sind Stellregler zusammengefasst, welche sich dadurch charakterisieren, dass sie sowohl Strom in das Netz einspeisen als auch diesen entnehmen. Die Priorisierung zwischen Bezug und Einspeisung erfolgt dabei nach individuellen Präferenzen. Damit bilden diese Stellregler aus Blickrichtung des Netzes eine Mischform ab, die sowohl einspeist als auch als Last im Netz Strom entnimmt.

10. Installierte Leistung Speicher

Die Stromspeicher freuen sich zunehmender Beliebtheit – insbesondere in Kombination mit Erzeugungsanlagen. So bieten diese die Möglichkeit, die Volatilität der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energiequellen für die Nutzung zu glätten und das zeitliche Auseinandergehen von Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Sowohl im Kleinen (bspw. Heimspeicher) als auch im Großen (bspw. Pumpspeicherkraftwerke) findet dieses Prinzip Anwendung. Somit bildet der Speicher eine wichtige Flexibilität im Stromnetz ab. Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 20 – 25 GW installierter Speicherleistung mit nachfolgender Verteilung angenommen:

- Höchstspannungsnetz: 6 – 8 GW (32 %)
- Hochspannungsnetz: 1 – 2 GW (7 %)
- Mittelspannungsnetz: 2 – 3 GW (13 %)
- Niederspannungsnetz: 10 – 12 GW (48 %)

Verglichen mit der installierten Leistung von 11,7 GW im Status quo ist daher von einer Verdopplung der Leistung auszugehen (vgl. Anhang B.3 und Abbildung 14).

11. Anzahl / Leistung der intelligenten Ladestationen

Der Ausbau der intelligenten Ladestationen wird maßgeblich durch den anvisierten Hochlauf der Elektromobilität im Individual- und Schwerlastverkehr (bspw. eBus oder eLkw) vorangetrieben. Die Kopplung zwischen Verkehrs- und Stromsektor soll zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei der Mobilität beitragen. Die intelligente Ladestation zeichnet sich insbesondere durch ihr zukünftiges Potenzial zur bidirektionalen Steuerung und Regelung aus. Damit kann durch die intelligente Ladestation das Potenzial der mobilen Speicher in den E-Fahrzeugen gehoben werden. Die Bezeichnung „mobiler Speicher“ wird hier verwendet, um eine Abgrenzung zu den stationären Speichern zu verdeutlichen. Sie soll darüber hinaus zeigen, dass die Nutzung der damit verbundenen Flexibilität zeitlich und örtlich variabel ist. In der Nutzung sind die hier unter „mobile Speicher“ subsumierten Anlagen dem englischen Begriff „Vehicle 2 Grid“ gleichzusetzen. Somit besteht für mobile Speicher neben der klassischen Stromentnahme aus dem Netz auch die Möglichkeit, Strom aus der Batterie des Fahrzeugs in das Netz einzuspeisen. Da diese Einspeisung erst über die Ladeinfrastruktur ermöglicht wird, ist nicht die Anzahl der E-Fahrzeuge, sondern die Anzahl der intelligenten Ladestationen der relevante Stellregler für das Klimaneutralitätsnetz. Ebenso wie die (stationären) Speicher bilden die intelligenten Ladestationen eine wichtige Flexibilität im Stromnetz ab, welche u. a. zur Glättung von Stromspitzen durch Lastverschiebung beitragen können. Schnellladestationen sind von dieser Betrachtung ausgenommen (hier muss der Strom jederzeit zu 100 Prozent zur Verfügung stehen). Diese wurden zwar in der Hochspannungsebene berücksichtigt, besitzen jedoch voraussichtlich keine Möglichkeit zur Rückspeisung in das Stromnetz.

Für das Stromnetz 2030+ wurde ein Zielkorridor von 15 – 20 Millionen Ladestationen ermittelt. Gegenüber dem Status quo von 600.000 Ladestationen bedeutet das mindestens das 25-Fache der Anlagenzahlen, was besonders starke Auswirkungen im Verteilnetz (1,5 % Hochspannungs-, 39,5 % Mittelspannungs- und 59 % Niederspannungsebene – vgl. Anhang B.1 und Abbildung 14) zur Folge hat.

Für die Umrechnung in Leistungsgrößen wurde mit rund 240.000 Schnelladestationen mit durchschnittlich 300 kW in der Hochspannungsebene, rund 1 Million öffentlichen Ladestationen mit durchschnittlich 50 kW und rund 5 Millionen Ladestationen am Arbeitsplatz mit durchschnittlich 22 kW in der Mittelspannungsebene und rund 9 Millionen privaten Ladestationen mit durchschnittlich 11 kW in der Niederspannungsebene gerechnet. Somit ergeben sich folgende installierte Leistungen pro Netzebene:

- Hochspannungsnetz: 72 – 96 GW (240.000 – 320.000 à 300 kW)
- Mittelspannungsnetz: 160 – 215 GW (1 – 1,4 Mio. à 50 kW und 5 – 6,7 Mio. à 22 kW)
- Niederspannungsnetz: 99 – 132 GW (9 – 12 Mio. à 11 kW)

In der folgenden Übersicht (vgl. Abbildung 10) sind die Zielkorridore je Stellregler in Form von Leistungsgrößen in GW aufgeführt. Dies vereinfacht die Analyse der Auswirkungen auf das Stromnetz. Die tabellarische Aufbereitung der Werte ist in Tabelle 2 in Anhang G zu finden. Der massive Zubau an installierter Leistung Wind und PV darf keinesfalls zu der Bewertung führen, dass der benötigte Strom auf der Verbrauchsseite problemlos sichergestellt werden kann. Vielmehr sollte an dieser Stelle der Fokus auf den grundlastfähigen Erzeugern liegen. Da die Kohlekraftwerke nicht mehr zur Verfügung stehen, kann die Leistung ausschließlich durch Gaskraftwerke gesichert werden. Der steigende Leistungsbedarf der Bezugsanlagen sollte hier vor allem ein ernstzunehmendes Warnsignal sein.

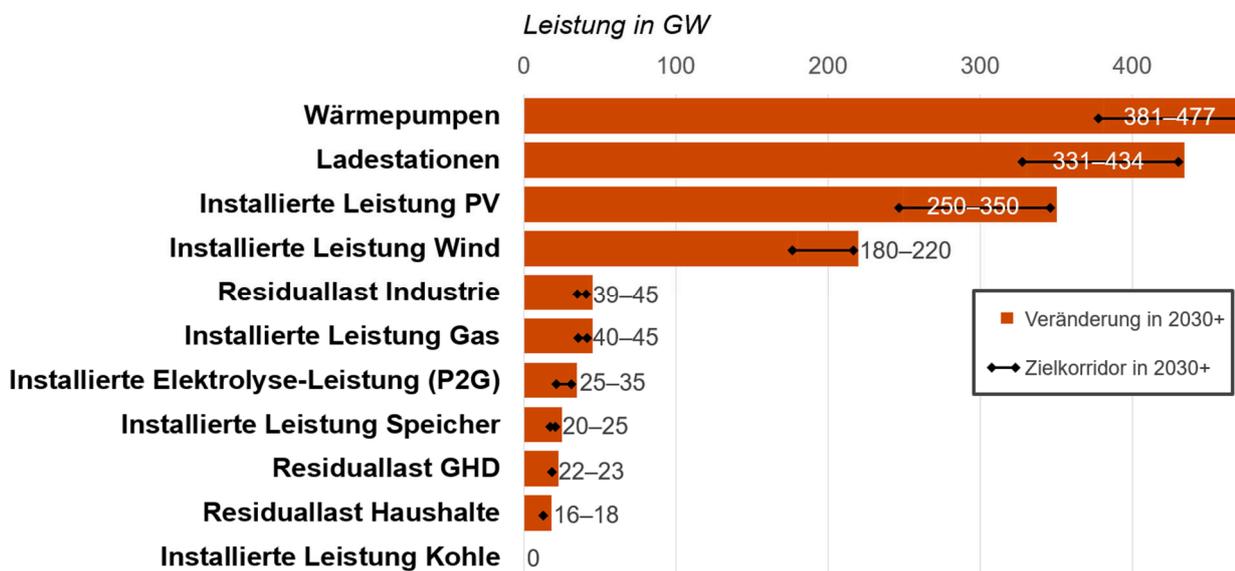


Abbildung 10: Zusammenfassende Übersicht der festgelegten Zielkorridore je Stellregler

4.2.2. Stellreglergruppen

Wie in Kapitel 4.1 schon erläutert, kommen die Stellregler in der Praxis auch oft in Kombination hinter einem Netzanschlusspunkt vor. Eine der gängigsten Kombinationen wird durch den sogenannten „Prosumer“ abgebildet, welcher den Strom sowohl produziert als auch bezieht (konsumiert). Um dies zu berücksichtigen, wurden auch Kombinationen von Stellreglern in Form von Stellreglergruppen abgebildet.

Mit der Einführung von Stellreglergruppen soll der Tatsache Rechnung getragen werden, dass sich an einem Netzanschlusspunkt auch eine Kombination von verschiedenen Stellreglern befinden kann, die – in ihrer Kombination gesehen – andere Potenziale und Auswirkungen auf das Stromnetz 2030+ haben, als wenn diese isoliert betrachtet werden.

Dies betrifft insbesondere die jeweils in der Netzebene befindliche Residuallast in Verbindung mit einem weiteren Stellregler und folgt aus dem Trend heraus, dass Letztverbraucher über alle Netzebenen hinweg an den Entwicklungen der Energiewende partizipieren wollen (Sensibilisierung der Gesellschaft gegenüber der Energiewende) und durch Erzeugungsanlagen und/oder Speicher, die ihre eigene Energie erzeugen, nutzen, ggf. zwischenspeichern aber auch teilweise in das Netz zurückspeisen. Das trifft für größere industrielle Letztverbraucher in der Hochspannungsebene ebenso zu wie für kleine Letztverbraucher in der Niederspannungsebene.

Um die Entwicklungen auch hinsichtlich der Auswirkungen auf das Klimaneutralitätsnetz bewerten zu können, wurden verschiedene Stellreglergruppen gebildet (vergleiche Fälle 0 bis 3 in Abbildung 11). Durch dieses Vorgehen sollen neben dem klassischen strombeziehenden Letztverbraucher auch solche Fälle abgebildet werden, bei denen neben dem Strombezug zusätzlich auch eine Anlage zur (Eigen-)Erzeugung (bspw. PV-Anlage) oder eine weitere zu flexibilisierende Bezugsanlage (bspw. eine Wärmepumpe) oder eine Kombination aus beidem (Anlage zur (Eigen-)Erzeugung und flexible Bezugsanlage) vorhanden ist. Dieses Prinzip ist in der nachfolgenden Abbildung 11 dargestellt. Die Darstellung umfasst eine Bezugsanlage als einzigen Stellregler (Fall 0, nur Residuallast) sowie die Kombination mit einer Erzeugungsanlagen (Fall 1), einer weiteren flexiblen Bezugsanlage (Fall 2) sowie einer Kombination aus Erzeugungsanlage und flexibler Bezugsanlage (Fall 3).

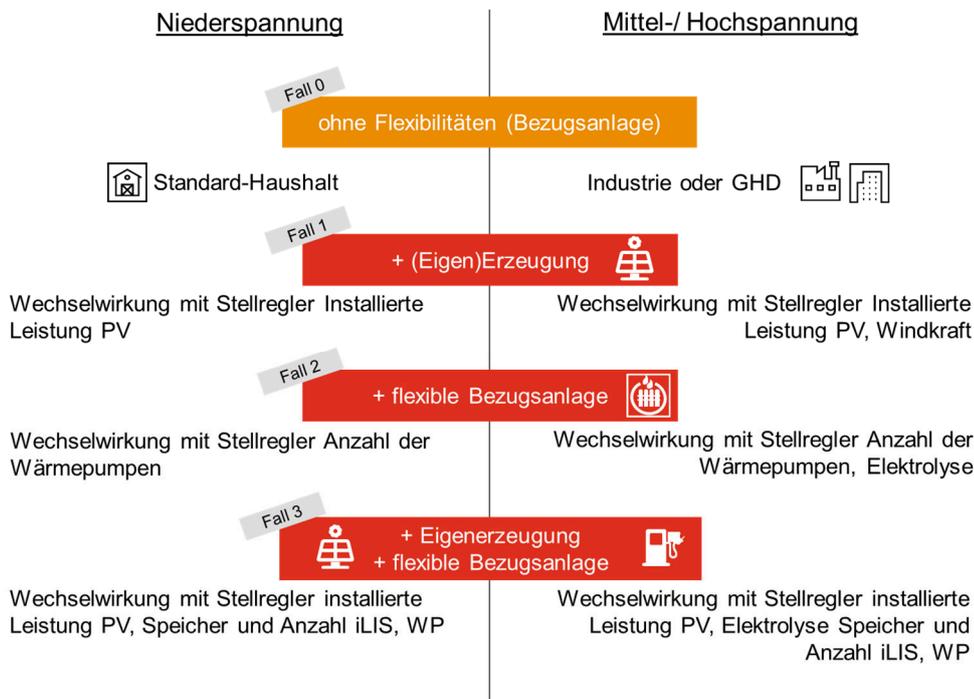


Abbildung 11: Abbildung der Kombinationen zwischen Stellreglern im Klimaneutralitätsnetz

Bereits heute gibt es in Deutschland Haushalte, die nicht nur Strom beziehen, sondern darüber hinaus Strom selbst erzeugen. Seit Ende 2020 sind 1,3 Millionen PV-Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert. Der Anteil beträgt immerhin 11 Prozent (bezogen auf das offene Potenzial) und hat im Süden Deutschlands die höchste Sättigungsquote²⁵. Davon besitzen bereits knapp 300.000 Betreiber (23 %) einen Stromspeicher²⁶.

Das Stromnetz wird auf seinem Transformationspfad hin zum Klimaneutralitätsnetz noch deutlich stärker als heute von den zuvor beschriebenen Entwicklungen bei den privaten, gewerblichen und industriellen Stellreglergruppen geprägt sein. 2030+ werden die hinter dem Netzanschlusspunkt stattfindende Stromerzeugung, Stromspeicherung und Stromnutzung anders und häufiger zusammenwirken, als es heute noch der Fall ist. Um diese grundlegende Änderung des Letztverbraucherhaltens abzubilden, werden in der Studie je Netzebene die verschiedenen Stellreglergruppen beschrieben. Die Beschreibung umfasst dabei die Kombinationsarten der Stellregler hinter dem Netzanschlusspunkt. Bis 2030+ wird sich die Energiewelt grundsätzlich ändern müssen. Haushalte, die nur noch Strom beziehen, werden die Minderheit bilden. Bei einer Versechsfachung der installierten PV-Leistung (vgl. Entwicklungspfade aus Abbildung 4) ist davon auszugehen, dass sich die Anzahl der PV-Anlagen auf Wohngebäuden ebenfalls mindestens versechsfacht. Dann wären in diesem Bereich knapp 8 Millionen Anlagen an das Netz angeschlossen. Hier stehen nicht nur Installateure vor einer Mammutaufgabe. Die Netzbetreiber müssen frühzeitig die Netzanschlussvorhaben analysieren und ihre langfristige Netzplanung respektive das strategische Assetmanagement für diese Herausforderungen auslegen. Hier kann durchaus von einem Netzanschlussmanagementprozess gesprochen werden. Denn die Anlagen – insbesondere sobald über den Standard-Haushalt hinaus Erzeugungs- und/oder flexible Bezugsanlagen angeschlossen werden – sind an das Kommunikationsnetz anzubinden und besitzen in Bezug auf Power-Quality vielfache Wechselwirkungen zu anderen elektrotechnischen Komponenten am Netzanschlusspunkt bzw. in dessen unmittelbarer Nähe. Daher ist es wichtig,

²⁵ Vgl. (Research 2021)

²⁶ Vgl. (Statista, Anzahl insgesamt installierter Photovoltaik-Stromspeicher in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2021 2022)

die Auswirkungen der Stellreglergruppen zu analysieren und die speziellen Anforderungen dieser Kombinationen (vgl. Kapitel 4.5) zu detektieren.

4.3. Struktur des bisherigen Stromnetzes

Bevor aus den bisher beschriebenen Entwicklungen die Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz hergeleitet werden, lohnt sich der Blick auf den Status quo. Das heutige Stromnetz ist allein aus den Rahmenbedingungen der Vergangenheit heraus immer noch weitgehend für den Energietransport von der Höchstspannungs- in die Niederspannungsebene ausgelegt. Für eine effiziente und kostengünstige Energieversorgung wurden die überwiegend mit fossilen und nuklearen Energieträgern betriebenen Großkraftwerke zur Stromerzeugung in räumlicher Nähe zu den großen Ballungszentren und Industriestandorten errichtet. So war es möglich, diese Regionen über kurze Übertragungswege im Höchstspannungsnetz und die darunterliegenden Verteilnetzen der Hoch- bis Niederspannung mit elektrischer Energie zu versorgen. Die ländlichen Regionen, welche in der Regel eine geringere Lastdichte aufweisen, waren überwiegend durch einzelne Stränge im Hochspannungsnetz und die dahinter liegenden Verteilnetze angeschlossen. Durch die – teilweise deutlich – geringere Lastdichte in den ländlichen Gebiet wurden die Stromnetze zur Versorgung dieser Regionen entsprechend geringer dimensioniert.

Großkraftwerke wurden in der Höchstspannungsebene und kleinere Kraftwerke an Industriestandorten oder städtische Heizkraftwerke in der Hochspannungsebene angeschlossen. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gab es bis in die 2000er-Jahre nur im geringen Umfang. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2000 bei nur 6,2 Prozent²⁷.

In diesem System der elektrischen Energieversorgung war die Sicherstellung der Systemstabilität im Stromnetz noch vergleichsweise einfach zu gewährleisten, da der Einsatz der Kraftwerke zur Sicherung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch gut planbar und weitgehend ohne den Einfluss externer Faktoren wie bspw. des Wetters erfolgen konnte. Zudem haben die fossilen Erzeugungsanlagen mit ihren rotierenden Massen den überwiegenden Großteil der Systemdienstleistungen für den Betrieb des Stromnetzes bereitgestellt. Die dafür wesentliche Leistungs-Frequenz-Regelung konnte dabei allein von den vier Übertragungsnetzbetreibern geleistet werden.

Die Residuallasten waren entsprechend ihres Leistungsbedarfs fast ausschließlich im Verteilnetz der Hoch- bis Niederspannungsebene angeschlossen. Typische Letztverbraucher in der Hochspannungsebene waren größere Industrieunternehmen. In der Mittelspannungsebene waren üblicherweise die kleineren Industriebetriebe sowie größere Letztverbraucher aus der Kategorie „Gewerbe, Handel und Dienstleistung“ verortet. Die kleineren Unternehmen dieser Kategorie sowie die Haushaltskunden waren charakteristisch für den angeschlossenen Letztverbraucher am Niederspannungsnetz. Bis weit in die 1990er-Jahre hinein war es üblich, dass diese Residuallasten ausschließlich Strom bezogen haben. Eine nennenswerte Stromerzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie fand nicht statt.

Für dieses evolutionär gewachsene Netz änderten sich dann, getrieben durch die Energiewende, die Rahmenbedingungen mit zunehmender Geschwindigkeit.

Der Anteil des durch erneuerbare Quellen erzeugten Stroms stieg rasant. Mit 236,7 TWh Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2021 betrug der Anteil 40,9 Prozent an der gesamten Stromerzeugung (vgl. Abbildung 12). Damit wird schon heute in Deutschland mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt als aus den fossilen Energieträgern Braun- und Steinkohle (zusammen 162,6 TWh in 2021)²⁸.

²⁷ Vgl. (BMWK, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2015) S. 5

²⁸ Vgl. (S. Bundesamt, Bruttostromerzeugung in Deutschland 2022)

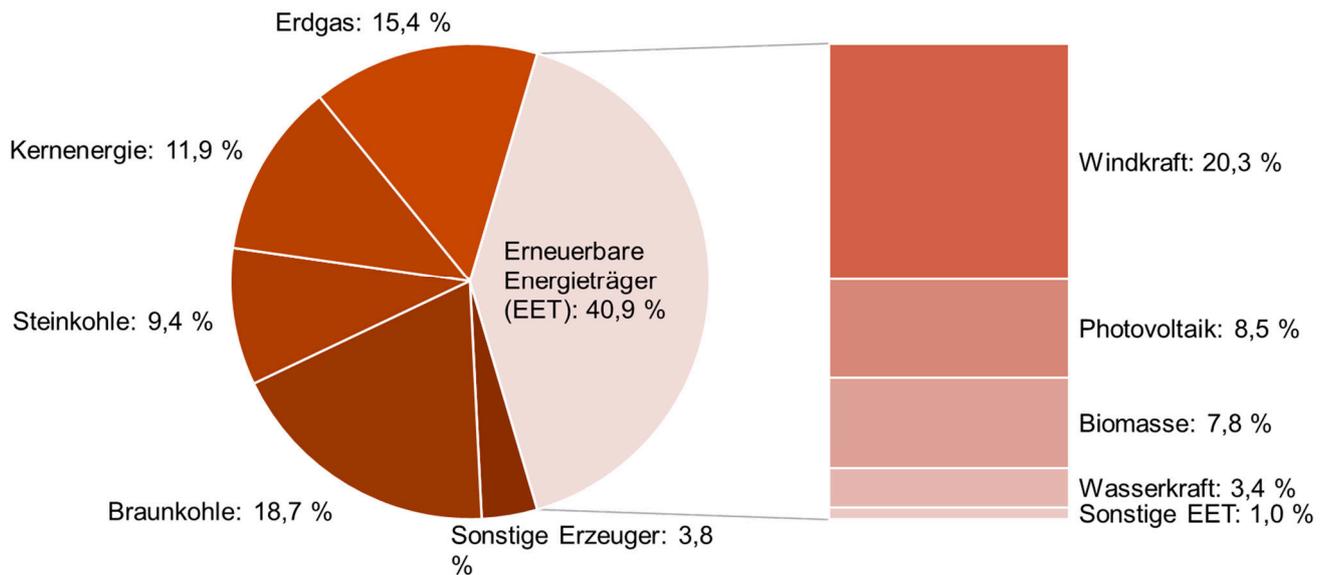


Abbildung 12: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2021

Die installierte Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg über alle Netzebenen hinweg an. Im Jahr 2021 waren Anlagen mit einer installierten Summenleistung von 133 GW²⁹ an das Stromnetz angeschlossen.

Die Besonderheiten der EE-Stromerzeugung im Vergleich zu den Großkraftwerken sind folgende: Großkraftwerke können punktuell eine sehr hohe Erzeugungsleistung an einem Ort zur Verfügung stellen. Die Stromerzeugung mit Windenergieanlagen oder PV-Anlagen ist hingegen eher kleinteilig und findet daher über große Flächen verteilt statt. Für die EE-Stromerzeugung muss folglich eine sehr hohe Anzahl von Anlagen mit vergleichsweise kleinen Leistungen und einer hohen Dezentralität errichtet werden.

Diese „Kleinteiligkeit“ und Dezentralität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien spiegelt sich auch heute schon in der hohen Anzahl der Erzeugungsanlagen wider. So waren beispielsweise im Jahr 2020 fast zwei Millionen solcher Anlagen im Einsatz³⁰. Damit beträgt die durchschnittliche Anlagengröße gerade mal etwas mehr als 66 kW. Es verwundert daher nicht, dass der Zubau der EE-Strom-Erzeugungsanlagen überwiegend in den Verteilnetzen stattfand. Im Jahr 2020 waren 95 Prozent der installierten Anlagen zur EE-Stromerzeugung an den drei Netzebenen der Verteilnetze angeschlossen³¹.

Was bedeutet das für die Anforderungen an das heutige Stromnetz?

Bereits heute sind im Verhältnis zu den wenigen Großkraftwerken eine Vielzahl von EE-Anlagen einzubeziehen, um im Gesamtsystem wesentliche Effekte bzgl. der Steuerung zu ermöglichen. Zudem müssen die vielen EE-Anlagen prinzipiell in eher geringer dimensionierte Stromnetze integriert werden, was diese teilweise schon heute an ihre Grenzen bringt. Weitere Herausforderungen entstehen durch die Ortsverschiedenheit von Last und Erzeugung, die sich u. a. bundesweit in einem Nord-Süd-Gefälle auswirkt und damit auch auf den vorgelagerten Netzebenen einen erheblichen Netzausbaubedarf schafft. Schließlich ist die große Volatilität bei der EE-Stromerzeugung durch die Wetterabhängigkeit auszugleichen.

²⁹ Vgl. (Statista, Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2021 2022)

³⁰ Vgl. (BDEW, Fast zwei Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen versorgen Deutschland mit grünem Strom 2020)/

³¹ Vgl. (BDEW, Fast zwei Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen versorgen Deutschland mit grünem Strom 2020)

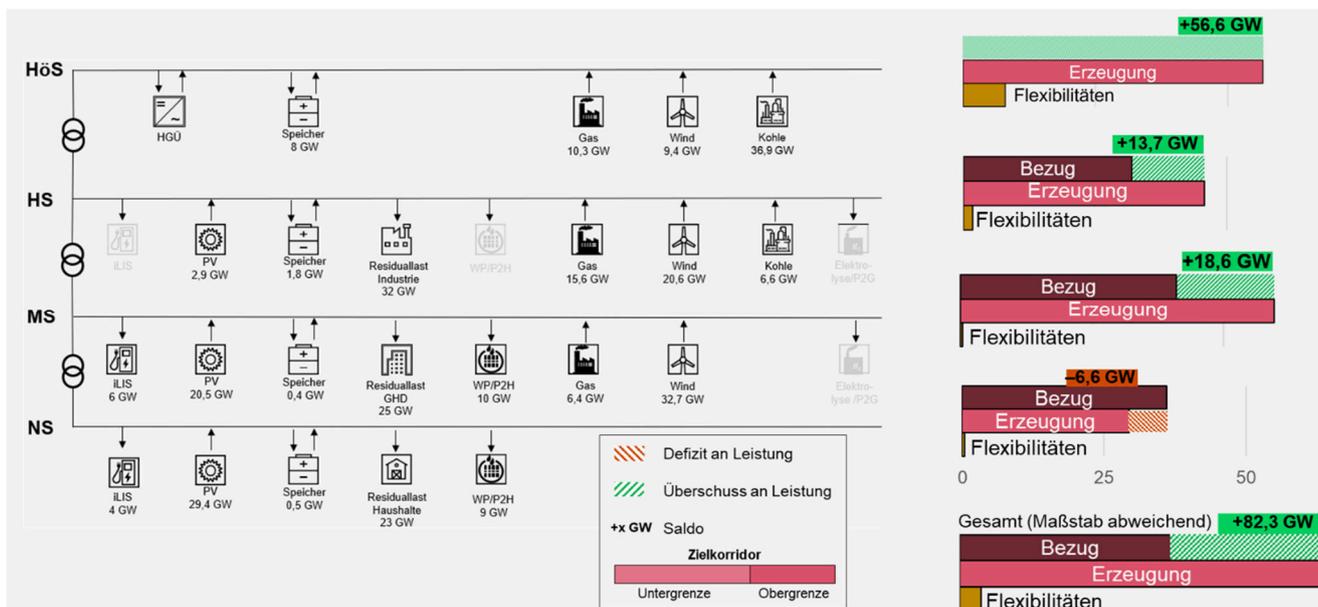


Abbildung 13: Das Stromnetz und seine Stellregler im Status quo

Die Erzeugungstopologie ist stark durch den unidirektionalen Stromfluss – ausgehend von den Großkraftwerken in den oberen Netzebenen (Höchst- und Hochspannungsebene) – geprägt. Die akkumulierte Leistungsbilanz über alle Spannungsebenen zeigt heute einen Überschuss von mehr 80 GW, was in etwa der aktuellen Jahreshöchstlast entspricht. Dass diese Leistung dennoch zukünftig nicht mehr ausreichen könnte, um jederzeit die Versorgung aller Verbraucher sicherzustellen, wenn diese unkoordiniert ihre Energie beziehen würden, zeigen Analysen der Übertragungsnetzbetreiber³².

Hier wurde aufgezeigt, dass Deutschland unter bestimmten Rahmenbedingungen bereits ab dem Jahr 2022 in besonders kritischen Situationen nicht in der Lage ist, die benötigte Leistung selbst zu produzieren und somit auf einen Stromimport aus dem europäischen Verbundnetz angewiesen sein kann.

Die heutige Auslegung der Stromleitungen und Umspannanlagen basiert auf dem Betriebsmodell, dass die in den am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossenen Kraftwerken erzeugte Energie bis in die Niederspannungsebene transportiert werden muss. Durch die Entwicklungen der kommenden Jahre werden sich diese Aufgaben für die Stromnetze und ihre Umspannanlagen jedoch deutlich verändern. Wenn sich künftig die Richtung des Stromflusses umkehrt und große Energiemengen erst in die oberen Ebenen zugeleitet werden müssen, um sie zum Verbraucher zu transportieren, stehen insbesondere Netzbetreiber vor großen Herausforderungen.

Die Umspannebenen sind frühzeitig für genau diese neuen Zukunftsszenarien auszulegen und nicht mehr auf die klassische, unidirektionale Energieversorgung der letzten Jahrzehnte.

³² Vgl. (Netztransparenz.de 2020)

4.4. Das Klimaneutralitätsnetz

Die Entwicklungen der kommenden Jahre bedingen, dass in deutlich weniger Zeit mehr erreicht werden muss als bisher. Die im sog. Osterpaket beschlossene Anhebung des Ausbauziels für EE-Strom auf fast 100 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs bis 2035 bedeutet, dass der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen sich innerhalb dieses Jahrzehnts mehr als verdoppeln muss³³. Weitere, im Koalitionsvertrag festgehaltene Ziele für das Erreichen der Klimaneutralität werden den Zubau von Speichern, Ladeinfrastruktur sowie weiteren steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen deutlich beschleunigen. Einen umfassenden Überblick der geplanten Veränderungen vermitteln die Szenarien 2030+ (Kap. 3).

Die in Kapitel 4.2 dargestellte Überführung kommender Veränderungen in Stellregler erlaubt eine Konkretisierung der Herausforderungen für die künftigen Stromnetze. Es zeigt sich, dass eine nachhaltige Änderung der Strukturparameter stattfinden wird. Die Volatilität, Kleinteiligkeit und Dezentralität auf der Erzeugungseite wird weiter zunehmen und muss mit deutlich veränderten Lastverhalten auf der Bezugsseite in Einklang gebracht werden. Diese Entwicklungen führen netzseitig dazu, dass eine **Abkehr von der bisher immer noch dominierenden unidirektionalen Energieversorgung hin zu einer lokalen, dezentralen bidirektionalen Energieversorgung mit einer Vielzahl von Anlagen zur Stromerzeugung** stattfindet. Verstärkt wird diese Entwicklung in den kommenden Jahren durch die dringend erforderliche Sektorkopplung und damit einhergehende Elektrifizierung, bei der sehr große Mengen des EE-Stroms für die Dekarbonisierung der Wärme und Mobilität genutzt werden sollen.

In den kommenden Jahren wird eine umfassende Veränderung des Energiesystems stattfinden, die weit über das hinausgeht, was bisher bereits im Rahmen der Energiewende stattgefunden hat. Um diese Herausforderung erfolgreich meistern zu können, sollten auch die Erkenntnisse aus den bisherigen Jahren genutzt werden. Der Zubau von Anlagen zur EE-Stromerzeugung hat weitgehend ohne einen übergeordneten Masterplan für die erforderlichen Infrastrukturanpassungen stattgefunden. Der Ausbau der EE-Stromerzeugung ist daher nicht selten zu Lasten der bisherigen Reserven in der Netzsubstanz erfolgt. Gerade in ländlichen Gebieten sind die Verteilnetze bezogen auf ihre Kapazität und Auslastung schon heute an ihrem Limit angekommen. Zudem ist es auch heute noch erforderlich, neue Übertragungstrecken zu schaffen, um Ballungsräume im Süden und Westen mit den EE-Erzeugungsanlagen im Norden und Osten zu verbinden. Zusätzlich fallen Großkraftwerke weg, die bisher relevante Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erfüllt haben. Die neuen lokalen und dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung müssen in das unidirektional geführte System integriert werden. Um weiterhin einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können, müssen auch die lokalen und dezentralen Erzeugungsanlagen Systemdienstleistungen erbringen. Die in Kapitel 4.2 durch die Stellregler beschriebenen künftigen Entwicklungen, welche einer deutlich höheren Änderungsgeschwindigkeit unterliegen, erfordern eine dringliche Weiterentwicklung der Stromnetze (inkl. Betrieb und Datenkommunikation) in Übereinstimmung mit den Bedürfnissen und Anforderungen einer erneuerbaren, klimaneutralen und sektorübergreifenden Energieversorgung.

Dieses Klimaneutralitätsnetz ist die Stromnetzinfrastruktur für den Zeitraum nach 2030, die es erlaubt, die durch die Klimaziele angestoßene Transformation hin zu einem Energiesystem, welches komplett auf erneuerbaren Energien beruht, unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit abzubilden. Die Klimaziele beinhalten eine verpflichtende THG-Emissionsminderung mit dem Ziel, zur Mitte des Jahrhunderts (2045) über alle Sektoren hinweg in der Nettobetrachtung keine Treibhausgase mehr zu emittieren. Diese Verpflichtung veranlasst die heutigen THG-Emittenten vermehrt dazu, die Dekarbonisierung ihrer Prozesse und Anwendungen voranzutreiben und abzuschließen, und bewirkt eine nahezu komplette Abkehr von fossilen Energieträgern wie Erdgas, Erdöl oder Kohle. Zur Substitution dieser fossilen Energieträger dominieren vor allem strombasierte Anwendungen oder grüner Wasserstoff die technischen Lösungen. Das führt dazu, dass weitere Sektoren direkt (bei strombasierten Anwendungen) oder indirekt (bei grünem Wasserstoff) auf den Stromsektor zurückgreifen. Diese fortgeführte Energiewende forciert in der Energiewirtschaft den Abschluss des umfassenden Transformationsbedarfs. Aus heutiger Sicht „neuartige“ strombasierte Anwendungen für die Elektrifizierung von Sektoren (Sektorkopplung) wie bspw. Elektrolyseure, intelligente Ladeinfrastrukturen oder Speicher sind im Klimaneutralitätsnetz integraler Bestandteil der Energieinfrastruktur. Zur nachhaltigen THG-Minderung wird der – künftig noch einmal höher ausfallende – Strombedarf zu 100 Prozent durch erneuerbare Energien gedeckt werden müssen. Dies geht mit einem noch stärkeren Ausbau und der Netzintegration von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung einher. Die in diesem Kontext maßgeblichen Rahmenbedingungen für das Klimaneutralitätsnetz werden in dieser Studie durch die Stellregler konkretisiert.

³³ Vgl. (BMWK, Überblickspapier: Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Erweiterung der Vorsorgemaßnahmen 2022)

Für den Umbau zum klimaneutralen Energiesystem wird es aber nicht ausreichen, lediglich auf den Stromnetzausbau zu setzen. Als Leitlinie sollte das im Netzentwicklungsplan genannte Prinzip „NOVA – Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau“ gelten.

Es wird daher eine grundlegende Neuausrichtung in der Systemführung geben müssen, welche auf neue integrierte, intelligente Steuerungs-, Regelungs- und Automatisierungstechniken sowie die passende Informations- und Kommunikationstechniken zurückgreift.

Mit diesem Schritt wird die Abkehr von einem unidirektional geführten Stromnetz hin zu einem lokalen, dezentrale Energiere Ressourcen verbindenden, von bidirektionalen Lastflüssen dominiertem sowie durch Volatilität und Flexibilität geprägten Klimaneutralitätsnetz abgeschlossen.

Welche weiteren und neuen Funktionalitäten das Klimaneutralitätsnetz dazu bereitstellen muss, ist Gegenstand von Kapitel 5. Im Folgenden werden die Auswirkungen der kommenden Entwicklungen auf den einzelnen Netzebenen im Klimaneutralitätsnetz beschrieben, auf deren Basis die Anforderungen und Funktionalitäten für das Klimaneutralitätsnetz abgeleitet werden können. Das Stromnetz im Szenario 2030+ inklusive der Zielkorridore der Stellregler ist in der folgenden Abbildung 14 dargestellt.

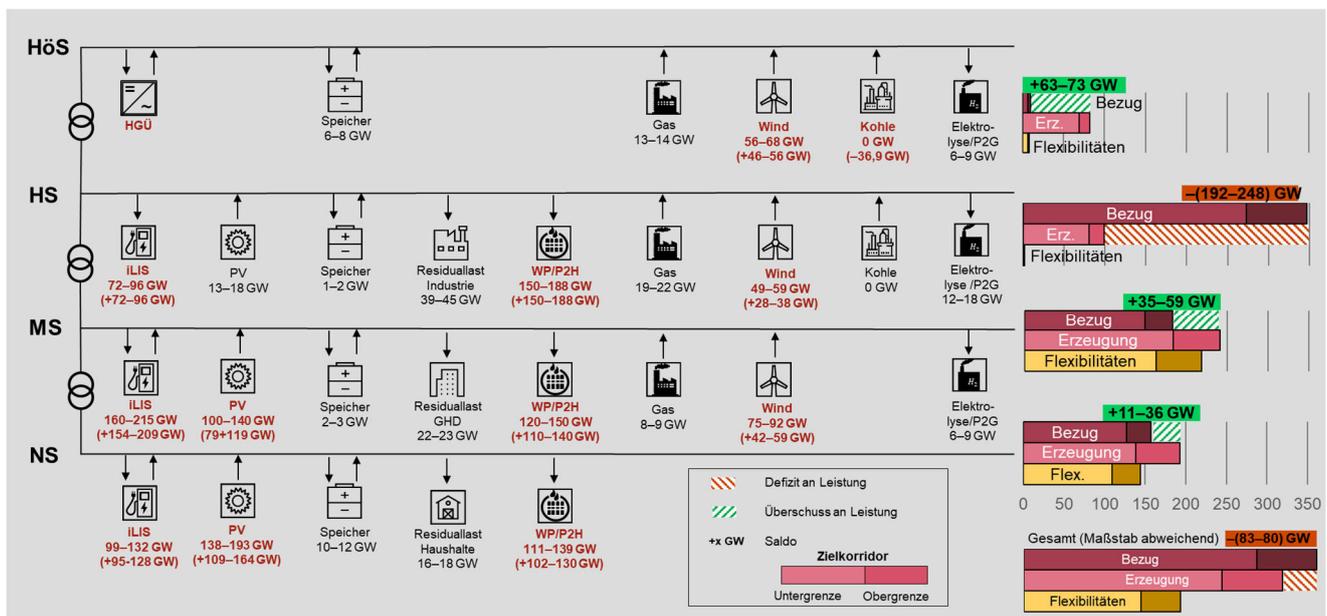


Abbildung 14: Szenario 2030+ (Rahmenbedingungen für das Klimaneutralitätsnetz)

Die notwendige Transformation ist hieraus sehr deutlich ableitbar. Der Wegfall der Großkraftwerke führt zu einer Verlagerung der Anschlusspunkte von Erzeugungsanlagen hin in die Verteilnetze. In Zeiten niedriger Einspeiseleistung muss das Höchstspannungsnetz aber nach wie vor genügend Transportkapazität bereitstellen können, um benötigte Energie über die Kuppelstellen importieren zu können. Die Stromversorgung wird dadurch zunehmend dezentraler und ist stärker auf die Einspeisung volatiler Erzeuger wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen angewiesen. In der Mittel- und Niederspannungsebene kann in Regionen mit hoher EE-Einspeisung, gerade bei günstiger Wetterlage (Wind und Sonne), schnell eine große Erzeugungsleistung vorhanden sein, die zu einer Rückspeisung in die vorgelagerten Netzebenen führt. Dies ist für die Leistungsbilanz von Bedeutung, wenn der Leistungsbedarf in der Hochspannungsebene – selbst an windigen, sonnigen Tagen – so groß ist, dass ein negativer Saldo entsteht, welcher nur durch Rückspeisung aus den unterlagerten Netzebenen und Einsatz von Flexibilität in der Hochspannungsebene ausgeglichen werden kann.

Doch nicht nur der Ausgleich der Energiebilanz ist eine große Herausforderung. Die geplanten Ausbauziele übersteigen um ein Vielfaches die aktuellen installierten Leistungen – sowohl auf der Erzeuger-, als auch auf der Verbraucherseite. Die Hochspannungsebene ist insbesondere durch den Ausbau der Bezugsanlagen betroffen (+241 - 315 GW). Das betrifft auch die Mittelspannungs- (+113 - 147 GW) und Niederspannungsebene (+95 - 125 GW). Allerdings ist dort auch von einem starken Ausbau der installierten Erzeugungsleistung auszugehen. Diese Leistung wird sich in der Mittelspannungsebene **verdrei- bis zu vervierfachen** und in der Niederspannungsebene sogar **versechs- bis zu verachtfachen**. Diese Anlagen gilt es künftig ohne große Verzögerungen an das Stromnetz anzuschließen, in Betrieb zu nehmen und intelligent miteinander zu vernetzen.

Die Aufgaben der Höchstspannungsebene im Szenario 2030+

Die Höchstspannungsebene im Klimaneutralitätsnetz übernimmt wichtige Übertragungs- und Transitfunktionen, um die örtlichen Unterschiede zwischen der EE-Stromerzeugung und dem Stromverbrauch deutschlandweit auszugleichen. Windstrom aus dem Norden und Osten wird bspw. in die Lastzentren im Westen und Süden transportiert. Insbesondere dafür sowie zur Kopplung der Stromnetze mit unseren europäischen Nachbarn kommen HGÜ-Leitungen (Punkt-zu-Punkt-Verbindungen sowie ein vermaschtes DC-Netz) zum Einsatz. Die Kopplung mit den Drehstromnetzen erfolgt an ausgewählten Netzknoten über entsprechende Konverter. Erzeugungseits sind große (Offshore-)Windparks (Gesamtleistung 56 – 68 GW) sowie Großspeicher (bspw. Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6 – 8 GW) in der Regel auf Ebene der Höchstspannung angeschlossen. Zum kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen/Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch sind zusätzlich wasserstofffähige Gaskraftwerke in der Höchstspannungsebene angeschlossen. Diese können zusätzlich auch weitere Systemdienstleistungen erbringen. Durch den vollständigen Wegfall der Kohle- und Kernenergiekapazitäten wird sich in Folge der Verschiebung der geografischen Einspeisepunkte der Transportbedarf in der Höchstspannungsebene stark erhöhen. **Allgemein kann von einem starken Erzeugungsüberschuss ausgegangen werden (63 – 73 GW).** Das Übertragungsnetz muss daher künftig der zunehmenden europäischen Vernetzung und erforderlichen Flexibilisierung gerecht werden.

Die Aufgaben der Hochspannungsebene im Szenario 2030+

Um die örtlichen Unterschiede zwischen der EE-Stromerzeugung und dem Stromverbrauch lokal auszugleichen, werden typischerweise über die Hochspannungsebene im Klimaneutralitätsnetz die Strommengen regional verteilt. Erzeugungseits sind neben großen (Onshore-)Windparks auch PV-Freiflächenanlagen sowie größere Batteriespeicher in der Hochspannungsebene angeschlossen. Zum kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen/Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch befinden sich zusätzlich kleinere wasserstofffähige Gaskraftwerke in der Hochspannungsebene. Neue strombasierte Anwendungen wie bspw. die intelligente Ladeinfrastruktur (u. a. Schnelllade-Parks an Autobahnen oder „Megawatt-Charging“ für den Schwerlastverkehr durch eBus und eLkw mit einer Gesamtleistung von 72 – 96 GW), industrielle Großwärmepumpen (150 – 188 GW) oder Elektrolyseure (12 – 18 GW) werden durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren vermehrt als neue Lasten in der Hochspannungsebene integriert. In der Hochspannungsebene befinden sich als Residuallast überwiegend großindustrielle Anwendungen. Die Ausbauprogramme in dieser Netzebene dürfen keinesfalls unterschätzt werden, da sich diese primär auf die Verbrauchsseite beschränken. Die hohen Leistungen, die Ladestationen und Wärmepumpen fordern, werden vermehrt aus anderen Netzebenen kommen müssen – insbesondere aus der Mittel- und Niederspannungsebene. Da die Erzeuger in diesen Ebenen stark volatil sind, ist die Abhängigkeit von der Wetterlage stärker als je zuvor einzustufen. Steht der EE-Strom nicht zur Verfügung, werden Flexibilitätsmaßnahmen wie Laststeuerung eingesetzt werden müssen. **Daher ist künftig in dieser Netzebene insgesamt, aber mit regionalen Unterschieden, von einem Erzeugungsdefizit auszugehen (192 – 248 GW).**

Die Aufgaben der Mittelspannungsebene im Szenario 2030+

Die Mittelspannungsebene im Klimaneutralitätsnetz übernimmt wichtige Verteilungsfunktionen auf der regionalen Ebene, um die Leistung der angeschlossenen Anlagen aufzunehmen bzw. für diese bereitzustellen. Bezogen auf die Anzahl der erneuerbaren Stromerzeuger sind in der Mittelspannungsebene die zweitmeisten Anlagen angeschlossen. Damit ist die Mittelspannungsebene wesentlich für den Anschluss lokaler und dezentraler Anlagen. Erzeugungseits sind kleinere (Onshore-)Windparks (Gesamtleistung 75 – 92 GW), kleinere PV-Freiflächenanlagen und große PV-Dachanlagen (bspw. Gewerbedächer und Kundenanlagen) mit einer PV-Gesamtleistung von 100 – 140 GW sowie Batteriespeicher und Biomasseanlagen in der Mittelspannungsebene angeschlossen. Zum kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen/Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch befinden sich zusätzlich kleine wasserstofffähige Gaskraftwerke in der Mittelspannungsebene. Neue strombasierte Anwendungen wie bspw. intelligente Ladeinfrastrukturen (einzelne Schnelllader oder Ladeparks mit einer Gesamtleistung von 160 – 215 GW), Quartiers-Großwärmepumpen (120 – 150 GW) oder Elektrolyseure (6 – 9 GW) werden durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren vermehrt als neue Lasten in die Mittelspannungsebene integriert. Als Residuallast in der Mittelspannungsebene befinden sich überwiegend Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungsbetriebe und kleine industrielle Anwendungen. Die Mittelspannungsebene muss darüber hinaus wesentliche Beiträge für den sicheren Betrieb der nachgelagerten Niederspannungsebene leisten. In den Zeiten eines klassischen unidirektionalen Lastflusses muss die Energie den in der Niederspannungsebene angeschlossenen Verbrauchern bereitgestellt werden. Schon heute ist aber zu erkennen, dass gerade in lastschwachen Gebieten mit hohem Anteil an EE-Erzeugung vielfach mit einer Rückspeisung von der Niederspannungs- in die Mittelspannungsebene zu rechnen ist. **Dieser Überschuss kann künftig 35 – 59 GW betragen.**

Die Aufgaben der Niederspannungsebene im Szenario 2030+

Die Verteilung der Strommengen auf lokaler Ebene liegt in der Verantwortung der Niederspannungsebene. Bezogen auf die Anzahl sind in der Niederspannungsebene die meisten EE-Anlagen angeschlossen. Dominiert werden diese von PV-Anlagen (Gesamtleistung 138 – 193 GW). Die damit verbundene große Volatilität hinsichtlich der verfügbaren Erzeugungsleistung ist eine der größten Herausforderungen im Klimaneutralitätsnetz. Die Versorgung muss zu jeder Zeit – insbesondere spätabends bei wenig Wind – durch vorhandene Flexibilitäten und den Bezug aus höheren Netzebenen sichergestellt werden. Darüber hinaus muss an sonnigen, windigen Tagen auch die Möglichkeit geschaffen werden, den EE-Strom zu verbrauchen, speichern oder in eine höhere Netzebene einzuspeisen. Der Erzeugungsüberschuss kann (insbesondere an sonnigen Tagen) 11 – 36 GW betragen. Zudem zeichnet sich die Niederspannungsebene gerade in Verbindung mit den angeschlossenen Lasten mit einer sehr hohen Lokalität, Dezentralität und Komplexität aus. Erzeugungsseitig sind neben kleineren PV-Dachanlagen auch Batteriespeicher (Gesamtleistung 10 – 12 GW) angeschlossen. Als Residuallast in der Niederspannungsebene befinden sich überwiegend Haushaltskunden und kleine Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbetriebe. Neue strombasierte Anwendungen wie bspw. intelligente Ladeinfrastrukturen (einzelne Ladestationen/Wallboxen mit einer Gesamtleistung von 99 – 130 GW) oder Wärmepumpen (111 – 139 GW) werden durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren vermehrt als neue Lasten in der Niederspannungsebene integriert. Eine Besonderheit dabei ist, dass Wärmepumpen in einem trägen System („passiver Wärmespeicher“ Haus) eingesetzt werden und daher in gewissen Zeitspannen abgeschaltet werden können. Auf diese Steuerbarkeit müssen Netzbetreiber zukünftig zurückgreifen können, wenn in den zuvor beschriebenen Extremszenarien eine Anpassung der Lastsituation erforderlich ist.

Die Aufgaben der Umspannwerke im Szenario 2030+

Die Extremsituationen bei starker EE-Einspeisung und geringem Lastbedarf (Leistungsüberschuss) sowie bei fehlender EE-Einspeisung und hohem Lastbedarf (Leistungsbedarf) werden sich künftig verstärken und häufiger auftreten.

Neben einem großen Lastbedarf in der sogenannten Dunkelflaute (keine Erzeugung durch PV- und Windenergieanlagen) führen insbesondere windige, sonnige Tage in Regionen ohne großen Lastbedarf für die Umspannwerke zu einer großen Belastung. Bei dieser Wetterlage steht dort dann in der Mittel- und Niederspannungsebene deutlich mehr Strom zur Verfügung, als benötigt wird. Wenn die Flexibilitäten in den Verteilnetzen ausgereizt, also bspw. die Speicher gefüllt sind, sollen die Anlagen, die faktisch keine Grenzkosten besitzen, möglichst nicht abgeregelt werden, sondern den Strom anderen Verbrauchern oder dem internationalen Strommarkt zur Verfügung stellen. Dazu ist ein Transport über die Umspannebenen in die höheren Netzebenen erforderlich.

Die Betriebsmittel der Umspannwerke sind grundsätzlich für diese Situationen auszulegen, wenngleich unter Effizienzaspekten eine mögliche Abregelung der Erzeugungsanlagen – nur als letzte Maßnahme – in die Betrachtung einbezogen werden sollte. Das zeigt den großen Unterschied zum Status quo, wo die Umspannwerke primär dafür dimensioniert wurden, den Strom von der höheren Netzebene zu den Verbrauchern in der unteren Netzebene zu leiten.

4.5. Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz

In den vorherigen Kapiteln ist dargestellt, wie sich das Stromsystem bis 2030+ verändern muss, um die Klimaneutralität in Deutschland erreichen zu können. Die daraus resultierenden Rahmenbedingungen für das Klimaneutralitätsnetz sind bereits ausführlich dargestellt worden. Insbesondere folgende Entwicklungen sollen hier gesondert hervorgehoben werden, da diese die Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz maßgeblich erhöhen werden:

- Abkehr von der bisher immer noch dominierenden unidirektionalen Energieversorgung hin zu einer lokalen, dezentralen bidirektionalen Energieversorgung mit einer Vielzahl von Anlagen zur Stromerzeugung
- Integration neuer Verbraucher, die EE-Strom für die Sektoren Wärme und Verkehr direkt (bei strombasierten Anwendungen) oder indirekt (bei grünem Wasserstoff) benötigen
- Damit steht für den Netzbetrieb eine Vielzahl an Flexibilitäten für die aktive Steuerung durch leistungsfähige Kommunikation und Datenverarbeitung mit dem Ziel der Parität zwischen Erzeugung und Verbrauch zur Verfügung

- Ein mögliches hohes Leistungsdefizit in der Hochspannungsebene gemeinsam mit einem Erzeugungüberschuss in der Mittel- und Niederspannungsebene führt zu Rückspeisungen mit Belastungen auf den Umspannebenen (regional zu differenzieren).

Aufgaben und Herausforderungen der einzelnen Netz- oder Umspannebenen können wie zuvor dargestellt stark unterschiedlich sein. Daher ist es wichtig, aus den Erkenntnissen der vorigen Kapitel konkrete Anforderungen zu formulieren, denen das Klimaneutralitätsnetz künftig gerecht werden muss.

Dabei ist Folgendes zu unterscheiden:

- Anforderungen, die bereits im Status quo vorhanden sind, deren Erfüllung aber künftig noch herausfordernder wird (übergeordnete Anforderungen)
- Anforderungen, die auf dem Weg zum Klimaneutralitätsnetz neu entstehen (spezifische Anforderungen)

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die künftigen Anforderungen gegebenenfalls nur durch Funktionalitäten erfüllt werden können, die heutzutage noch nicht verfügbar sind oder für deren Einsatz es keine passenden gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmenbedingungen gibt und in Bezug auf die somit ein Entwicklungshemmnis besteht. Es ist also auch aus diesem Grund wichtig, sich bereits heute mit den Anforderungen intensiv auseinanderzusetzen, um frühzeitig die erforderlichen und ggf. gänzlich neuen Funktionalitäten zu identifizieren sowie den gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmen für deren wirtschaftlichen und flächendeckenden Einsatz zu definieren.

Bei der Analyse und Identifizierung der Anforderungen wird im ersten Schritt zwischen den übergeordneten Anforderungen und den spezifischen Anforderungen unterschieden.

Übergeordnete Anforderungen

Eine Anforderung wird als übergeordnet klassifiziert, wenn sie entweder aktuell oder künftig die Grundvoraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb oder aber Basis für die zukünftige dynamisch-optimierte Auslastung des Netzes ist. Daher haben übergeordnete Anforderungen einen Effekt auf alle Netzebenen und Netzgebietstypen (vgl. Kapitel 5.1.).

Grundvoraussetzungen für einen sicheren Netzbetrieb sind z. B. die Frequenzstabilität und Spannungsstabilität³⁴ und die Einhaltung der Netzbetriebsgrenzen sowie Power-Quality-Vorgaben, die zu einer hohen Versorgungsqualität und -sicherheit führen.

Grundvoraussetzung für eine dynamisch-optimierte Auslastung des Netzes sind die sichere Erfassung, der Transport sowie die Verarbeitung und Speicherung von Daten zum aktuellen und künftigen Netzzustand und den wetterabhängigen Rahmenbedingungen. Mit diesen Daten können zudem datenbasierte Geschäftsmodelle ermöglicht werden.

Ein Teil der übergeordneten Anforderungen ist zwar auch heute schon zu erfüllen, allerdings steigen die zugehörigen Herausforderungen in 2030+ weiter stark an, sodass entsprechende Funktionalitäten – bedingt durch die langen Nutzungsdauern der Betriebsmittel – schon frühzeitig verpflichtend zu realisieren sind. Die folgende Auflistung zeigt die übergeordneten Anforderungen im Überblick:

Auf den sicheren Netzbetrieb gerichtete übergeordnete Anforderungen:

- a. Statische Spannungshaltung
- b. Einhaltung der Vorgaben zur Spannungsänderung
- c. Einhaltung der Vorgaben zur Netzqualität / Spannungsqualität in Netzen mit variabler (niedriger) Kurzschlussleistung
- d. Einhaltung der Grenzwerte zu Netzurückwirkungen (Flicker, Oberschwingungen, Unsymmetrien)
- e. Schutzauslösung (Fehlererkennung) in Netzen mit variabler (niedriger) Kurzschlussleistung
- f. Sekundärtechnische Anbindung aller (flexiblen) Anlagen

³⁴ Vgl. (Übertragungsnetzbetreiber, Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 2019)

Auf eine dynamisch-optimierte Netzauslastung ausgerichtete übergeordnete Anforderungen:

- g. Zubau von Sensoren und Aktoren im Netz unter Berücksichtigung der Interoperabilität
- h. Zuverlässige Bereitstellung und Nutzung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten
- i. Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation (Cybersicherheit „System state“)
- j. Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung (Cybersicherheit „System influence“)

Tabelle 1 zeigt die nach sachlichen Ursachen zusammengefasste und mit einer Detaillierung der Herausforderungen untersetzte Darstellung:

Übergeordnete Anforderungen	Bedeutende Herausforderungen in 2030+
<i>Auf den sicheren Netzbetrieb gerichtete übergeordnete Anforderungen</i>	
a. Statische Spannungshaltung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starke Aufspreizung der Netzbelastung durch variable Durchmischung hoher optionaler Gleichzeitigkeit auf Erzeugungs- und Lastseite ▪ Verpflichtung aller Flexibilitäten im Netz zur Ausstattung mit „Spannungsregeloptionen“ – analog zu Erzeugern mit z. B. Q/U-Regelung
b. Einhaltung der Vorgaben zur Spannungsänderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigende Wechselwirkung auf Grund einer Vielzahl von leistungselektronischen Komponenten in EZA und Verbrauchern
c. Einhaltung der Vorgaben zur Netzqualität/Spannungsqualität in Netzen mit variabler (niedriger) Kurzschlussleistung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Variable Sensitivität der Netzspannung auf betriebs- und höherfrequente Lastschwankungen ▪ Unabgestimmte/inkompatible Regelalgorithmen bei flexiblen Erzeugern und Verbrauchern mit der Gefahr von Wechselwirkungen (Aufschwingen)
d. Einhaltung der Grenzwerte zu Netzzurückwirkungen (Flicker, Oberschwingungen, Unsymmetrien)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einhaltung der Grenzwerte trotz vollständiger Integration aller Wärmepumpen und Ladestationen
e. Schutzauslösung (Fehlererkennung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erkennung von Fehlern bei sehr unterschiedlichen Fehlerströmen – insbesondere, wenn diese bei geringer Kurzschlussleistung im Bereich der Betriebsströme liegen ▪ Ggf. Entwicklung neuer Parameter zur Schutzauslösung auf Basis intelligenter Aufbereitung von Strom-/Spannungssignalen
f. Sekundärtechnische Anbindung aller (flexiblen) Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verpflichtende Vorbereitung sämtlicher flexiblen Erzeuger und Verbraucher, ihr Potenzial zum netz- bzw. systemdienlichen Verhalten über sekundärtechnische Standardzugänge unverzüglich (innerhalb etwaiger prozesstechnischer Grenzen) abrufen zu können

Auf eine dynamisch-optimierte Netzauslastung gerichtete übergeordnete Anforderungen

g. Zubau von Sensoren und Aktoren im Netz unter Berücksichtigung der Interoperabilität	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologische Heterogenität (Genauigkeit, Abtasthäufigkeit), durch Nutzung sowohl von Sensoren und Aktoren von Netzbetreibern und Netzkunden
h. Zuverlässige Bereitstellung und Nutzung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zuverlässiger und hinreichend schneller Aufbau eines belastbaren Netzabbildes aus einer Vielzahl von aktuell z. T. inkonsistenten Sensordaten ▪ Schnelle Adaption des Verfahrens bei hinzukommenden und wegfallenden Sensoren (z. B. von E-Fahrzeugen) ▪ Aufbau einer verlässlichen Belastungsvorschau auf Energie- und Netzebene
i. Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation (Cybersicherheit „System state“)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung und Schutz von Plattformen, auf denen der Systemzustand (system state) zuverlässig bereitgestellt wird
j. Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung (Cybersicherheit „System influence“)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermeidung (ggf. Verbot) der Nutzung unzulässiger Kommunikationspfade ▪ Aufbau verpflichtend zu nutzender (z. B. zertifizierter), hinreichend schneller Kommunikationswege ▪ Gleichgewicht zwischen der Systemverantwortung der Netzbetreiber und den geschäftlichen Interessen der flexiblen Netznutzer bzw. der die Flexibilität einsetzenden Unternehmen/Dienstleister

Table 1: Übergeordnete Anforderungen und Herausforderungen für 2030+

Spezifische Anforderungen

Demgegenüber stehen spezifische Anforderungen, die unmittelbar aus der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem auf das Klimaneutralitätsnetz folgen (bspw. der Ausbau der Offshore-Windparks oder einer hohen Zahl von Wärmepumpen). Im Unterschied zu den übergeordneten Anforderungen kann hier auch nur ein bestimmter Netzgebietstyp betroffen sein. Gleiches gilt für die tangierten Netzebenen. So gibt es spezifische Anforderungen, die nur spezifische Netzebenen (bspw. ausschließlich die Höchstspannungsebene) betreffen oder auch alle Netzebenen in ähnlichem Maß. Eine detaillierte Übersicht aller Anforderungen inklusive der dafür ursächlichen Maßnahmen (dargestellt über die Stellregler) der betroffenen Netzebenen und Netzgebietstypen befindet sich im Anhang A.

Im Folgenden sind alle spezifischen Anforderungen aus dem Gesamtkatalog dargestellt und werden erläutert.

1. Dynamische Bestimmung der verbliebenen Netzkapazität zum Ausgleich regionaler Unterschiede von Erzeugung oder Last

Unabhängig davon, ob die Belastungsspitzen im Sommer oder Winter auftreten, müssen den Netzbetreibern in Zukunft dynamische Betriebsgrenzen des Energieversorgungsnetzes vorliegen – insbesondere die Netzkapazität – um schnell auf einen regionalen Last- oder Erzeugungsüberschuss reagieren zu können. Die Überlastungsgrenzen sollen dabei auf Simulationen basieren.

2. Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung in Niederspannungsnetzen mit elektrisch langen Übertragungswegen

Die Entwicklungen in den Bereichen „Installierte Leistung PV“, „Anzahl der Ladestationen“ und „Anzahl der Wärmepumpen“ zeigen auf, dass die Anzahl der Erzeuger und Lasten in der Niederspannungsebene stark ansteigen wird. Die aktuell vorhandenen Niederspannungsnetze – vor allem im ländlichen Raum – sind derzeit nicht dafür ausgelegt, am Ende einer langen Stromleitung mit großen Leistungsspitzen umzugehen, ohne das Spannungsband zu verletzen.

3. Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung in Mittelspannungsnetzen mit elektrisch langen Übertragungswegen

Der Zubau an dezentraler Erzeugungsleistung (bspw. Stellreger „Installierte Leistung Wind“ und „Anzahl der Ladestationen“) zeigt auf, dass die Anzahl der Erzeuger und Lasten in der Mittelspannungsebene stark ansteigen wird. Die aktuell vorhandenen Mittelspannungsnetze - vor allem im ländlichen Raum - sind derzeit nicht dafür ausgelegt, am Ende einer langen Stromleitung mit großen Leistungsspitzen umzugehen, ohne das Spannungsband zu verletzen.

4. Fähigkeit zur Prognose des Strombedarfs für die thermische Belastung der Betriebsmittel

Um die zukünftigen Stromnetze vermehrt an ihren Auslastungsgrenzen betreiben zu können, ist der thermische Zustand der Netzbetriebsmittel auszuwerten. Um diesen bestimmen zu können, müssen genaue Wetterprognosen, bivalente Optionen sowie die Daten der Betriebsmittel zur Verfügung stehen.

5. Substitution der aktuellen Systemaufgaben der Kern-/Kohlekraftwerke

Für die Erbringung der Systemdienstleistungen im deutschen Stromnetz sind aktuell Großkraftwerke verantwortlich. Durch die sukzessive Abschaltung der Kern- und Kohlekraftwerke werden die Aufgaben von anderen Erzeugungsanlagen oder Lasten erbracht werden müssen.

6. Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last

Um größere Schwankungen der Netzfrequenz zu verhindern, ist zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last zu halten. Hierzu sollen zukünftig insbesondere Flexibilitäten unterstützen, die dezentral Strom erzeugen oder verbrauchen.

7. Funktionsfähiger Netzwiederaufbau nach einem Blackout sowie Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der Netzresilienz

Sollte es aufgrund von vermehrten Abschaltungen zu einem Blackout kommen, sind geeignete Maßnahmen zu treffen, um die Versorgung schnellstmöglich wiederherzustellen. Je mehr schwarzstartfähige Erzeuger und Lasten in diesem Moment zur Verfügung stehen, umso schneller und einfacher kann der Netzwiederaufbau erfolgen.

8. Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen

Würden sich Erzeugungsanlagen bei kleinen Spannungseinbrüchen vom Netz trennen, käme es zu einem Leistungsdefizit, welches eine weitere Destabilisierung des Netzes zur Folge hätte. Daher müssen Erzeugungsanlagen Netzfehler unterbrechungsfrei durchfahren können (FRT – Fault Ride Through) und eine hohe Resilienz gegenüber Netzstörungen aufweisen. Das betrifft zukünftig auch kleinere Erzeugungsanlagen (EZA).

9. Begrenzung der Nutzung der Grenzkuppelleitungen auf vereinbarte Zwecke

Künftig muss eine nicht vereinbarte „Mitnutzung“ der Infrastruktur Dritter (z. B. der unerwünschte – partielle – Transport norddeutschen Windstroms auch über parallellaufende Leitungen in Polen) vermieden werden. Dies kann durch die Begrenzung der Nutzung der Grenzkuppelleitungen auf vereinbarte Zwecke unterstützt werden.

10. Beherrschung von System-Split und Blackout als von Teilnetzen beherrschte Ausnahmesituationen

Sollte es im Klimaneutralitätsnetz zu einer unerwünschten Trennung eines Teilnetzes vom Verbundsystem kommen, ist schnellstmöglichst dafür zu sorgen, dass die Netze wieder synchron betrieben werden können. Da dieser Fall zukünftig zunehmend wahrscheinlicher wird, ist eine automatisierte Lösung erforderlich.

11. Überregionale/internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten

Das europäische Verbundsystem (ENTSO-E) muss als Sicherung dienen, sollten die regionalen Flexibilitäten nicht ausreichen, das Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung zu halten. Neben internationalen Erzeugungskapazitäten sollte das Gleichgewicht daher künftig auch durch überregional vorhandene Flexibilitäten bspw. durch Energiespeicher unterstützt werden.

12. Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen

Sollte es zu einem Netzausfall oder Energiemangel kommen, muss weiterhin die Versorgung der kritischen Infrastruktur sichergestellt sein. Dies kann durch lokal vorhandene Reserven unterstützt werden.

4.6. Zwischenfazit Kapitel 4: Anforderungen an die unterschiedlichen Spannungsebenen des Stromnetzes

In diesem Abschnitt wurden die aus Kapitel 3 dargestellten Eckpunkte der Szenarien 2030+ vollständig in Leistungsgrößen überführt, um die Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz ableiten zu können. Dazu wurden elf Stellregler eingeführt, die die Bandbreite der Erwartungen abbilden und so das heutige Stromnetz auf die Rahmenbedingungen in 2030+ einstellen können. Ein wesentlicher Schritt dabei war – neben dem Anlegen eines ausführlichen Steckbriefs für jeden Stellregler – die Umrechnung der Gesamtleistungsanteile auf die vier Netzebenen. Somit ist als Zwischenergebnis ein ausführliches Netzbild (vgl. Abbildung 14) entstanden, welches die Auswirkungen je Netzebene zeigt und den notwendigen Transformationsprozess veranschaulicht. Folgende zentrale Kernbotschaften wurden dabei ausgearbeitet, die für die erfolgreiche Umsetzung von allen Akteuren zwingend verstanden werden müssen:

Höchstspannung	Die Höchstspannungsebene ist vor allem durch den vollständigen Wegfall der Kohle- und Kernenergieerzeugung und der Verschiebung der geografischen Einspeisepunkte betroffen. Da diese Erzeugungskapazitäten vor allem auf Windenergieanlagen auf See im Norden und Osten basieren, muss ein Transport in westliche und südliche Ballungsgebiete ermöglicht werden. Zudem muss das Übertragungsnetz zukünftig der zunehmenden europäischen Vernetzung und erforderlichen Flexibilisierung gerecht werden.
Hochspannung	Die Hochspannungsebene kann die Versorgung der Anlagen in ihrer Netzebene künftig – selbst an windigen, sonnigen Tagen – nicht mehr ohne Unterstützung bei extremen Lastbedarf sicherstellen. Hier müssen Netzbetreiber die angeschlossenen Umspannebenen (HöS/HS und HS/MS) auf die neuen Herausforderungen dimensionieren, um genügend Strom in die Hochspannungsebene transportieren zu können. Zudem müssen ausreichend Flexibilitätsmaßnahmen verfügbar sein, um zum richtigen Zeitpunkt den Lastbedarf regeln zu können.
Mittelspannung	Die installierte Erzeugungsleistung in der Mittelspannungsebene wird sich verdreifachen bis zu vervierfachen. Diese Anlagen müssen zukünftig schnell angeschlossen, in Betrieb genommen und intelligent untereinander und mit dem Netz datentechnisch verbunden werden. Bei günstiger Wetterlage wird der Strom über die Umspannebene in andere Netzebenen transportierbar sein. Die Netzbetreiber müssen frühzeitig die Netzanschlussvorhaben analysieren und ihre langfristige Netzplanung respektive das strategische Assetmanagement für diese Herausforderungen auslegen.
Niederspannung	In der Niederspannungsebene ist mit einer sechs- bis achtfachen installierten Erzeugungsleistung zu rechnen. Auch hier muss der zeitnahe Anschluss und Betrieb dieser Anlagen garantiert werden. Bei hohem Lastbedarf und geringer Einspeisung aus EE-Anlagen werden die oberen Netzebenen einen großen Beitrag für die Sicherstellung der Versorgung leisten müssen. Hier ist daher die Schaffung einer intelligenten MS/NS-Umspannebene in Kombination mit einer leistungsfähigen Laststeuerung erforderlich. Im umgekehrten Fall (hohe EE-Einspeisung, geringer Leistungsbedarf) ist über dieselbe Ebene eine Einspeisung in höhere Netzebenen zu ermöglichen.

Durch die Analyse des Transformationsprozesses war es möglich, die Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz abzuleiten. Dabei werden zwei verschiedene Typen der Anforderungen an die Stromnetze 2030+ unterschieden – übergeordnete Anforderungen (Grundvoraussetzungen für den sicheren Betrieb und einer dynamisch-optimierten Netzauslastung des Energieversorgungssystems) und spezifische Anforderungen (Folgen zur Erreichung der Klimaneutralität).

Die besondere Herausforderung wird dabei sein, den extremeren Rahmenbedingungen, die 2030+ vorliegen, angemessen zu begegnen. Die Netzbelastung wird sich durch die Integration von Millionen neuer Erzeuger und Verbraucher sowie ihrer leistungselektronischen Komponenten stärker aufspreizen. Die Wechselwirkungen werden sich verstärken und der cybersichere Datenaustausch muss koordiniert werden und hinreichend schnell sowie zuverlässig funktionieren.

5. Erforderliche Funktionalitäten des Klimaneutralitätsnetzes

5.1. Methodik und Herleitung

Nachdem im vorigen Schritt (vgl. Kapitel 4) die in 2030+ an das Stromnetz bzw. den Stromnetzbetrieb gestellten Anforderungen ermittelt wurden, geht es in diesem Abschnitt darum, die zur Erfüllung dieser Anforderungen erforderlichen Funktionalitäten zu identifizieren. Dieses Kapitel bildet damit die Grundlage für den im Kapitel 6 dargestellten Folgeschritt, in dem die Möglichkeiten zum Schließen der Lücke zwischen den aktuell vorhandenen und künftig erforderlichen Funktionalitäten herausgearbeitet werden. Eine Funktionalität bezeichnet in diesem Zusammenhang technische und betriebliche Leistungen von Infrastrukturen, in diesem Fall das Klimaneutralitätsnetz, die sie aufgrund von definierten Anforderungen direkt oder indirekt erfüllen müssen³⁵.

Es ist anzumerken, dass die identifizierten Funktionalitäten nicht durchgängig und in allen Netzzuständen abgerufen werden müssen. Vielmehr sind – wie heute auch schon – relevante Fallsituationen zu betrachten, in denen die Erfüllung der Anforderungen besonders anspruchsvoll ist. Die Anforderung der statischen Spannungshaltung beispielsweise ist in städtischen Netzen mit hohen Kurzschlussleistungen, kurzen Leitungslängen bzw. hohen Leitungsquerschnitten regelmäßig ohne Weiteres erfüllt. Dies gilt jedoch nicht in ländlichen Netzen, in denen sich elektrisch lange Leitungen, Einspeiseleistungen häufig deutlich über der Höchstlast des Netzes und eine eher geringe Kurzschlussleistung finden und in denen sich etwaige Spannungsbandverletzungen sehr deutlich abbilden können.

Aus diesem Grund wird in einem Zwischenschritt mit Hilfe ebenso typischer wie konkreter Anwendungsfälle für die Rahmenbedingungen des Klimaneutralitätsnetzes ein Anwendungsraum aufgespannt, der die reale Bandbreite der Systembelastungen im Sinne von Stresstests abbildet. In drei Dimensionen des Anwendungsraumes werden die künftig vor allem wetterbedingte Erzeugungssituation, die Urbanität des betrachteten Netzgebietes und die aus den Szenarien 2030+ abgeleitete Lastsituation abgebildet. Die Anwendungsfälle ergeben sich folglich als in diesem Netzgebiet ungünstig wirkende Leistungsbilanz (Erzeugung-Last-Situation). Für jeden Anwendungsfall werden die Treiber in der lokalen bzw. übergeordnet wirksamen Leistungsbilanz identifiziert, die zu einer Extrembelastung führen (vgl. Kapitel 5.3.1).

5.2. Ableitung und Kategorisierung erforderlicher Funktionalitäten

5.2.1. Ableitung erforderlicher Funktionalitäten

In diesem Kapitel wird zunächst erläutert, wie aus den bisherigen Vorarbeiten die für das Klimaneutralitätsnetz erforderlichen Funktionalitäten hergeleitet werden. Als Basis hierfür dient das Stromnetzmodell, das je Netzebene die verschiedenen Stellregler qualitativ und quantitativ berücksichtigt und die Netzentwicklungen 2030+ aufzeigt. Durch die Verknüpfung der Stellregler und Netzebenen mit den in Expertenrunden hergeleiteten Anforderungen (vgl. Kapitel 4.5) sind die Kriterien definiert, die für einen reibungslosen und sicheren Betrieb des Klimaneutralitätsnetzes erforderlich sind. Daraus werden nun im weiteren Verlauf dieses Kapitels Funktionalitäten hergeleitet, die die Erfüllung jener Anforderungen ermöglichen. Dabei wurde ein Teil der Anforderungen als übergeordnet eingestuft, d. h. sie gelten unabhängig von Stellgröße und Netztyp immer und sind bzgl. ihrer Bedeutung einer Funktionalität gleichzusetzen.

Wesentliche hier definierte Anforderungen haben als notwendige Bedingung eine umfassende Datenbereitstellung und Konnektivität von bzw. für alle Akteure unter Beachtung der Datensparsamkeit. Sie bildet auch die Grundlage für datenbasierte Geschäftsmodelle. Für notwendige Bedingungen wurden vier detaillierte Unteranforderungen definiert, welche die Bedeutung des Umgangs mit Daten in einem digitalisierten Netzbetrieb herausstellen:

³⁵ vgl. dena-Netzstudie III

- I. Netzebenenübergreifende digitale Konnektivität und Interoperabilität von Sensoren und Aktoren
- II. Zuverlässige Bereitstellung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten
- III. Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation
- IV. Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung

Für einen digitalisierten Netzbetrieb ist die Erfassung zahlreicher Daten aus verschiedenen Quellen sowie die Verarbeitung und Bereitstellung an die relevanten Marktteilnehmer essenziell. Nur so kann ein erforderliches digitales Abbild des jeweils aktuellen Netzzustands in Echtzeit als Grundlage automatisierter Steuerung erstellt werden. Dabei ist die Sicherheit der Daten bei Erfassung, Transport und Verarbeitung passend zu den Schutzziele der Informationssicherheit (Verfügbarkeit, Vertraulichkeit, Integrität) zu gewährleisten. Eine breite Akzeptanz, durchgängige Anwendung einer erforderlichen Digitalisierung und der Aufbau neuer Geschäftsmodelle kann nur erreicht werden, wenn der Zugang aller Marktteilnehmer zu den erforderlichen Daten sowie eine technologie-offene digitale Konnektivität des Gesamtsystems und eine Interoperabilität von Sensoren und Aktoren gewährleistet ist. **Die Planung künftiger Stromnetze muss daher die Komponenten eines Kommunikationsnetzes mit Wirkung auf Datenerfassung und Steuerung in Echtzeit berücksichtigen.**

Funktionalitäten aus spezifischen Anforderungen und ihre Wesentlichkeit

Demgegenüber wurden in Kapitel 4.5 spezifische Anforderungen ermittelt. Für diese wurden jeweils mindestens eine und bis zu fünf Funktionalitäten abgeleitet. Grundsätzlich gilt, dass jede der abgeleiteten Funktionalitäten für die Erfüllung der zugeordneten Anforderungen notwendig ist. Ist sie nicht verfügbar, führt das dazu, dass die entsprechenden Anforderungen entweder unzureichend oder gar nicht erfüllt werden können.

Bevor auf die wichtigsten Funktionalitäten eingegangen wird, soll die Herleitung der Funktionalitäten erläutert werden. Für jede spezifische Anforderung existieren dabei besondere Herausforderungen („stressende Entwicklungen“), die aus den Stellreglern abgeleitet werden können. Im nächsten Schritt wird ausgewertet, in welchen Netzebenen die Belastungen auftreten. Auf dieser Grundlage werden dann für die untersuchte spezifische Anforderung die zugehörigen Funktionalitäten identifiziert. Aus den spezifischen Anforderungen ergeben sich so mit Hilfe des beschriebenen Verfahrens insgesamt 39 Funktionalitäten. Die stressenden Entwicklungen, betroffene Netzebenen und erforderliche Funktionalitäten sind für alle 11 Anforderungen nachfolgend dargestellt:



Abbildung 15: Spezifische Anforderung 1



Abbildung 16: Spezifische Anforderung 2



Abbildung 17: Spezifische Anforderung 3

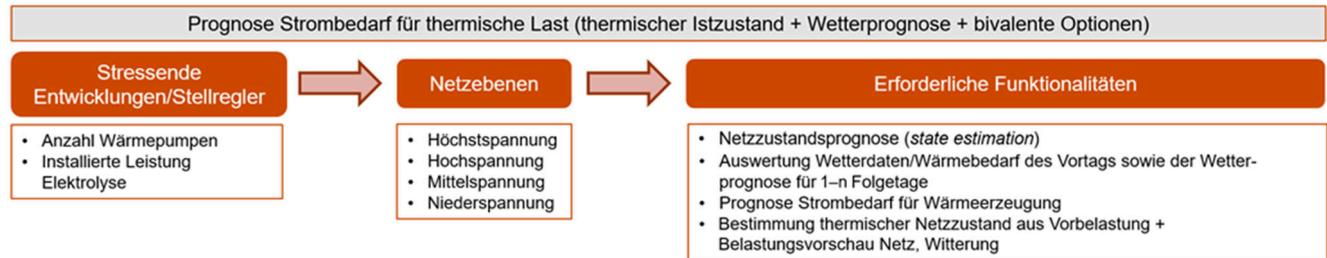


Abbildung 18: Spezifische Anforderung 4

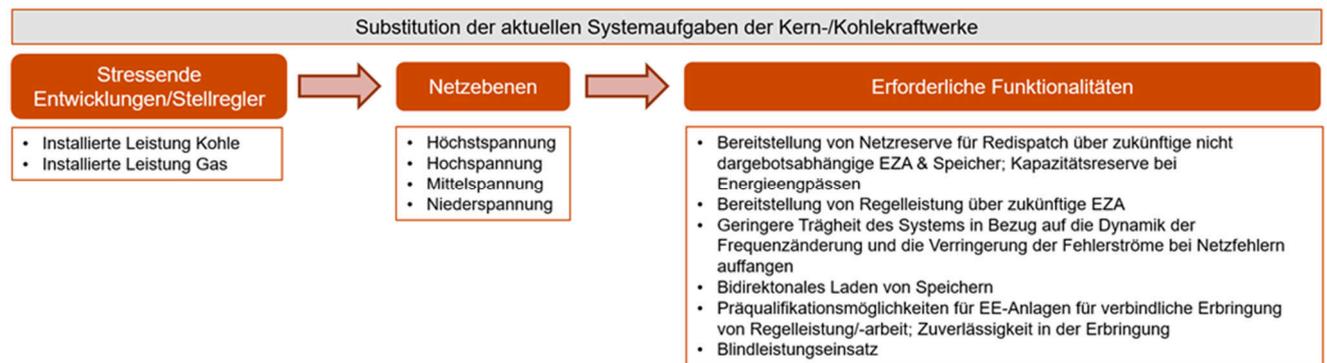


Abbildung 19: Spezifische Anforderung 5

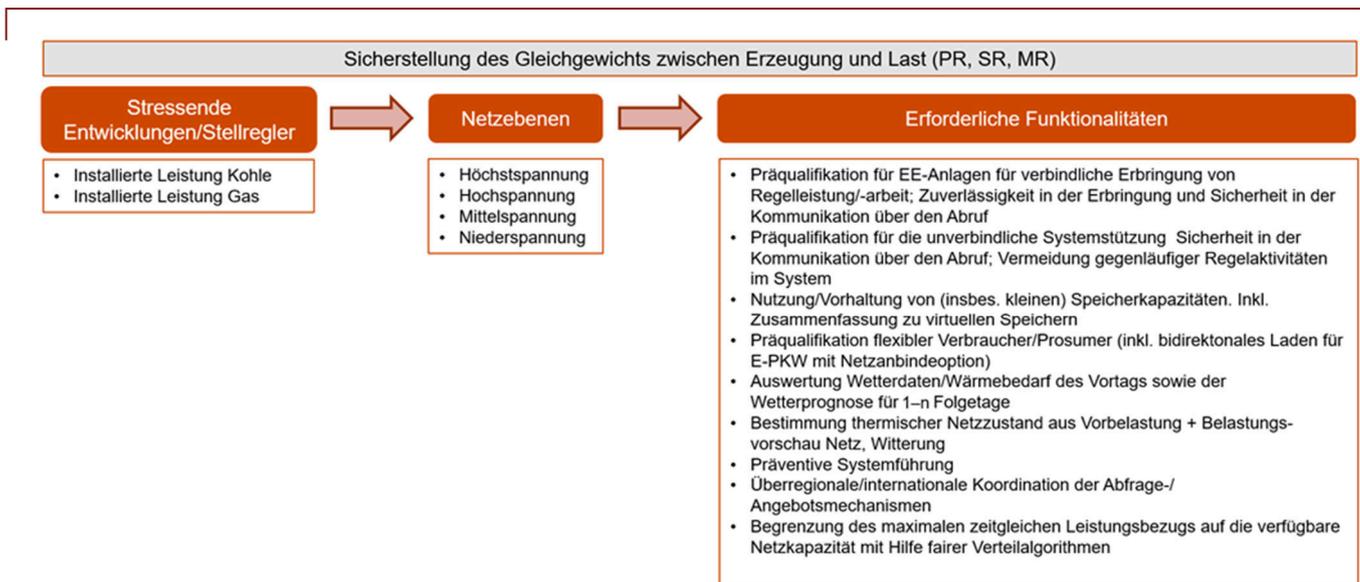


Abbildung 20: Spezifische Anforderung 6



Abbildung 21: Spezifische Anforderung 7

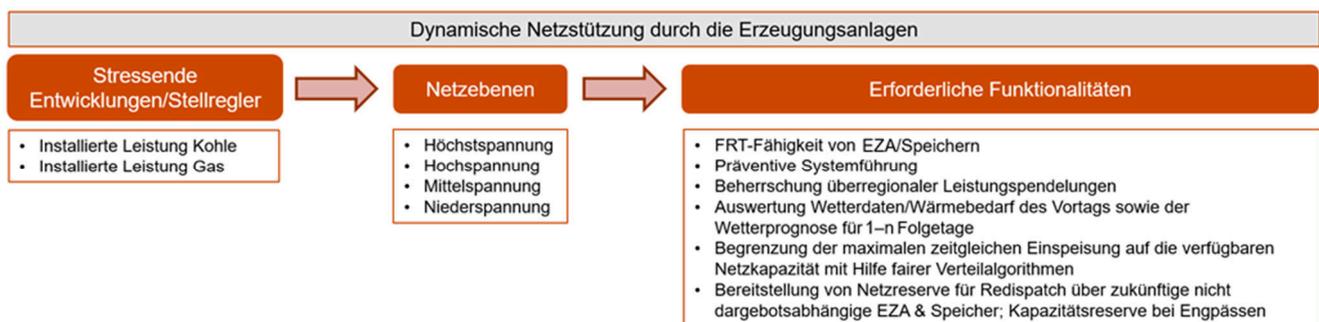


Abbildung 22: Spezifische Anforderung 8

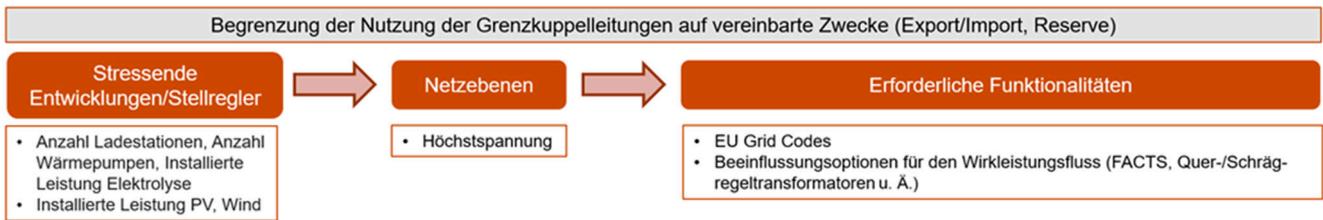


Abbildung 23: Spezifische Anforderung 9a

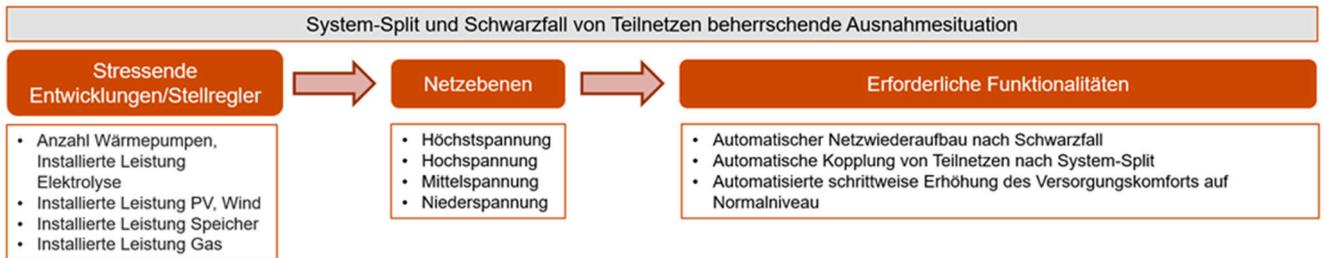


Abbildung 24: Spezifische Anforderung 9b

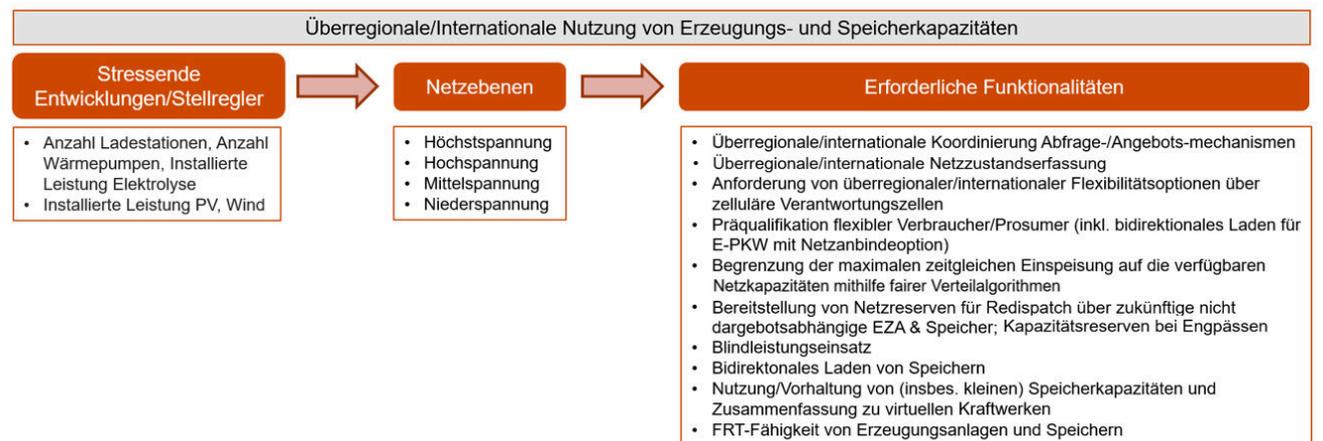


Abbildung 25: Spezifische Anforderung 10



Abbildung 26: Spezifische Anforderung 11

Neben der Herleitung der Funktionalitäten stellt sich die Frage nach der Wesentlichkeit einzelner Funktionalitäten. Die Wesentlichkeit einer Funktionalität ergibt sich bei dem gewählten Vorgehen grundsätzlich einerseits aus der Quantifizierung der die Anforderung auslösenden Entwicklungen (wie bspw. Ausbau Stromerzeugung aus Windenergie vgl. Kapitel 4.2) und andererseits der Häufigkeit, mit der die betrachtete Funktionalität Anforderungen erfüllen kann. Nun folgt bereits aus der bekannten Bandbreite der das Stromnetz 2030+ definierenden Stellregler eine große Unsicherheit in Bezug auf die Quantifizierung. Darüber hinaus besteht aus heutiger Sicht eine große Offenheit bezüglich der Realisierung technischer Lösungen. Dies bezieht sich auch auf die typische Konkurrenz zwischen zentral und dezentral realisierten Lösungsansätzen. Beispielsweise kann die Beeinflussung der Spannungshaltung in Verteilnetzen grundsätzlich über eine Vielzahl geeignet programmierter autonomer Stellglieder geschehen, die dann auch mit den entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten ausgestattet sein müssen. Alternativ können auch unter der Annahme hochverlässlicher bzw. hochresilienter Kommunikationsnetze Lösungen gefunden werden, in denen die Steuerung kleiner Teilnetze trotzdem nur an einer oder wenigen zentralen Stellen stattfindet.

Dementsprechend werden alle hier aufgeführten Funktionalitäten im Klimaneutralitätsnetz benötigt. Einzelne Funktionalitäten sind aber als umso wesentlicher einzustufen, je mehr Anforderungen von ihnen abgedeckt werden. Mit diesem Ansatz ergibt sich eine Reihenfolge der wesentlichen Funktionalitäten:

1. *Beeinflussung Spannungshaltung am Leitungseingang*
Erfüllung von einer Anforderung (2)

Für den zuverlässigen Betrieb der am Netz angeschlossenen Komponenten und Verbraucher ist die Einhaltung der Spannungsgrenzen gemäß technischer Anschlussregeln notwendig. Eine aktive Beeinflussung der Spannung findet idealerweise an Netzknoten (sog. Leitungseingängen) statt.

2. *FRT-Fähigkeit von Erzeugungsanlagen und Speichern*
Erfüllung von einer Anforderung (8)

Um die größtmögliche Einspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern auch in netzkritischen Grenzsituationen zu gewährleisten, müssen diese in der Lage sein dauerhaft – d. h. auch bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen – einzuspeisen. Das wird allgemein als FRT-Fähigkeit (*Fault Ride Through*) bezeichnet.

3. *Verbindliche Erbringung von Regelleistung/-arbeit*
Erfüllung von zwei Anforderungen (5 und 6)

Durch die Substitution der Großkraftwerke müssen die Systemdienstleistungen – insbesondere die Regelleistung/-arbeit – durch dezentrale Erzeugungsanlagen bzw. Speicher erbracht werden. Diese müssen für eine verbindliche Erbringung präqualifiziert werden.

4. *Bidirektionales Laden von Speichern (inkl. mobilen Speichern (E-Fahrzeuge) mit Netzanbindeoption)*
Erfüllung von vier Anforderungen (5, 6, 7 und 11)

Speicher stellen eine besondere Flexibilität dar, da sie ein positives (Einspeisung in das Netz) und negatives (Bezug aus dem Netz) Flexibilitätspotenzial aufweisen. Die Nutzung von Speichern inklusive der mobilen Speicher in E-Fahrzeugen als Flexibilitätsoption kann gerade auch in Analogie zum Ansatz von virtuellen Kraftwerken wesentliche Beiträge zu Systemdienstleistungen leisten.

5. *Unverbindliche Systemstützung und Vermeidung gegenläufiger Regelaktivitäten im System*
Erfüllung von einer Anforderung (6)

Um künftig ein größtmögliches Flexibilitätspotenzial zur Verfügung zu stellen, müssen alle Flexibilitäten auch unverbindlich Beiträge zur Systemstützung leisten. Dabei sind gegenläufige Regelaktivitäten im System zu vermeiden.

6. *Interoperabilität von Sensoren und Aktoren im Netz*
Erfüllung von einer Anforderung (1)

Bei aktiver Regelung im Netz ist eine Vielzahl an Sensoren und Aktoren im Netz erforderlich. Um deren Kommunikation untereinander sicherzustellen, ist eine vollständige Interoperabilität notwendig.

7. *Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation*

Erfüllung von einer Anforderung (3)

Die Vielzahl der auszutauschenden Netzzustandsdaten ist im Sinne der Cybersicherheit ausreichend vor einer Manipulation zu schützen.

8. *Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung*

Erfüllung von einer Anforderung (4)

Die Vielzahl der wirkenden Aktoren ist im Sinne der Cybersicherheit ausreichend vor einer Fremdsteuerung zu schützen.

9. *Auswertung Wetterdaten/Wärmebedarf des Vortags sowie der Wetterprognose für (1 – n) Folgetage*

Erfüllung von einer Anforderung (4)

Für die Prognose über Netzzustände, Extremsituationen und Engpässe sind Informationen zur zukunftsgerichteten Einspeisung und zum zukunftsgerichteten Verbrauch wichtig. Da beides in besonderem Maße von Wetterbedingungen beeinflusst ist, sind genaue Wetterprognosen erforderlich.

10. *Auffangen der geringeren Trägheit des Systems sowohl in Bezug auf die Dynamik der Frequenzänderung als auch auf die Verringerung der Fehlerströme bei Netzfehlern*

Erfüllung von einer Anforderung (5)

Durch die Substitution der Großkraftwerke sind im Netz weniger rotierende Massen angeschlossen, die zur Stabilisierung der Frequenz beitragen. Die geringere Trägheit des Systems ist durch alternative Technologien aufzufangen.

11. *Dynamische Netzstützung durch Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung*

Erfüllung von zwei Anforderungen (5 und 8)

Zur dynamischen Spannungsstützung im Störfall wird ausreichende Kurzschlussleistung benötigt. Diese sollte verteilt im System bereitgestellt werden, um im Störfall nicht zu große Änderungen in der Betriebsmittel-Belastung hervorzurufen.

12. *Beherrschung (lokaler, überregionaler) Leistungspendelungen*

Erfüllung von einer Anforderung (8)

In einem Netz mit dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen können Leistungspendelungen durch schwankende Leistungseinspeisungen vermehrt auftreten. Diese gilt es auch ohne eine Vielzahl rotierender Massen zu beherrschen.

13. *Dynamischer lokaler Netzzustand*

Erfüllung von einer Anforderung (1)

In einem Netz mit dynamischen Betriebsgrenzen ist auch der Netzschutz auf diese variierenden Grenzen auszurichten.

14. *Bestimmung thermischer Netzzustand aus Vorbelastung und Belastungsvorschau Netz, Witterung bei Freileitungen (technologische Varianten: modellgestützt oder messtechnisch)*

Erfüllung von einer Anforderung (1)

Die Bestimmung der maximalen Netzkapazität wird wesentlich durch die Belastung der Betriebsmittel bestimmt. Thermische Belastungen in Verbindung mit Wettereinflüssen und deren Prognose sind maßgeblich dafür. Über das heute schon praktizierte Freileitungsmonitoring hinaus sind diese Daten dynamisch zu erfassen und zu verarbeiten.

15. *Netzzustandsprognose in der Niederspannung auf Basis von KI statt analytischer Algorithmen bzw. breit ausgerollter Messtechnik*

Erfüllung von einer Anforderung (2)

Eine Abschätzung des aktuellen Netzzustands und der Netzkapazität in der Niederspannungsebene erfordert grundsätzlich einen großen Datenumfang. Um keine flächendeckende Messtechnik auszurollen und trotzdem Informationen zum Netzzustand zu erhalten, erscheint der Einsatz von künstlicher Intelligenz (KI) sinnvoll und angemessen.

16. *Überregionale/Internationale Netzzustandserfassung
Erfüllung von einer Anforderung (10)*

In einem System bidirektionaler Lastflüsse über Landesgrenzen hinaus ist für den sicheren Netzbetrieb eine überregionale/internationale Netzzustandserfassung erforderlich.

17. *Begrenzung der maximalen zeitgleichen Einspeisung auf die verfügbaren Netzkapazitäten mit Hilfe fairer Verteilalgorithmen
Erfüllung von zwei Anforderungen (2 und 3)*

In Netzzuständen, in denen eine starke Spreizung zwischen Erzeugung und Last vorliegt, sind die EZA, welche einspeisen dürfen, nach diskriminierungsfreien Kriterien auszuwählen bzw. eine Verteilung der maximal möglichen Einspeiseleistung auf die EZA vorzunehmen. Dabei können technische und wirtschaftliche Parameter herangezogen werden.

18. *Bereitstellung von Netzreserve für Redispatch über künftige nicht dargebotsabhängige EZA (Wasserkraft, Biomasse, Gas) und Speicher; Kapazitätsreserven bei Energieengpässen (z. B. Dunkelflaute)
Erfüllung von einer Anforderung (5)*

Zur Auflösung lokaler Netzengpässe kann grundsätzlich das Instrument des „Redispatch“ angewendet werden. In den Netzzuständen, in denen ohnehin eine maximale Einspeisung aus EE-Anlagen gefordert ist, steht für positives Redispatchvermögen (d. h. Steigerung der Erzeugungsleistung) kein Potenzial mehr zur Verfügung. Aus diesem Grund müssen dargebotsunabhängige EZA entsprechende Netzreserven zur Verfügung stellen.

19. *Vorausschauende Systemführung
Erfüllung von zwei Anforderungen (1 und 8)*

Ein koordinierter Einsatz vorausschauender Systemführungsmaßnahmen ermöglicht eine höhere Auslastung der Netze unter Wahrung der Systemsicherheit.

20. *Überregionale/internationale Koordination der Abfrage-/ Angebotsmechanismen
Erfüllung von einer Anforderung (10)*

In einem System bidirektionaler Lastflüsse über Landesgrenzen hinaus sind für den sicheren Netzbetrieb die Abfrage- und Angebotsmechanismen zu koordinieren.

21. *Bei Störungen selbsttätig abgrenzende Netze
Erfüllung von einer Anforderung (11)*

Um die Versorgung in netzkritischen Situationen sicherzustellen, darf es zu keiner flächendeckenden Abschaltung (Blackout) kommen. Einzelne Netzteile trennen sich selbsttätig und können so eine autarke Versorgung gewährleisten.

22. *Begrenzung des maximalen zeitgleichen Leistungsbezugs auf die verfügbare Netzkapazität mit Hilfe fairer Verteilalgorithmen
Erfüllung von zwei Anforderungen (2 und 3)*

In Netzzuständen, in denen eine starke Spreizung zwischen Erzeugung und Last vorliegt, ist ein Abschalten einzelner Verbraucher nicht zielführend. Vielmehr sollte die Versorgung für möglichst viele Verbraucher sichergestellt werden. Dabei sind entsprechende Algorithmen für die Leistungszuweisung zu berücksichtigen.

23. *Blindleistungseinsatz unter Berücksichtigung von netzebenenübergreifendem Blindleistungsmanagement
Erfüllung von einer Anforderung (3)*

In einem System mit verschwindenden ohmschen Lasten und einer bedeutenden Zunahme über Gleich- und Wechselrichter angebundener Verbraucher und EZA stellt eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz eine besondere Herausforderung dar. Ein netzebenenübergreifendes, regionales Blindleistungsmanagement, an dem sich alle EZA beteiligen, trägt wesentlich zum Ausgleich bei.

24. *Systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten bei Erzeugung und Verbrauch*
Erfüllung von zwei Anforderungen (2 und 3)

Zum sicheren Systembetrieb müssen Flexibilitäten (Erzeugung und Verbrauch) so eingesetzt werden, dass die Systemsicherheit (Frequenzstabilität) gewährleistet ist.

25. *Zelluläre Verantwortung für ein MS-Netzareal beim VNB*
Erfüllung von einer Anforderung (3)

Im zellular geprägten Energiesystem wird die physikalische Balance zwischen Energieangebot und Energienachfrage soweit wie möglich bereits auf regionaler, lokaler Ebene (d. h. im MS-Netzareal beim VNB) hergestellt.

26. *Nutzung/Vorhaltung von Speicherkapazitäten und Zusammenfassung zu virtuellen Speichern*
Erfüllung von einer Anforderung (6)

Speicher können einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität liefern. Um eine maßgebliche Größenordnung (bspw. zur Bereitstellung von Primärregelleistung) zu erreichen, muss eine Zusammenfassung zu virtuellen Speichern ermöglicht werden.

27. *Beeinflussungsoptionen für den Wirkleistungsfluss*
Erfüllung von einer Anforderung (9a)

Die wachsende Zahl dezentraler erneuerbarer Energien erschwert die Gewährleistung eines zuverlässigen und stabilen Netzbetriebs. Um die eingespeiste Leistung zuverlässig, gezielt und effizient zu Verbrauchsschwerpunkten und benachbarten Netzen zu leiten, können bspw. flexible Wechselstrom-Übertragungssysteme (FACTS) verwendet werden.

28. *Nachführung des durch die thermische Belastungshistorie und ggf. weitere Messungen korrigierten Betriebsmittelalters in laufend aktualisierten digitalen Zwillingen*
Erfüllung von einer Anforderung (1)

Dynamische Belastungen und temporäre Überlastungen haben Auswirkungen auf den Alterungsprozess der Betriebsmittel. Dieser ist in laufend zu aktualisierenden digitalen Zwillingen zu erfassen.

29. *Zuverlässige Bereitstellung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten*
Erfüllung von einer Anforderung (2)

Um eine aktive Regelung der Leistungsflüsse zu ermöglichen, sind fortlaufend Netz- und Energiezustandsdaten zu erfassen und den relevanten Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellen.

30. *Gleichstrom-Netze „hinter dem Zähler“*
Erfüllung von einer Anforderung (7)

Die stetig wachsende Zahl von Verbrauchern, die über Gleichrichter an das Wechselstromnetz angeschlossen sind, wird zu reinen Gleichstromnetzen „hinter dem Zähler“ führen. Diese gilt es über den Netzanschlusspunkt sicher an das Wechselstromnetz anzuschließen.

31. *Prognose Strombedarf für Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung weiterer verfügbarer Wärmequellen (bei bi- oder multivalenter Wärmeerzeugung)*
Erfüllung von einer Anforderung (4)

Die Elektrifizierung des Wärmesektors wird zu einer stark erhöhten Temperaturabhängigkeit des Strombedarfs führen. Diesen gilt es zuverlässig zu prognostizieren.

32. *Kurative Systemführung*
Erfüllung von einer Anforderung (7)

Um eine höhere Auslastung der Netze zu ermöglichen und gleichzeitig weiter System- und Netzsicherheit zu gewährleisten, ist ein koordinierter Einsatz von kurativen Maßnahmen (Eingriff erst nach Eintreten eines Fehlerfalls) notwendig.

33. *Automatischer Netzwiederaufbau nach Blackout
Erfüllung von einer Anforderung (9b)*

Um die Versorgung nach einem flächendeckenden Blackout wieder aufzubauen, ist ein koordinierter Netzwiederaufbau erforderlich. Dabei haben sich schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen im Eigenbedarf gefangen. Der lokale Netzwiederaufbau erfolgt aus diesen Anlagen automatisiert.

34. *Automatische Kopplung von Teilnetzen nach System-Split
Erfüllung von einer Anforderung (9b)*

Die nach einem System-Split lokal vorhandenen Teilnetze müssen in der Lage sein, sich automatisiert mit anderen Teilnetzen zu verbinden.

35. *Automatisierte schrittweise Erhöhung des Versorgungskomforts auf Normalniveau
Erfüllung von einer Anforderung (9b)*

Der Wiederaufbau von Netzen kann mit verringertem Versorgungskomfort (Leistungsbegrenzung einzelner Netznutzer) erfolgen. Bei Rückkehr in den Normalzustand muss eine automatisierte schrittweise Erhöhung des Versorgungskomforts auf Normalniveau erfolgen.

36. *Energiemanagement für lokal abgegrenzte Netze
Erfüllung von einer Anforderung (11)*

Lokal abgegrenzte Netze sind an definierten Punkten mit den Netzen der allgemeinen Versorgung verbunden. Ein Energiemanagement für diese abgegrenzten Netze bedarf auch der Möglichkeit zur Einflussnahme (Leistungsbereitstellung, Systemdienstleistungen) aus vorgelagerten Netzebenen.

37. *Betrieb einer übergeordneten (internationalen) Koordination der Teilsysteme
Erfüllung von einer Anforderung (7)*

Das Energiesystem 2030+ bedarf einer Regelung über die aktuellen Regelzonen hinaus. Dazu ist eine übergeordnete Koordination erforderlich.

38. *Anforderung von überregionalen/internationalen Flexibilitätsoptionen über zelluläre Verantwortungszellen
Erfüllung von einer Anforderung (10)*

Innerhalb der ENTSO-E sind bereits aktuell alle präqualifizierten Kraftwerke an der Bereitstellung von Primärregelleistung beteiligt. Dieser Mechanismus ist auf die künftig vorhandenen Flexibilitätsoptionen zu erweitern.

39. *Abschaltoption für nicht-kooperative nicht-sensible Verbraucher bspw. nach Erreichen/Überschreiten von Ersatzstrommengen oder -leistungen
Erfüllung von einer Anforderung (11)*

In gefährdeten Netzsituationen muss der zuständige Netzbetreiber jederzeit die Möglichkeit besitzen, nicht-kooperative nicht-sensible Verbraucher abzuschalten, um einen flächendeckenden Blackout zu verhindern.

5.2.2. Kategorisierung der Funktionalitäten

In Vorbereitung der detaillierten Ermittlung des technologischen Entwicklungsbedarfs einerseits und des gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungsbedarfs andererseits (Kapitel 6) erfolgt eine Kategorisierung der Funktionalitäten in Bezug auf den technischen und gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Reifegrad.

Ist eine Funktionalität der **Kategorie 1** zugeordnet, so ist sie bereits *state-of-the-art*, d. h. sie wird aktuell schon großflächig eingesetzt und trägt maßgeblich zur Erfüllung einer Anforderung bei. Diese Funktionalitäten sind in technisch ausgereiften Lösungen implementiert; die gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmenbedingungen sind so fixiert, dass eine Anwendung auf breiter Ebene stattfindet. Sie tragen daher schon heute maßgeblich zur Erfüllung einer Anforderung bei (vgl. Kapitel 4.5). Wesentlicher technologischer Innovations- und gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf besteht folglich nur bei den Kategorien 2 und 3.

Die **Kategorie 2** (bedingter Innovations- oder Anpassungsbedarf) beschreibt Funktionalitäten, die grundsätzlich verfügbar sind, allerdings entweder technisch noch nicht vollständig ausgereift sind, als dass sie maßgeblich

zur Erfüllung der Anforderungen im deutschen Stromnetz 2030+ beitragen könnten, oder die zwar technisch entwickelt sind, aber noch keinen gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmen vorfinden, der ihren Einsatz in Deutschland ausreichend unterstützt.

In der **Kategorie 3** (erheblicher Innovations- oder Anpassungsbedarf) werden Funktionalitäten eingeordnet, die sich noch in der Entwicklungsphase befinden und deren Ausgestaltung sich erst in den kommenden Jahren herauskristallisieren wird. Maßgeblich für die Entwicklung ist der zu bestimmende gesetzgeberisch-ordnungspolitische Rahmen, welcher Anreize für den Einsatz dieser Funktionalitäten schaffen muss.

Insgesamt zwei der 39 Funktionalitäten sind der ersten Kategorie zugeordnet (siehe Abbildung 27). Für 25 Funktionalitäten gilt eine Einordnung in die zweite Kategorie (siehe Tabelle 5 in Anhang M) und insgesamt 12 Funktionalitäten befinden sich in der dritten Kategorie (siehe Tabelle 6 in Anhang M). **Dies zeigt auf, dass der größte Bedarf bei der Bestimmung gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Rahmenbedingungen besteht.** Dies betrifft insbesondere auch die übergeordneten Funktionalitäten sowie die zuvor aufgeführten Funktionalitäten, welche auf eine große Anzahl an Anforderungen wirken.

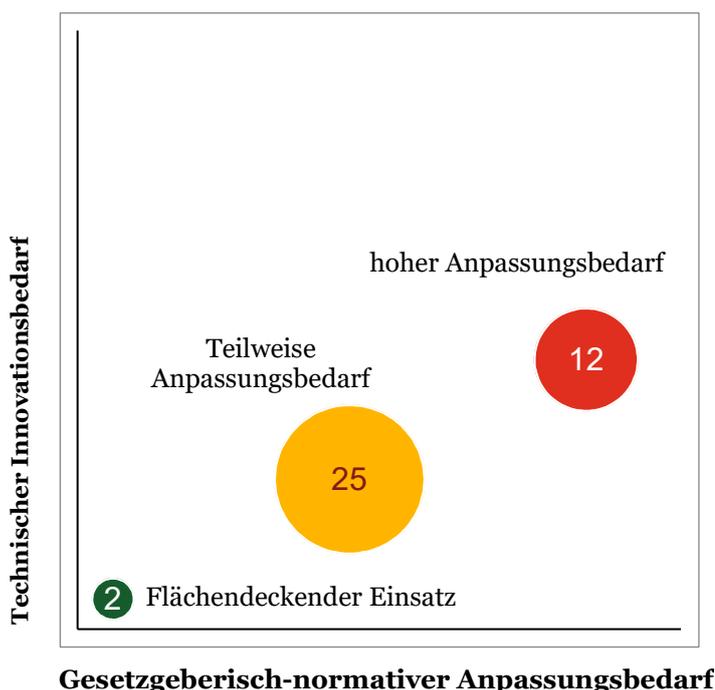


Abbildung 27: Anpassungsbedarf der Funktionalitäten

5.3. Anwendungsfälle

5.3.1. Dimensionen der Anwendungsfälle

Anwendungsfälle als Extrembelastung

Die Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz führen zu Situationen, die als Extremsituation für den Netzbetrieb oder als Stresstest eingestuft werden. Funktionalitäten müssen in der Lage sein, diese Extremsituationen zu bewältigen, ohne dass die Netzsicherheit gefährdet ist oder es zu Abschaltungen kommt. Die im Folgenden betrachteten Anwendungsfälle umfassen nach Meinung des beteiligten Expertengremiums weit verbreitete Extremsituationen im Klimaneutralitätsnetz. Sie verdeutlichen somit den praktischen Einsatz der Funktionalitäten in realen Situationen.

Die Anzahl an Anforderungen steht als Ergebnis vorangegangener Arbeitsschritte bereits fest (Kapitel 4.5). Die Zahl der Anwendungsfälle wurde auf die Fälle beschränkt, die eine starke Systembelastung, also einen Stresstest bzw. eine Extrembelastung, darstellen. Auf diese Weise kann die sich aus der Kombinatorik zwischen der Zahl der Anforderungen und Anwendungsfälle ergebende Komplexität dieses Untersuchungsschrittes in Grenzen gehalten werden.

Um möglichst alle Anwendungsfälle zu bestimmen, die relevante Extrembelastungen des elektrischen Versorgungssystems darstellen, wurden die folgenden drei Dimensionen gewählt:

1. Wettersituation (Erzeugung)
2. Lastsituation
3. Netzgebietstyp

Dieser Auswahl vorausgehend ist die Überlegung, dass Erzeugungsleistung dargebotsabhängig (Wind, Sonne) und in großem Maße volatil und entkoppelt vom Verbrauch bereitsteht. In einem System der elektrischen Energieversorgung, welches trotz Speicher stets einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch besitzen muss, ist daher auch die zugehörige Lastsituation einzubeziehen. Die Ausprägungen von Erzeugungs- und Verbrauchsdichte sind in Deutschland heterogen. Daher ist auch der Netzgebietstyp für die Bestimmung der Anwendungsfälle einzubeziehen. Jede dieser für den Anwendungsfall ungünstigsten Kombination aus wetterbedingter Erzeugung, Last und Netzgebietstyp deckt gleichzeitig verschiedene ähnliche Konstellationen ab, in denen jedoch eine oder mehrere den Anwendungsfall definierende Ausprägungen das Netz in geringerem Umfang belasten. Um die maximale Netzbelastung in der jeweiligen Leistungsbilanz (im betrachteten Netz bzw. die übergeordnet vorliegende Erzeugungs-/Lastsituation) zu bestimmen, werden für jeden Anwendungsfall die im zugehörigen Netzgebietstyp wirksamen Treiber auf die Leistungsbilanz identifiziert und qualitativ auf die real zu erwartende Extrembelastung ausgelegt. Es ist daher einerseits zwingend, jeweils sowohl die Wettersituation zu analysieren, um die Erzeugung aus volatilen Quellen zu prognostizieren und bewerten zu können, als auch die Lastseite und ihre Beeinflussbarkeit zu berücksichtigen. Ebenso wird die Möglichkeit zur Abregelung volatiler Erzeugung als stets vorhanden angenommen.

Wettersituation (Erzeugung)

Das Klimaneutralitätsnetz ist erzeugungsseitig geprägt durch die vom Dargebot abhängige Stromproduktion aus Wind und Sonne. Das Wetter stellt im Hinblick auf die Stromerzeugung somit den entscheidenden Faktor dar. Zum Ausgleich der volatilen wetterabhängigen Einspeisung stehen auf der Erzeugungsseite mit hoher Verfügbarkeit nur noch Biomasse- und Gaskraftwerke bereit (vgl. Steckbriefe der Stellregler in Kapitel 4.2 sowie Anhang B). Aus technischer Sicht spielt es dabei keine Rolle, in welchem Maße die Gaskraftwerke bereits auf klimaneutrale Brennstoffe – z.B. Wasserstoff – umgerüstet oder ausgelegt sind. Die gesicherte Leistung wird in Zukunft auch mit der künftigen Kapazitätsreserve und Erzeugungsleistung in Sicherheitsbereitschaft nicht ausreichen, um jede auftretende Jahreshöchstlast in Deutschland zu decken.

Lastsituation

Die Lastsituation wird im Klimaneutralitätsnetz neben der eher nur geringfügig beeinflussbaren Residuallast vorrangig von den flexiblen Elementen geprägt. Als beeinflussbar werden auf der Lastseite im Hinblick auf die Wesentlichkeit vorrangig eingestuft:

- steuerbare Verbrauchseinheiten (insb. Wärmepumpen, Kälte- und Klimaanlage),

- intelligente Ladesteuerung für feste Stromspeicher und intelligente Ladestationen für E-Fahrzeuge („mobile Stromspeicher“; beide Speicherarten werden als grundsätzlich bidirektional nutzbar angenommen; feste Stromspeicher können als Heim- oder Großspeicher ausgeführt sein),
- Elektrolysekapazitäten (zum netzdienlichen Einsatz),
- Laststeuerung in Industrie und GHD.

Aus technischer Sicht unterscheiden sich feste Stromspeicher und die Batteriespeicher von E-Fahrzeugen lediglich durch die temporäre lokale bzw. systemweite Nicht-Verfügbarkeit der Letztgenannten (Anschluss an wechselnde Ladepunkte und zumindest in der Fahrzeit gänzlich ohne Netzanbindung) und zusätzliche Einsatzrestriktionen (z. B. einen gewünschten Mindest-Ladezustand). Es wird daher die Verwendung der verallgemeinerten Bezeichnung „feste und mobiler Stromspeicher“ und deren Betrachtung bzw. Modellierung in einer generalisierten Form angeregt.

Netzgebietstyp

Die technischen Belastungen des Klimaneutralitätsnetzes ergeben sich vor allem auf regionaler Ebene aus der Wirkung in einem für die konkrete Erzeugungs-/Lastsituation besonders sensiblen Netz. Es reicht aus, wenige unterschiedliche Netzgebietstypen zu definieren, um diese Sensibilitäten zu erfassen:

- *Ländlich geprägte Netze (mit Fokus auf – elektrisch gesehen – abgelegene Anlagen)*
Die Auslegung der Netze auf die Vielzahl der verschiedenen Erzeugungsanlagen sowie deren Volatilität und Leistungshöhe im Verhältnis zur regionalen Last ist eine zentrale Herausforderung für die Kategorie der ländlich geprägten Netze. Der geringe Lastbedarf vor Ort und die vielen lokalen und dezentralen Erzeugungsanlagen (allein 8 Millionen PV-Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern gemäß Kapitel 4.2.2, davon viele in ländlichen Regionen) werden in Zukunft zu der primären Herausforderung führen, gegebenenfalls die Leistung von der Anschlussnetzebene in die vorgelagerten Netzebenen bis in die Höchstspannungsebene zu transportieren. Die Spannungsgrenzen werden künftig im ländlichen Raum insbesondere dann ausgereizt, wenn am Ende einer elektrisch langen Leitung eine große Erzeugungsanlage in das Netz einspeist oder starke zusätzliche Verbraucher Leistung beziehen. Darüber hinaus sind in diesem Netzgebietstyp die regelbaren Flexibilitäten aktuell latent spannungsweich angebunden. Dies verringert die aufgrund der abnehmend direkt ans Netz angeschlossenen rotierenden Massen ohnehin reduzierte Kurzschlussleistung weiter und es steigt die Gefahr lokaler Instabilitäten.
- *Hochverdichtete Netzregionen (für Wohn- und Geschäftszwecke)*
Die hochverdichteten Netzregionen beschreiben einen Gebietstyp, der durch eine hohe Vermaschung und einen temporär hohen Leistungsbedarf charakterisiert wird. Dieser resultiert aus dem Umstand, dass sich ein Teil der Menschen – primär aus beruflichen Gründen – zu bestimmten Tageszeiten aus dem Agglomerationsgürtel oder aus der ländlichen Region in diesen Netzgebietstyp hinein bewegen und zu anderen Zeiten wieder heraus. Die Zahl der in diesem Netzgebietstyp verfügbaren mobilen Speicher schwankt dementsprechend. Einzelne Störungen oder technische Probleme können aufgrund des engmaschigen Stromnetzes und der Vielzahl an Lasten, Einspeisern und Prosumern grundsätzlich gut aufgefangen werden.
- *Industriell geprägte Netze*
Industriell geprägte Netze sind durch einen hohen Strombedarf geprägt, der regelmäßig nicht lokal und dezentral durch Erzeugungsanlagen in der Region gedeckt werden kann, sondern von außerhalb zugeführt werden muss. Anders als in den ländlichen und hochverdichteten Netzen besteht hier häufig auch in den Nachtstunden ein erheblicher Energiebedarf. Leistungsspitzen entstehen bei diesem Netzgebietstyp typischerweise bei zeitgleichen Anlaufvorgängen und bei ungeeigneter Koordination der Flexibilitäten im Netz.

Leistungsbilanz und identifizierte Treiber

Die Belastung der auf einen Anwendungsfall besonders sensibel reagierenden Netzgebietstypen wird durch die Wirkung der Erzeugungs-/Lastsituation bestimmt. Insgesamt erfordert jedes abgeschlossene elektrische Netz stets ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last, also eine ausgeglichene Leistungsbilanz – egal ob die elektrische Energie lokal oder zentral erzeugt wird.

Je nach Anwendungsfall ist daher zu überlegen, durch welche Leistungsbilanz eine starke Netzbelastung verursacht wird. Als Grundlage wird diese Leistungsbilanz zu ausgewählten Zeitpunkten verwendet. Der Fokus in den verwendeten Anwendungsfällen liegt dabei auf den Extremsituationen. Dabei kann generell zwischen drei Kategorien unterschieden werden:

1. Erzeugungüberschuss (maximale volatile Stromerzeugung aus Wind und Sonne, während normale bis geringe Last im Netz anliegt)
2. Erzeugungsmangel (wenig bis keine Stromerzeugung aus volatilen Quellen, hoher Leistungsbedarf)
3. Betrieb eines ausgeglichenen Teilnetzes (ggf. mit reduziertem Umfang)

Mit Hilfe der Leistungsbilanz wird analysiert, welche Funktionalitäten des Klimaneutralitätsnetzes im jeweiligen Anwendungsfall benötigt werden, wenn durch den Einsatz von Prosumern, Energiespeichern, steuerbaren Verbrauchseinheiten und internationalen Exporten ein Überschuss in Richtung der Übertragungsnetze abzutransportieren ist (Fall 1) bzw. der Leistungsbedarf durch Zuflüsse aus dem vorgelagerten Netz abgedeckt werden muss (Fall 2) oder vorübergehend der Inselbetrieb eines Teilnetzes – gegebenenfalls mit eingeschränktem Versorgungsumfang – zu leisten ist. In der Abbildung 28 ist die Vorgehensweise dargestellt. Als Grundlage dient die nach Energieträgern aufgegliederte installierte Leistung, die in Summe 537 – 682 GW beträgt. Anschließend wird untersucht, welcher Anteil davon zum Betrachtungszeitpunkt aufgrund von Revisionen, Ausfällen, Einschränkungen im Netzbetrieb oder weiteren Nichtverfügbarkeiten nicht einsetzbar ist. Dieser Anteil wird von der Ausgangsleistung abgezogen, wodurch sich die gesicherte Leistung inklusive Netzreserve ergibt. Daraufhin folgt eine Aufstellung der Last zum betrachteten Zeitpunkt, aufgegliedert nach den Bereichen Industrie, GHD und Haushalte (analog zur Aufteilung der Stellregler, vgl. Kapitel 4.2). Wird diese Leistung in Abzug gebracht, lässt sich bereits eine Aussage zu den oben aufgeführten Kategorien treffen.

Im Klimaneutralitätsnetz sind große Flexibilitätspotenziale (278 – 372 GW gemäß Abbildung 14) vorhanden. Im Folgenden werden die vorhandenen Flexibilitäten aufgeschlüsselt:

- steuerbare Verbrauchseinheiten im Haushalt wie bspw. Wärmepumpen
- steuerbare Lasten in Industrie, Gewerbe, Handel
- bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen
- Heim- und Großspeicherkapazitäten
- Elektrolysekapazitäten zur Herstellung von Wasserstoff (zum netzdienlichen Einsatz)

Die Abbildung der Flexibilitäten erfolgt auf Basis beschriebenen Entwicklungen bis 2030+.

beispielhafte Leistungsbilanz: Reichen die zum Betrachtungszeitpunkt vorhandenen Flexibilitäten – einschließlich der aktiven Steuerung volatiler Erzeugung – nicht aus, um die Leistungsbilanz im betrachteten Netzgebietstyp ausgeglichen zu gestalten, wird über weitere (Flexibilitäts-)Maßnahmen wie eine komfortreduzierende Abschaltung entschieden. Über die hier beschriebene Analyse werden die wesentlichen Treiber der betrachteten Leistungsbilanz identifiziert, die den Anwendungsfall als Extremsituation für den jeweiligen Netzgebietstyp wirken lassen.

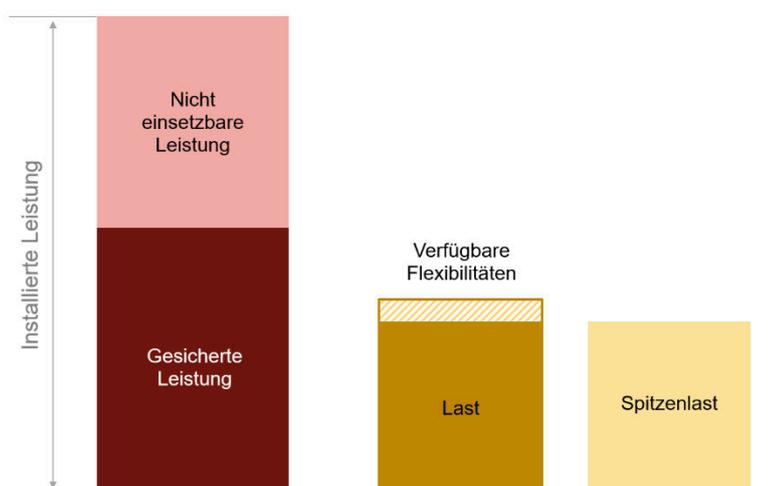


Abbildung 28: Leistungsbilanz im Überblick (Beispielhafte Darstellung)

5.3.2. Festlegung und Beschreibung der Anwendungsfälle

Im Rahmen der Studie wurden insgesamt acht Anwendungsfälle identifiziert (siehe Abbildung 29), die sich in ihren jeweiligen Dimensionen nach Kapitel 5.3.1 einschließlich der relevanten Treiber aus der zugehörigen Leistungsbilanz unterscheiden. Sie werden aber insbesondere auch mit Blick auf die Koordination der in der jeweiligen Extremsituation für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Maßnahmen kategorisiert.

Diese Anwendungsfälle bilden die Grundlage der Ermittlung der erforderlichen Funktionalitäten. Zur eindeutigen Differenzierung der Anwendungsfälle untereinander nimmt der Titel des einzelnen Anwendungsfalles bereits Bezug auf die mögliche Lösung der Herausforderung.



Abbildung 29: Anwendungsfälle im Überblick

Eine Übersicht über die Verknüpfung der acht Anwendungsfälle mit allen Anforderungen, Stellreglern, Netzgebietstypen und Netzebenen ist dem Anhang A zu entnehmen.

Anwendungsfall 01 – Spannungshaltung in elektrisch schwachen, langen Netzen der Verteilnetzebene (NS und MS)

Herausforderung: Die Spannungshaltung wird künftig zu einer besonderen Herausforderung insbesondere in elektrisch schwachen, langen Mittel- und Niederspannungsnetzen. Die aktuelle Spannungshaltung im betrachteten Netz wird über eine um Benutzerdaten erweiterte Zustandsprognose (user data enhanced state estimation) ermittelt. Dazu werden die Messwerte des Netzbetreibers um von Netznutzern (ggf. entgeltlich) bereitgestellte Daten ergänzt und der wahrscheinliche Netzzustand in einem digitalen Zwilling des Netzes berechnet.

Betroffene Anforderungen:

- Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit elektrisch langen Übertragungswegen
- Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen
- Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen

Wettersituation (Erzeugung) und Last: An windigen und sonnigen Sommertagen liegt in der Mittagszeit eine starke lokale und dezentrale Einspeisung, insbesondere in den niedrigen Spannungsebenen (NS und MS), durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen vor. Die Haushalte in der Niederspannungsebene zeigen Schwachlast, Gewerbe- und Industriekunden nehmen mit üblichem Leistungsbedarf den lokal und dezentral erzeugten Strom auf.

Der Anwendungsfall 01 belastet vorrangig den ländlich geprägten **Netzgebietstyp** mit abgelegenen Anlagen, bspw. auf Bauernhöfen.

Als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 30 und Anhang D) wurde die lokal starke Spreizung zwischen Last und Erzeugung identifiziert, die zu Spannungsüberhöhungen bzw. deutlich zu niedrigen Spannungen am Ende elektrisch schwacher (elektrisch langer) Leitungen führt. Aus der Leistungsbilanz im vorgelegten Netz bei der Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last resultieren keine relevanten Herausforderungen.

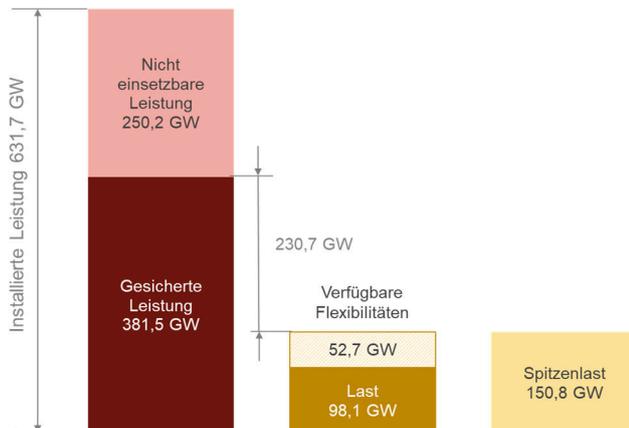


Abbildung 30: Leistungsbilanz Anwendungsfall 01

Anwendungsfall 02 – Ermittlung und Nutzung dynamischer Auslastungsgrenzen für Netzbetriebsmittel

Herausforderung: Einen weiteren Stresstest bildet die Ermittlung und Nutzung dynamischer Auslastungsgrenzen für Netzbetriebsmittel ab. Ergänzend wird auch die aktuelle Lastsituation im betrachteten Netz über eine um Benutzerdaten erweiterte Zustandsprognose ermittelt und der wahrscheinliche Netzzustand im digitalen Zwilling des Netzes ergänzt. Aus dem Integral über einen hinreichend langen Zeitraum der Vergangenheit und einer hinreichend langen Vorschau für die Residuallasten werden die (thermischen) Kapazitätsreserven im Netz bestimmt und bewirtschaftet. Insbesondere bleiben definierte Pufferkapazitäten als Reserve verfügbar und die Bewirtschaftung erfolgt nach z. B. aus dem Mobilfunk bekannten Lösungsansätzen.

Betroffene Anforderungen:

- Dynamische Bestimmung der Netzkapazität zum Ausgleich von Erzeugung oder Last
- Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung mit elektrisch langen Übertragungswegen
- Fähigkeit zur Prognose des Strombedarfs für die thermische Belastung der Betriebsmittel
- Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last
- Netzwiederaufbau nach einem Blackout sowie Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der Netzresilienz
- Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen
- Begrenzung der Nutzung der Grenzkuppelleitungen auf vereinbarte Zwecke
- Überregionale/internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten
- Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen

Die auf die Alterung wirkende Nutzung thermischer Reserven und eine etwaige messtechnische Zustandserfassungen (z. B. über Teilentladungsmessungen) werden in entsprechenden Alterungsmodellen der digitalen Zwillinge der Netzbetriebsmittel nachgeführt.

Wettersituation (Erzeugung) und Last: Kalter, winterlicher Abend mit fehlender PV-Einspeisung und kaum Erzeugung aus Windenergieanlagen. Vereinzelt Anlagen stellen EE-Strom zur Verfügung. Maximaler Leistungsbedarf über alle Netzebenen hinweg, besonders starker Bezug aus Wärmepumpen und Ladestationen.

Der Anwendungsfall 02 stellt einen Stresstest für jeden **Netzgebietstyp** dar (ländlich, hochverdichtet, industriell), weil er aufgrund der zunehmenden Flexibilitäten und deren Nutzung bereits in der Netzplanung Berücksichtigung findet und in allen Netzen auch die Leistungsgrenzen erreicht werden.

Bei der Analyse der **der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 31 und Anhang E) wurden die starke Nutzung der Erzeugungsflexibilitäten aus stationären und mobilen Speichern, der maximale Import über engpassbehaftete Kuppelleitungen und die intelligente Steuerung von Wärmepumpen/Kälte- und Klimaanlage als Möglichkeiten identifiziert, um Abschaltungen von residualen Verbrauchsanlagen zu verhindern.

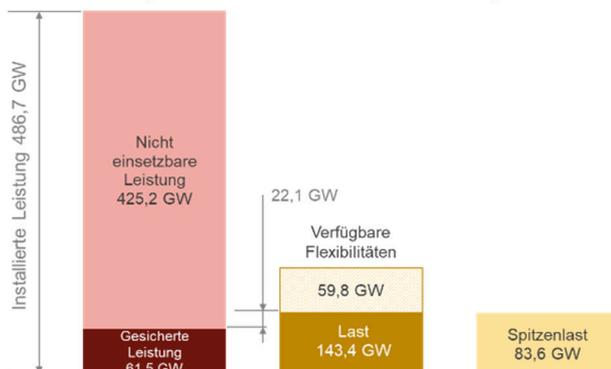


Abbildung 31: Leistungsbilanz Anwendungsfall 02

Anwendungsfall 03 – Unverbindliche Systemstützung als Ergänzung im Erzeugungs-/Lastausgleich

Herausforderung: Die Vermarktung von Flexibilitäten in der Bereitstellung von Regelleistung und -energie erfordert eine erfolgreiche Präqualifizierung, welche auch die Möglichkeit zum jederzeitigen Abruf beinhaltet (verbindliche Bereitstellung). Die im Netz nicht permanent zur Verfügung stehenden Flexibilitäten können dem jeweiligen Systemungleichgewicht ebenfalls entgegenwirken, sofern sie „zufällig“ zum Bedarfszeitpunkt zur Verfügung stehen (unverbindliche Bereitstellung). Dies kann über bestehende oder neue Märkte erfolgen.

Betroffene Anforderungen:

- Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last
- Funktionsfähiger Netzwiederaufbau nach einem Blackout sowie Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der Netzresilienz
- Begrenzung der Nutzung der Grenzkuppelleitungen auf vereinbarte Zwecke
- Überregionale/internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten
- Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen

Wettersituation (Erzeugung) und Last: An windigen und sonnigen Wintertagen liegt in der Mittagszeit eine starke lokale und dezentrale Einspeisung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen in allen Spannungsebenen vor. Der Leistungsbedarf von Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie liegt auf normalüblicher Höhe; nur wenige der angeschlossenen Flexibilitäten (insbesondere Wärmepumpen und Ladestationen) beziehen Strom aus dem Netz.

Als relevant gelten für den Anwendungsfall 03 der hochverdichtete und der industrielle **Netzgebietstyp**, da dort in hohem Maße Flexibilitäten verfügbar sind.

Als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 32 und Anhang F) wurde die starke Nutzung der Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite (Speicher, Elektrolyse, Ladeinfrastruktur) und der maximale Export über Kuppelleitungen zwischen Teilnetzen (auch Grenzkuppelleitungen) identifiziert, um über den Abtransport von Überschusserzeugung eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu verhindern.

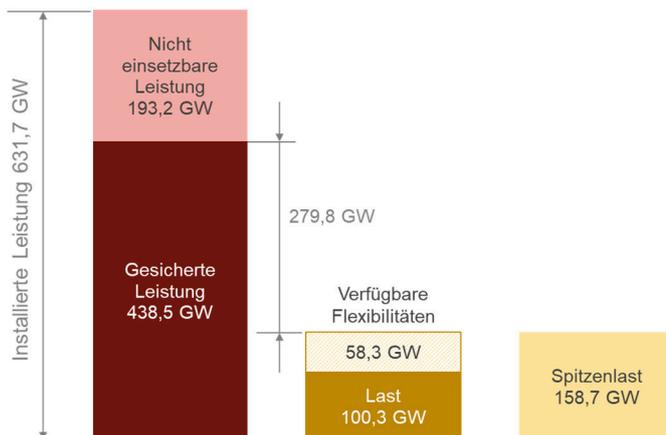


Abbildung 32: Leistungsbilanz Anwendungsfall 03

Anwendungsfall 04 – Systemdienlicher Einsatz mobiler Speicher

Herausforderung: Abhängig von künftigen Arbeitsmodellen – entscheidend dürfte der künftige Anteil an Homeoffice-Lösungen sein – wird ein Teil der mobilen Speicher tagsüber in den industriellen und hochverdichteten Netzen angebunden und verfügbar sein. Abends und nachts verlagert sich diese Anbindeoption weitgehend in Richtung städtischer Agglomerationsgürtel. Die Bereitstellung dieser mobilen Speicher für systemdienliche Zwecke wird dadurch angereizt, dass an das Stromnetz angeschlossene E-Fahrzeuge im Netzdienstleistungsmodus als virtuell am Wohnsitz bzw. dem Heimatquartier angeschlossen betrachtet werden und über den Netzpuffer ein Ent- sowie Beladen mit Eigenstrom angeboten wird.

Betroffene Anforderungen:

- Dynamische Bestimmung der Netzkapazität zum Ausgleich von Erzeugung oder Last
- Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung mit elektrisch langen Übertragungswegen
- Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last
- Funktionsfähiger Netzwiederaufbau nach einem Blackout sowie Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der Netzresilienz
- Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen
- Überregionale/Internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten
- Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen

Anmerkung: Dieses Grundmodell kann grundsätzlich auch auf Verantwortungsgemeinschaften (netzgebundene Communities: Nachbarschaften/Quartiere, Energiegebundene Communities: Familien, Vereine, Arbeitgeber:innen/-nehmer:innen) erweitert werden.

Wettersituation (Erzeugung) und Last: An sonnigen Herbsttagen wird tagsüber sowohl der konventionelle Verbrauch abgedeckt als auch insbesondere das E-Fahrzeug am Arbeitsplatz bzw. Dienort (intelligent) geladen. Tagsüber reicht der erzeugte PV-Strom aus, um den Leistungsbedarf aller Netzkunden zu decken. Nach Sonnenuntergang fehlt die PV-Erzeugung, sodass ein vermehrter Verbrauch z. B. durch Wärmepumpen die Netze belastet.

Im Anwendungsfall 04 verlagern sich die mobilen Speicher vom industriell geprägten **Netzgebietstyp** (tagsüber) zum hochverdichteten Netzgebietstyp (abends/nachts).

Als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 33 und Anhang G) wurden aufgrund der Hochlastzeiten in den Abendstunden die dort notwendigen Erzeugungskapazitäten ermittelt, um den strombasierten Wärmebedarf zu decken. Hierbei können insbesondere die tagsüber geladenen E-Fahrzeuge im Verbund mit gegebenenfalls vorhandenem stationärem Speicher den Bedarf an externer Leistungszuführung aus dem vorgelagerten Netz begrenzen.

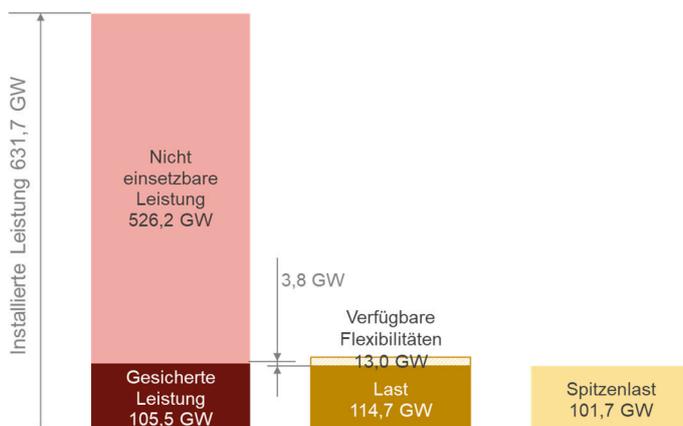


Abbildung 33: Leistungsbilanz Anwendungsfall 04

Anwendungsfall 05 – Reduktion der Netzreserve auf eine (n-0,x)–Sicherheit

Herausforderung: Die Möglichkeiten zur Steuerung der Last und gegebenenfalls weiterer Flexibilitäten in Abhängigkeit vom volatilen Energieangebot können auch bei Netzstörungen eingesetzt werden. In vielen, wenn auch bei Weitem nicht allen Fällen wird dadurch auf eine (n-1)-sichere Ausgestaltung der Netze verzichtet werden können, ohne dass hierdurch die Versorgungssicherheit unzulässig verringert wird. Verbesserte Steuerungsmaßnahmen im vorgelagerten überregionalen Netz (u. a. auch die Einbeziehung von HGÜ-Verbindungen in die verbindliche oder unverbindliche Systemstützung) haben ebenfalls diese Wirkung. Diese Reduktion der Hardware-Redundanz von der klassischen (n-1)-Sicherheit auf ein reduziertes Maß wird hier als (n-0,x)-Sicherheit bezeichnet. Dabei wird kein fester x-Wert angestrebt, sondern allenfalls umgekehrt ein x-Wert bestimmt, mit dem ein angestrebtes Versorgungssicherheitsniveau erreicht wird.

Betroffene Anforderungen:

- Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen
- Überregionale/internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten

Wettersituation (Erzeugung) und Last: Eine gute Wettersituation am Frühlingsabend führt zu erheblicher Einspeisung aus Wind und Sonne. Trotzdem ist es aufgrund von Netzstörungen nicht möglich, alle Erzeugungsanlagen mit dem Verbundnetz synchron zu betreiben. Der abendliche Leistungsbedarf liegt über alle Spannungsebenen hinweg auf üblicher Höhe, allerdings kann aufgrund der Netzstörungen auch nicht die Versorgung aller Letztverbraucher sichergestellt werden.

Der Anwendungsfall 05 stellt einen Stresstest für jeden **Netzgebietstyp** dar (ländlich, hochverdichtet, industriell), da aufgrund der zunehmenden Flexibilitäten in allen Netzen auch die Leistungsgrenzen erreicht werden.

Als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 34 und Anhang H) wurde eine starke Nutzung der Erzeugungsflexibilitäten aus stationären und mobilen Speichern sowie eine maximale Leistungszuführung über Kuppelleitungen zwischen Teilnetzen (auch Grenzkuppelleitungen) und intelligente Steuerung der Wärmepumpen und Ladestationen für feste und mobile Speicher ermittelt, um Abschaltungen von Verbrauchsanlagen zu verhindern.

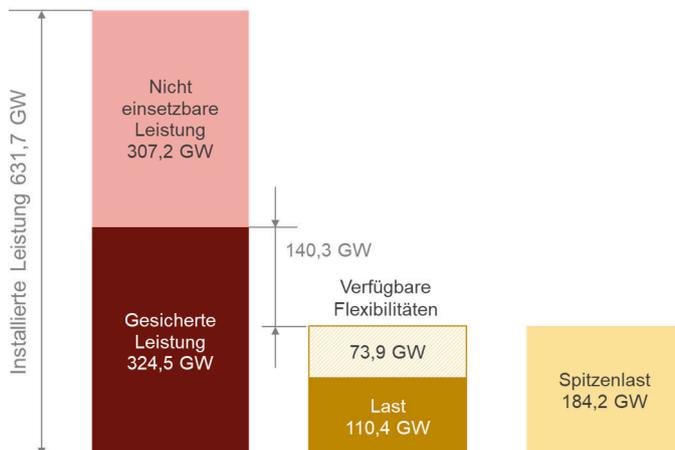


Abbildung 34: Leistungsbilanz Anwendungsfall 05

Anwendungsfall 06 – Selbstheilung bei System-Split/Schwarzstart (inkl. Systemstützung durch HGÜ)

Herausforderung: Im Normalbetrieb werden die regionale und überregionale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten kombiniert. Als wesentliche Ausprägung der zellulären Verantwortung wird die Systemverantwortung für potenziell stabile Teilsysteme gesehen, die z. B. aus mehreren Regelzonen, aber auch aus Teilen von Regelzonen bestehen können. Der System-Split stellt hierbei weiterhin einen deutlich unerwünschten Betriebsfall dar, der im laufenden Netzbetrieb möglichst zu verhindern ist, da die regionalen Teilsysteme bei regelmäßigen überregionalen Leistungsstransfers im zweistelligen GW-Bereich mit hoher Wahrscheinlichkeit in einer stark unausgeglichene Leistungsbilanz betrieben werden und während des System-Splits erhebliche Versorgungseinschränkungen drohen. Beim Umgang mit System-Splits liegt der Fokus schwerpunktmäßig allerdings mehr auf der Beherrschung dieses Betriebszustandes als auf dessen Vermeidung, da er durch die Transformation zum Klimaneutralitätsnetz zunehmend und technisch unvermeidlich auftreten dürfte. Bei Störungen auf den Kuppelleitungen an den Teilsystemgrenzen kann es dazu kommen, dass zur Erhöhung der Resilienz eine komfortreduzierte Versorgung zugelassen wird. Die Komfortreduzierung kann z. B. über die Einführung von abschaltbewehrten Selbstverpflichtungen realisiert werden. Der automatische Netzwiederaufbau umfasst auch den Schwarzstart in Teilnetzen, die sich nicht in einer Teilversorgung fangen konnten.

Betroffene Anforderungen:

- Substitution der aktuellen Systemaufgaben der Kern-/Kohlekraftwerke
- Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last
- Funktionsfähiger Netzwiederaufbau nach einem Blackout sowie Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der Netzresilienz
- Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen
- Beherrschung von System-Split und Blackout als eine von Teilnetzen beherrschte Ausnahmesituation
- Überregionale/internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten

Wettersituation (Erzeugung) und Last: An kalten, winterlichen Abenden ohne PV-Einspeisung und mit geringer Erzeugung aus Windenergieanlagen stellen (Offshore-)Anlagen nur vereinzelt EE-Strom zur Verfügung. Es besteht maximaler Leistungsbedarf über alle Spannungsebenen hinweg mit besonders starkem Bezug aus Wärmepumpen und Ladestationen.

Der Anwendungsfall 06 stellt einen Stresstest für jeden **Netzgebietstyp** dar, weil aufgrund der zunehmenden Flexibilitäten in allen Netzen die Leistungsgrenzen erreicht werden.

Da aufgrund des Systemsplit ein Stromimport aus anderen Teilnetzen nicht möglich ist, werden als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 35 und Anhang I) eine starke Nutzung der Erzeugungsflexibilitäten aus stationären und mobilen Speichern sowie die Erfordernisse einer intelligenten Steuerung der Wärmepumpen und Ladestationen ermittelt, um Abschaltungen von Verbrauchsanlagen zu verhindern und Teilnetze zügig wieder zu synchronisieren.

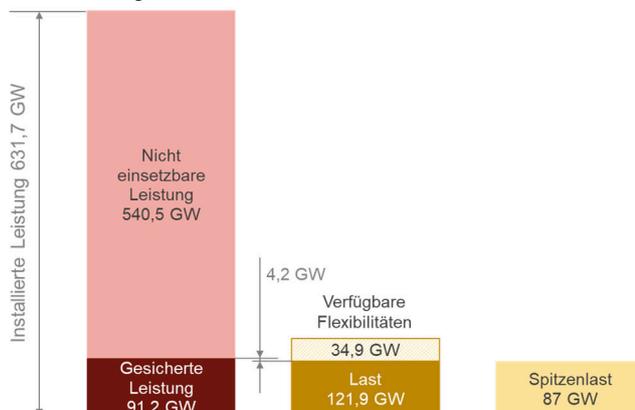


Abbildung 35: Leistungsbilanz Anwendungsfall 06

Anwendungsfall 07 – Ersatzstromversorgung in zellulärer Verantwortung (physische Zellen)

Herausforderung: In physisch abgegrenzten Teilnetzen (physische Zellen – z. B. Quartiere, Industrienetze, kommunale Netze) kann es künftig vermehrt zu einer notwendigen Ersatzstromversorgung in zellulärer Verantwortung kommen. Dabei werden die flexiblen Lasten aufgrund der Netzstörungen minimiert und die Residuallasten begrenzt. Die in der physischen Zelle vorhandenen Erzeugungsanlagen und Speicher werden entsprechend zuvor vereinbarter Regeln zur Versorgung hochprioritärer Verbraucher in der physischen Zelle eingesetzt.

Betroffene Anforderungen:

- Funktionsfähiger Netzwiederaufbau nach einem Blackout sowie Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der Netzresilienz
- Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen (z. B. für kritische Infrastruktur bei Netzausfall oder Energiemangel)

Anmerkung: In diesem Szenario ist damit zu rechnen, dass in den Teilnetzen keine rotierenden Massen zur Verfügung stehen – der Erzeugungs-/Lastausgleich in solchen Fällen gehört ebenso wie die Frequenzstabilisierung somit zu den zu beherrschenden Anforderungen.

Wettersituation (Erzeugung) und Last: An Frühlingsabenden können aufgrund von Netzstörungen trotz einer guten Wettersituation (genug Erzeugung aus Wind und Sonne) nicht alle Erzeugungsanlagen synchron mit dem Verbundnetz betrieben werden. Grundsätzlich liegt über alle Spannungsebenen hinweg ein üblicher, abendlicher Leistungsbedarf vor. Gleichwohl kann aufgrund der Netzstörung die Versorgung aller Letztverbraucher nicht sichergestellt werden.

Der Anwendungsfall 07 stellt ebenfalls einen Stresstest für jeden **Netzgebietstyp** dar, weil aufgrund der zunehmenden Flexibilitäten in allen Netzen die Leistungsgrenzen erreicht werden.

In den gebildeten Inselnetzen muss als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 36 und Anhang J) lokal in zellulärer Verantwortung die Ersatzstromversorgung für hochprioritäre Verbraucherinnen und Verbraucher sichergestellt werden. Hierzu eignen sich insbesondere die Kapazitätsreserven der mobilen und stationären Speicher.

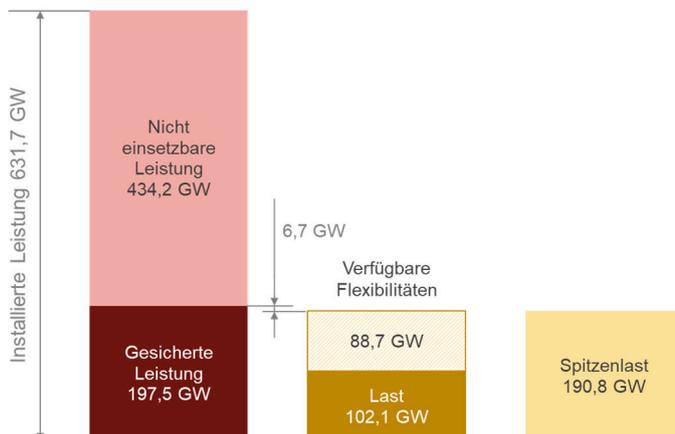


Abbildung 36: Leistungsbilanz Anwendungsfall 07

Anwendungsfall o8 – Bereitstellung datenbasiertes (Zustands)-Abbild als Grundlage für die Entwicklung netz- bzw. systemdienlicher Geschäftsmodelle „des Marktes“

Herausforderung: Netzbetreiber und Energieanbieter stellen (ggf. entgeltlich) eine standardisierte Datengrundlage zum aktuellen Zustand des Netzes bereit. Diese Grundlage können diverse Verantwortungsgemeinschaften für physisch abgegrenzte Teilnetze oder Energiegemeinschaften nutzen, um den jeweilig aus dem Sollzustand laufenden Netz- oder Energieparameter über Marktanreize zu korrigieren. Physisch abgegrenzte Teilnetze werden z. B. durch Nachbarschaften, Quartiere, Mittelspannungsnetzbezirke etc. gebildet. Energiegemeinschaften bilden z. B. Kettenverbraucher und -prosumer aus dem Feld der Discounter, Fast-Food-Ketten usw.

Betroffene Anforderungen:

- Zubau von Sensoren und Aktoren im Netz unter Berücksichtigung der Interoperabilität
- Zuverlässige Bereitstellung und Nutzung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten
- Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation (Cybersicherheit „System state“)
- Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung (Cybersicherheit „System influence“)

Wettersituation (Erzeugung) und Last: An kalten, winterlichen Abenden ohne Photovoltaik-Einspeisung und mit geringer Erzeugung aus Windenergieanlagen stellen nur vereinzelte Anlagen (Offshore-Windenergieanlagen) EE-Strom zur Verfügung. Es besteht maximaler Leistungsbedarf über alle Spannungsebenen hinweg und dabei ein besonders starker Bezug aus Wärmepumpen und Ladestationen.

Der Anwendungsfall o8 stellt ebenfalls einen Stresstest für jeden **Netzgebietstyp** dar, weil aufgrund der zunehmenden Flexibilitäten in allen Netzen die Leistungsgrenzen erreicht werden.

Als **Treiber aus der Leistungsbilanz** (vgl. Abbildung 37 und Anhang K) wurde ein hoher Bedarf an systemdienlichem Verhalten der Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten ermittelt, um das (drohende) Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last marktbasiert auszugleichen.

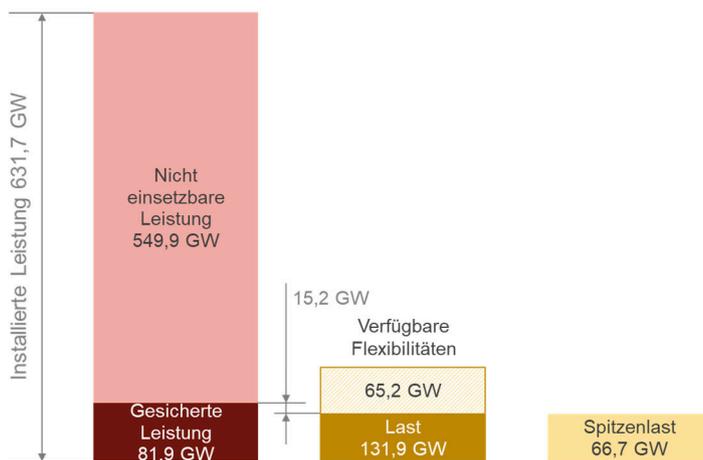


Abbildung 37: Leistungsbilanz Anwendungsfall o8

5.4. Zwischenfazit Kapitel 5

Die in Kapitel 4 abgeleiteten Anforderungen wurden daraufhin untersucht, welche Funktionalitäten für ihre Erfüllung erforderlich sind. Insgesamt wurden auf Grundlage der Stellregler, Leistungsbilanz und Netzgebietstypen 39 Funktionalitäten festgestellt.

Um besonders **wesentliche Funktionalitäten** zu ermitteln, wurden diese bzgl. der Anzahl an Anforderungen sortiert, zu deren Erfüllung sie beitragen. Die wesentlichsten Funktionalitäten sind danach:

- Netzzustandsprognose in der Niederspannung auf Grundlage von KI statt analytischer Algorithmen bzw. breit ausgerollter Messtechnik
- Begrenzung der maximalen zeitgleichen Einspeisung auf die verfügbaren Netzkapazitäten mithilfe von Verteilalgorithmen
- Bereitstellung von Netzreserven für Redispatch über künftige nicht dargebotsabhängige EZA (Wasserkraft, Biomasse, Gas) und Speicher; Kapazitätsreserven bei Energieengpässen
- Begrenzung des maximalen zeitgleichen Leistungsbezugs auf die verfügbare Netzkapazität mit Hilfe fairer Verteilalgorithmen

Die Bedeutung der Anforderungen und Funktionalitäten wurde anhand von acht Anwendungsfällen aufgezeigt. Maßgeblich für die Anwendungsfälle ist das Ergebnis der Leistungsbilanz basierend auf (Einspeise-)Wetter und Lastsituationen sowie charakteristischen Netzgebietstypen eingeteilt nach den Kategorien städtisch, ländlich und industriell.

Schließlich wurden die Funktionalitäten in Bezug auf ihren technischen und gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Reifegrad kategorisiert. Insgesamt zwei Funktionalitäten gelten als „*state of the art*“ (Kategorie 1), für 25 Funktionalitäten gilt eine Einordnung in die Kategorie 2 und insgesamt 12 Funktionalitäten wurden der Kategorie 3 zugeordnet. Es zeigt sich demnach, dass insbesondere verlässliche gesetzgeberisch-ordnungspolitische Rahmenbedingungen für die Umsetzung des Klimaneutralitätsnetzes unerlässlich sind.

Ausgehend von dieser summarischen Kategorisierung jeder Funktionalität wird im nächsten Abschnitt qualitativ getrennt voneinander bewertet, welcher technologische Innovationsbedarf und welcher gesetzgeberisch-ordnungspolitische Anpassungsbedarf für jede einzelne Funktionalität auf dem Entwicklungsweg hin zum „Zukunftsbild Stromnetze 2030+“ existiert.

6. Innovations- und Anpassungsbedarf für das Klimaneutralitätsnetz

6.1. Wesentliche Akteure und ihre Rollen

Für die erfolgreiche Transformation hin zum Klimaneutralitätsnetz wird im Folgenden auf die im Kapitel 5.2 abgeleiteten Funktionalitäten und der durchgeführten Kategorisierung aufgesetzt.

Um das Ziel der Studie zu erreichen – die Ermittlung des notwendigen technologischen Innovationsbedarfs sowie des gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungsbedarfs für das Klimaneutralitätsnetz – ist abschließend das Delta zwischen dem aktuellen Ist- und zukünftigen Soll-Zustand abzuleiten und in einer geeigneten Ergebnisdarstellung auf die entscheidenden Punkte zu reduzieren. Der Ist-Zustand basiert dabei im Wesentlichen auf der im Kapitel zuvor getroffenen Einschätzung hinsichtlich der Kategorisierung der festgestellten Funktionalitäten. Die dortige Unterscheidung zwischen technischer und gesetzgeberisch-ordnungspolitischer „Reife“ ist maßgeblich, da das technologische und das gesetzgeberisch-ordnungspolitische Delta unterschiedliche Ausprägungen besitzen können. Aus diesem Grund werden die beiden Bereiche getrennt voneinander beschrieben.

Es ist klar herausgearbeitet worden, dass das Klimaneutralitätsnetz nur mit einem hohen Automatisierungsgrad/Digitalisierungsgrad basierend auf einer umfangreichen und geschützten Datenerfassung und -übertragung sicher und effizient betrieben werden kann. Dazu bedarf es zunächst einer zielorientierten Anpassung des gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmens, der Freiheiten für technologische Innovationen bietet sowie Anreize für deren Einsatz gibt. **Eine agile, koordinierte Zusammenarbeit aller Akteure ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor** (vgl. Abbildung 38). Nur so können Transparenz und Veränderungsgeschwindigkeit in dem erforderlichen Maß erreicht werden. Das zeigt in sehr klarer Weise die – trotz hohem gesetzgeberischem Anspruch – über Jahre hinweg wenig überzeugende Prozessführung bei der Einführung intelligenter Messsysteme.

Nur durch einen konsistenten gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmen können die notwendigen technologischen Innovationen für Netzbetriebsmittel (Primär- und Sekundärtechnik), für Erzeugungsanlagen und deren Verknüpfung zum Netz (z. B. WEA, PV, Wechselrichter) sowie für Endanwendungen (z. B. Wärmepumpen, Ladefrastruktur) durch die Nutzer eingesetzt werden. Ein gesetzgeberisch-ordnungspolitisch verankertes Transformationsziel, welches die erforderliche Transformationsgeschwindigkeit ebenso wie Entwicklungs- und Bereitstellungszeiten berücksichtigt, ist erforderlich, um das Potenzial dieser Technologien in der Anwendung auszuschöpfen und eine Weiterentwicklung voranzutreiben. Um die im technischen Kern herstellereigenspezifischen proprietären Lösungen auf die gewünschten übergeordneten Funktionalitäten auszurichten sowie Kompatibilität und Kommunikation zuverlässig zu ermöglichen, ist darüber hinaus eine beständige Fortentwicklung der Standardisierung, Normensetzung und Erstellung von technischen Anwendungsregeln zu leisten.

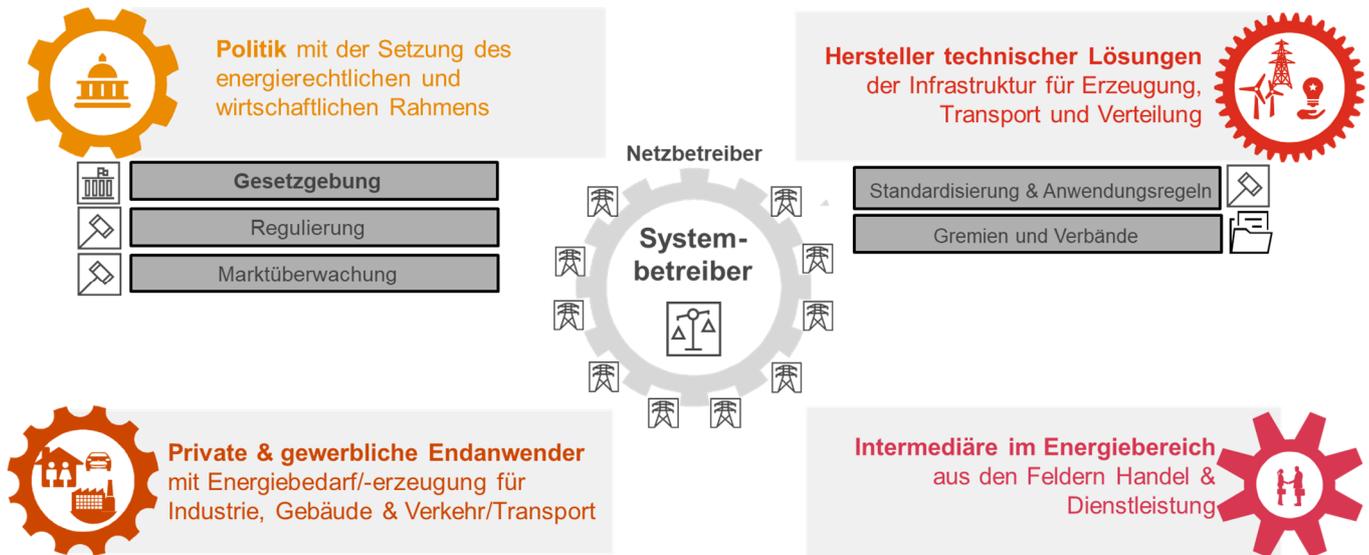


Abbildung 38: Akteure zur Umsetzung im Klimaneutralitätsnetz

- I. **Politik/Gesetzgebung**
Die politisch verantwortlichen Gremien setzen den energierechtlichen und -wirtschaftlichen Rahmen mit Hilfe der Gesetzgebung und bedienen sich zur Umsetzung der Regulierung und Marktüberwachung. Die Rahmenbedingungen formulieren dabei klare Ziele und spezifizieren diese durch quantifizierbare Größen und Vorgaben. Damit werden die Größe und die Gestaltung des Innovationsrahmens der Stromnetze terminiert und geeignete Anreize festgelegt.
- II. **Hersteller technischer Lösungen**
Durch den freien Wettbewerb entwickeln verschiedene Hersteller eine Vielzahl an technologischen Innovationen für die Infrastruktur von Erzeugung, Transport und Verteilung elektrischer Energie. Die Standardisierung und Kompatibilität werden dabei vor allem durch die regelsetzenden Verbände (z. B. VDE FNN) im fachlichen Austausch etabliert. Hier erfolgt auch der Austausch mit den in diesem Zusammenhang bedeutsamen Netzbetreibern als unmittelbare Anwender. Den Intermediären als Treiber neuer Geschäftsmodelle kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Rolle zu.
- III. **Private und gewerbliche Endanwender**
Bei den privaten und gewerblichen Endanwendern muss die Bereitschaft gesteigert werden, ihr Verbrauchsverhalten stärker als bisher an dem aktuellen Energieangebot sowie den Rahmenbedingungen des Klimaneutralitätsnetzes auszurichten. Das betrifft neben dem Primärsektor Energie (Verbrauch und Erzeugung), ebenfalls die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr/Transport. Hierzu bedarf es Anreize bzgl. möglicher Preisspreizungen sowie zur Bereitstellung von Flexibilitäten. Eine individuelle Optimierung im Rahmen des eigenen Verbrauchsmanagements (z. B. Steuerung einzelner Verbraucher) findet „hinter“ dem Netzanschlusspunkt statt und ist nicht Gegenstand der Betrachtung.
- IV. **Intermediäre im Energiebereich**
Intermediäre und deren Geschäftsmodelle nutzen die bereitgestellten Funktionalitäten, stellen aber zugleich Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz, um ihre Geschäftsmodelle umsetzen zu können. Diese umfassen neben dem eigentlichen Energiehandel zukünftig auch Märkte für Systemdienstleistungen und den Bereich der Energiedienstleistungen. Es ist zu erwarten, dass die im Klimaneutralitätsnetz stetig ansteigenden Daten eine Vielzahl neuer Dienstleister mit neuen Produkten in den Markt führen werden.
- V. **Systembetreiber/Netzbetreiber**
Der Systembetrieb koppelt die im elektrischen Netz eingesetzten Technologien und die dort tätigen Akteure in zeitlich engster Form und stellt hohe Ansprüche an die Verantwortlichen – in der Regel die Netzbetreiber. Der Netzbetreiber trägt somit die Verantwortung für den Netzbetrieb und künftig damit einhergehend auch für die Erfüllung der Anforderungen an das Klimaneutralitätsnetz. Neben dem

unmittelbaren System-/Netzbetrieb jedes einzelnen Unternehmens muss die Möglichkeit bestehen, einzelne oder mehrere Funktionalitäten – bis hin zu einem gesamten „Digital-Netzbetrieb“ – in Kooperationen umzusetzen oder dienstleistend einzukaufen. Die Netzbetreiber sind damit maßgebliche Treiber für die Vorgabe von Funktionalitäten, die Auswahl geeigneter Technologien und deren Einsatz. Mit diesem richtungsweisenden Potenzial gestalten sie die Markt- und Branchenentwicklung.

Das Klimaneutralitätsnetz und dessen Betreiber verbindet alle weiteren Akteure und muss deren individuelle Ziele unter der Bedingung eines sicheren Netzbetriebs ermöglichen. Dazu ist es erforderlich, die bei den Akteuren immanenten Flexibilitätsoptionen anwendbar und über standardisierte Schnittstellen ansteuerbar zu machen. Ein Monitoring und die Möglichkeit eines aktiven, zeitnahen Eingriffs für den sicheren Netzbetrieb muss darüber hinaus möglich sein.

Im Rahmen dieser Studie werden unter dem Begriff des „gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungsbedarfs“ alle Aufgaben zusammengefasst, die sich auf die Weiterentwicklung der Gesetzgebung einschließlich Ausgestaltung von Regulierung im engeren Sinn und Marktrahmen (Schaffung von Rechtssicherheit) sowie auf die zur Schaffung des Klimaneutralitätsnetzes notwendigen Anpassungen der Standards, Normen und technischen Anwendungsregeln konzentrieren. Dabei gilt es zu beachten, die Voraussetzungen für eine technologieoffene Ausgestaltung zu schaffen.

6.2. Retrospektive aus 2030+

Um die Vielzahl der zu schaffenden Funktionalitäten auf die wesentlichen Aspekte zu konzentrieren und die entscheidenden Innovations- und Anpassungsbedarfe abzuleiten, bietet es sich an, **eine zurückblickende Perspektive** einzunehmen und aus einem solchen Überblick heraus die zentralen funktionalen Felder zu identifizieren, in denen von heute an bis zu 2030+ die entscheidenden Innovations- und Anpassungsbedarfe bestehen. Die heutigen politischen Zielsetzungen im Rahmen einer in 2030+ zu erreichenden Klimaneutralität legen nahe, diesen Zeitpunkt auch für den strukturierenden Rückblick zu wählen.

Der Wandel zum Klimaneutralitätsnetz – eine Retrospektive aus 2030+

Die wesentlichen neuen Herausforderungen im Energiebereich, die mit Macht das zweite Viertel des 21. Jahrhunderts prägten, waren die Dekarbonisierung und effizientere Nutzung der endlichen Ressourcen zur Deckung der gesellschaftlichen Wünsche und Bedürfnisse, welche sich auf eine leistungsfähige Energieversorgung getragen durch die Stromnetze stützten. Als Mittel zur Lösung dieser Herausforderungen haben sich der Einsatz digitaler Daten und deren Nutzung mit Hilfe leistungsfähiger Kommunikationsnetze erwiesen. Die Vielzahl der erfolgreich eingesetzten Lösungsansätze und Innovationen bezieht sich auf fünf funktionale Felder.

1. Sektorübergreifende Planungsprozesse

Die Stromnetze haben sich den Anforderungen der Energiewende anpassen müssen (Ergebnis: Klimaneutralitätsnetz). Ausgangspunkt waren Veränderungen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr/Transport durch zunehmend grüne Elektrifizierung. Daher war der Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur des Gesamtsystems sektorübergreifend und bedarfsgerecht zu planen. Unterstützung lieferten dabei insbesondere intelligente, miteinander vernetzte Betriebsmittel, die gezielt die Leistungsfähigkeit der bestehenden Energieinfrastruktur optimieren, um die nach wie vor als Ultima Ratio zur Wahl stehenden primärtechnischen Netzausbaumaßnahmen auf ein möglichst niedriges Niveau zu beschränken.

2. Datenzugang und sicherer Einsatz digitaler Abbilder

Im Klimaneutralitätsnetz eingesetzte Technologien, Betriebsmittel und Flexibilitäten mussten intelligent eingesetzt und miteinander vernetzt werden, um den Netzzustand jederzeit abbilden und reagieren zu können. Dazu mussten die Daten aus den an das Netz angeschlossenen Technologien, Betriebsmitteln und Flexibilitäten so nutzbar gemacht werden, dass quasi Echtzeitsteuerung möglich wurde. Die zahlreichen dezentralen Einheiten mussten durch eine adäquate Steuerung über geeignete Kommunikationsprotokolle zusammenarbeiten und koordiniert werden. Durch die große Anzahl der an das Netz angeschlossenen datenverarbeitenden Geräte und Softwareapplikationen stieg das Risiko vor Cyberangriffen, die die Stabilität des Gesamtsystems hätten gefährden können. Allerdings waren die sichere Versorgung und Nutzung von Energie zu jedem Zeitpunkt von elementarer Wichtigkeit. Die Bereitstellung der Daten musste daher auf einer cybersicheren Allmende erfolgen – geschützt gegen Verfälschungen und missbräuchliche Nutzung. Aufbau und Nachführung zunehmend leistungsfähigerer digitaler Abbilder des aktuellen Netzzustands liegen weiterhin grundsätzlich in der Verantwortung des jeweils zuständigen Netzbetreibers, der einen Großteil der Netzsensorik betreibt und auch für den sicheren Netzbetrieb zuständig

bleibt. Darüber hinaus wurden durch die bei flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verpflichtend eingebaute Sensorik weitere Daten erfasst und diese – ggf entgeltlich und/oder verpflichtend – unter Beachtung des personenbezogenen Datenschutzes weiteren Marktteilnehmern bereitgestellt. Die damit erstellten digitalen Abbilder enthielten implizit Informationen zu den freien Nutzungsmöglichkeiten des Netzes und ermöglichten zugelassenen Marktteilnehmern die Nutzung dieser Optionen.

3. Beherrschung niedrig-variabler Systemträchtigkeit

Die durch den Rückbau thermischer Großkraftwerke reduzierten, unmittelbar mit dem Stromnetz gekoppelten rotierenden Massen und die damit entsprechend sinkende Kurzschlussleistung erforderten sowohl einen schnelleren Erzeugungs-/Lastausgleich als auch die Anpassung der Schutztechnik (konzeptionell und in den Auslöseparametern). Darüber hinaus veränderte sich dadurch der Umgang mit sinkender Spannungsqualität. Durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten und Beiträge aller Erzeugungsanlagen zu den Systemdienstleistungen war dies beherrschbar.

4. Straffer Systembetrieb

Im normalen Systembetrieb wurden weiterhin redundante Betriebsmittel und Netzreserven vorgehalten, um die Energieversorgung im Fehlerfall weiter zu gewährleisten. Das erforderte – über alle Netzebenen hinweg – zu jeder Zeit ausreichende Kenntnisse zum Netzzustand (sowohl thermisch als auch elektrisch). Reichen diese Kapazitäten nicht aus, wird neuerdings mithilfe fairer Verteilgorithmen die maximale zeitgleiche Einspeisung oder der maximal zeitgleiche Bezug begrenzt werden.

5. Hochresiliente auto-dynamische Bottom-up-Netzstrukturen

Die Dynamik im Umgang mit schnellen Last- oder Erzeugungsspitzen erhöhte sich weiter. Daher musste in der Vergangenheit auch die System- und Betriebsführung geändert werden. Die Versorgungssicherheit konnte nicht mehr ausschließlich durch vorausschauende Maßnahmen (n-1-Sicherheit) und dem damit einhergehenden Ausbau der Netze gewährleistet werden. Hier konnte eine automatisierte kurative Netzführung unterstützen, die auf hochresilienten auto-dynamischen Bottom-up-Netzstrukturen im Verteilnetz durch Systemautomatiken beruht. Dadurch konnten lokal abgegrenzte Teilnetze im Fehlerfall weiterbetrieben werden und für einen effizienten Netzwiederaufbau sorgen. Das ermöglichte den Betrieb von Leitungen und Transformatoren näher an den Belastungsgrenzen, ohne dass das sehr hohe Niveau der Versorgungssicherheit sank. Dies war als Ergänzung der unidirektionalen Netzführung zur Schaffung störungsfester (hochresilienter) Netzstrukturen bzw. einer leittechnischen Rückfallebene für Teilnetze zu sehen.

6.3. Wesentlicher technologischer Innovationsbedarf

Eine große Zahl der notwendigen Funktionalitäten kann von den Herstellern bereits technisch bedient werden. Nicht selten stehen entsprechende technische Lösungen aktuell schon in anderen Märkten oder als marktreife Pilotlösungen zur Verfügung. In Deutschland fehlt dagegen noch der entsprechende gesetzgeberisch-ordnungspolitische Rahmen. Hier kann die Anpassung dieses Rahmens mit der von der Politik vorgegebenen Geschwindigkeit zur Klimaneutralität nicht Schritt halten. Der Ausblick aus einem System mit unidirektional-geprägtem Energiefluss hin zu dezentralem und volatilem Einspeise- und Verbrauchsverhalten in einer digitalisierten Umgebung wurde bislang mit zu geringen Anreizen versehen, welche die Wirtschaftlichkeit – über einen Testbetrieb hinaus – von Innovationen gewährleistet.

Nur für eine, vergleichsweise, geringe Anzahl an Funktionalitäten stehen noch keine einsatzreifen technischen Lösungen zur Verfügung. Auch wenn dies häufig darin begründet liegt, dass die noch ausstehenden Entwicklungsschritte maßgeblich von der Ausgestaltung des gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmens und damit vor allem dem Einsatz durch die Netzbetreiber abhängen (z. B. in der Abwägung zwischen Datenschutz und Funktionalität), so können doch auf einer aggregierten Ebene insgesamt sechs Themenfelder identifiziert werden, für die zu einem flächendeckenden Einsatz weitere technologische Entwicklungsschritte zu leisten sind. Diese Themenfelder sind mit Blick auf die technische Wirkung der Funktionalitäten abgeleitet worden. Zusammenfassend lassen sich dazu folgende Themenfelder von Funktionalitäten feststellen:

1. Netzebenenübergreifende digitale Konnektivität und Interoperabilität von Sensorik und Aktorik von Netzbetriebsmitteln und den angeschlossenen Flexibilitäten
2. Flächendeckende systemische Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen
3. Erstellung zuverlässig-stabiler Datenabbilder des Netzes und cybersicherer Austausch über eine höhere Bereitstellungsebene
4. Zuverlässige Erkennung aktueller Erzeugungs-/Lastzustände inklusive deren ebenso stabiler wie dynamischer Regelung
5. Schaffung einer leittechnischen Rückfallebene für den zuverlässigen Betrieb von Teilnetzen
6. Netzzustandsadaptive Schutztechnik

Im Folgenden werden die erforderlichen Innovationen in den einzelnen Themenfelder qualitativ beschrieben:

1. Netzebenenübergreifende digitale Konnektivität und Interoperabilität von Sensorik und Aktorik von Netzbetriebsmitteln und den angeschlossenen Flexibilitäten

Grundsätzlich wird das Stromnetz vom Netzbetreiber mit Sensoren und Aktoren ausgestattet und betrieben. Durch unternehmensindividuelle Standards wird die Variantenvielfalt begrenzt bzw. die Zahl der anzupassenden Schnittstellen zur IT-Landschaft des einzelnen Unternehmens im Rahmen gehalten. Während die Netzebenen bis einschließlich der Mittelspannungsebene mit entsprechender Sekundärtechnik ausgerüstet sind, sind im Niederspannungsnetz künftig zusätzliche Sensoren und Aktoren erforderlich.

Künftig werden an zahlreichen Netzverknüpfungspunkten steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (Flexibilitäten) fest oder mobil mit dem Netz verbunden sein. Diese Flexibilitäten können einerseits besonders starke Netzbelastungen verursachen, andererseits sind sie regelmäßig bereits mit einer eigenen Sensorik ausgestattet, die ein individuelles Energiemanagement hinter dem Netzverknüpfungspunkt ermöglicht. Wo das noch nicht der Fall ist, könnte eine solche Ausstattung vergleichsweise leicht für künftig in Betrieb gehende Flexibilitäten verlangt werden. In jedem Fall muss die Möglichkeit bestehen, die Daten netzdienlich zu nutzen. So werden insbesondere Kosten für eine Doppelausstattung und den zugehörigen Betrieb vermieden.

Um dieses Potenzial tatsächlich und effizient zu heben, muss weitestgehend auf proprietäre Schnittstellen verzichtet werden. Gleichzeitig sollen bestehende Anwendungen weiter funktionieren. Es ist daher zu empfehlen – aufbauend auf den bestehenden proprietären Kommunikationsschnittstellen – ein standardisiertes Datenaustauschformat zu vereinbaren, welches den Gedanken der IEC 61850 aufgreift und mithilfe einer abstrakten Sensorbeschreibung deren Funktionalität von der konkreten technischen Ausführung trennt. Die Interoperabilität wird also durch die Kommunikation der Sensoren über diese höhere Austauschenebene erreicht.

2. Flächendeckende systemische Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die interoperablen (o. Ä.) Sensoren sind die Augen im System, um über die leittechnische Rückfallebene (bestehend aus Kommunikationswegen und einem „Entscheidungszentrum“) die Aktoren zur Umsetzung der Entscheidungen einzusetzen. Die Daten aller Sensoren – insbesondere auch die an den von Dritten an den Endpunkten des Netzes betriebenen Flexibilitäten – müssen leicht und zuverlässig zusammengeführt werden können. Die zentrale oder dezentrale Intelligenz mit ihren Kommunikationsmöglichkeiten muss als Block funktionieren und davon abgetrennt dann eben auch die potenziellen Aktoren. Es ist nicht ausreichend, wenn von einem dezentralen Einspeiser Blindleistung zur Verbesserung der Spannungshaltung gefordert wird – dieser aber nicht die Fähigkeit zur Beeinflussung der Blindleistungsanpassung besitzt. In dieser Fragestellung herrscht noch Intransparenz bezüglich der Frage, was für den Netzbetrieb benötigt wird. Insofern besteht hier Konkretisierungsbedarf hinsichtlich zielführender technischer Lösungen zur Bereitstellung von Netz- bzw. Systemdienstleistungen.

3. Erstellung zuverlässig-stabiler Datenabbilder des Netzes und cybersicherer Austausch über eine höhere Bereitstellungsebene

Es wäre wenig praktikabel, wenn Netzbetreiber künftig laufend Einzelanfragen zum Einsatz flexibler Erzeuger und Verbraucher durch Genehmigung oder Verweigerung der flexiblen Netznutzung bearbeiten müssen, weil der (potenzielle) Netznutzer in einem Stadium der Unkenntnis über den aktuellen Netzzustand gelassen wird. Stattdessen ist zu erwarten, dass – ähnlich den z.B. in Google Maps veröffentlichten Straßenkarten – zunächst der aktuelle Netzzustand inklusive einer zeitlichen Vorausschau über stabile Algorithmen ermittelt und dann in normierten und standardisierten digitalen Netzabbildern über eine Art Broadcasting-Verfahren den Netznutzern

bzw. ihren Dienstleistern bzw. den die Flexibilitäten teilautonom steuernden Geräten zur Nutzung angeboten wird.

Auf der Grundlage der implizit übermittelten Informationen zu aktuellen und erwarteten freien Nutzungsoptionen erfolgt ein Abgleich mit den bestehenden Verbrauchs- bzw. Einspeisewünschen und -möglichkeiten und es wird über die Nutzung der Optionen entschieden. Gegebenenfalls ist der Netzbetreiber über die geplante Nutzung zu informieren, um die zeitliche Vorausschau des Netzzustands zu aktualisieren und im Bedarfsfall rechtzeitig steuernd eingreifen zu können. Im Fall von Nutzerkonkurrenz können Algorithmen zur Verteilung der begrenzten Ressourcen eingesetzt werden, wie z. B. das auch im Mobilfunkbereich verwendete „Max-min-fair-share-Verfahren“.

Der Aufbau und die Bereitstellung der Datenabbilder des Netzes muss den Kriterien der Cybersicherheit entsprechen. Dies umfasst neben dem Schutz der Datenerfassung und der Bereitstellung der Netzabbilder auch den Schutz der IT-Lösung selbst, mit deren Hilfe die Netzabbilder erstellt werden.

4. Zuverlässige Erkennung aktueller Erzeugungs-/Lastzustände inklusive deren ebenso stabiler wie dynamischer Regelung

Der fortschreitende Abbau direkt mit dem elektrischen Netz gekoppelter rotierender Massen führt zu der Frage, inwieweit die lokale Netzfrequenz auch weiterhin belastbar und verlässlich die zentrale Aussage zum aktuellen Erzeugungs-Last-Gleichgewicht im System liefern wird und auch weiterhin als ausschließlicher Eingangsparameter für eine schnelle Primärregelung von Erzeugung und Last geeignet ist.

Das sich mit dem Rückgang der rotierenden Massen reduzierende Trägheitsmoment und die Verminderung der auf diese Weise gespeicherten Energiemengen führen zu einer immer schnelleren Reaktion der Netzfrequenz auf eine fehlende oder den aktuellen Bedarf übersteigende Erzeugungsleistung. Dementsprechend steigen auch die Anforderungen an die Dynamik der Regelung zum Ausgleich derartiger Ungleichgewichte. Grundsätzlich sind die leistungselektronischen Baugruppen der Einspeisung aus regenerativen Quellen sowie der mit dem Netz verbundenen Flexibilitäten zu entsprechend schnellen Reaktionen in der Lage. Gleichzeitig neigen hochdynamische Regelsysteme zum Schwingen und Pendeln. Das kann ebenso durch den Einsatz zahlreicher identischer technischer Lösungen auftreten (Gleichschritt-Effekt) wie auch beim Einsatz nicht hinreichend auf das Zusammenwirken in größeren Systemen abgestimmter technologisch unterschiedlicher technischer Lösungen („gegeneinander regeln“).

Zusätzliche Herausforderungen ergeben sich, wenn zusätzlich das Regel- und Ausgleichspotenzial von HGÜ-Verbindungen z. B. zu benachbarten Verbundnetzen genutzt wird.

5. Schaffung einer leittechnischen Rückfallebene für den zuverlässigen Betrieb von Teilnetzen

Teilnetze bilden sich grundsätzlich auf der primärtechnischen Seite (Abschaltung wegen Überlast oder Lastpendelungen – gegebenenfalls in Verbindung mit Netzfehlern). Es ist dabei nicht unwahrscheinlich, dass die Kommunikationswege und die IT-Systeme zur Netzführung noch zur Verfügung stehen und sich „lediglich“ die Systemgrenzen des zu führenden Systems schlagartig verkleinert haben und nach der Zusammenführung wieder ebenso schlagartig erweitern. Zumindest beim überregionalen System-Split sind Lösungen denkbar, bei denen keine lokale funktionale Reserve für den Ausfall der Kommunikationswege sowie der Leittechnik vorgesehen ist, sondern auf zentraler Ebene der Leittechnik Lösungen zur eigenständigen Führung von Teilsystemen vorgesehen sind.

Beim kleinräumigen Betrieb einer gegebenenfalls komfortreduzierten Ersatzstromversorgung (für Quartier, Ortsnetz, Kommune, Industriepark usw.) ist dagegen durchaus zu überlegen, alternative Kommunikationspfade und eine dezentrale Lösung zur Steuerung der Ersatzstromversorgung vorzusehen. Insofern ist der Begriff „leittechnische Rückfallebene“ eher weit auszulegen.

6. Netzzustandsadaptive Schutztechnik

Der unterschiedlich hohe Anteil rotierender Massen am Netz zu unterschiedlichen Betriebszeitpunkten führt bei gleichen Fehlerfällen zu einer zunehmenden Aufspreizung der möglichen Fehlerströme bis hin zu einem Absinken in den Bereich der üblichen Betriebsströme. Die klassische Überstromerkennung gerät hier an ihre Grenzen. Um Netzfehler gleichwohl sicher zu erkennen, bedarf es deshalb der Fortentwicklung bestehender schutztechnischer Lösungen, z. B. aus den Bereichen Differentialschutz und Distanzschutz zu anwendungssicheren Lösungen. Diese sollten über geeignete Verfahren zur stationsübergreifenden Kommunikation (z. B. IEC 61850) herstellerübergreifend und in Abhängigkeit vom aktuellen Schaltzustand des Netzes und seinen sonstigen Parametern Fehlerorte präzise erkennen können, und neben reinen Abschaltmöglichkeiten auch ein Umlasten wichtiger Verbraucher ermöglichen.

Die vollständige Übersicht des gesamten technischen Innovationsbedarfs und gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungsbedarfs ist dem Anhang C zu entnehmen.

6.4. Gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf

Um neue Technologien als Standard etablieren zu können, bedarf es vor- und nachlaufend verschiedener Anpassungen auf der gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Ebene. Basierend auf dem jeweiligen Anpassungsbedarf je Funktionalität, wurden fünf Themenfelder zusammenfassend identifiziert:

- A) Anpassung der Regulierung im engeren Sinn (z. B. StromNZV, StromNEV, ARegV) mit Bezug auf die straffere Nutzung der Betriebsmittel und den Einsatz neuer Technologien
- B) Weiterentwicklung der technischen Normen, Standards und technischen Anwendungsregeln (z. B. Grid Codes, TAR) zu Funktionalitäten im Sinne eines verpflichtenden systemdienlichen Verhaltens sowie zum Netzanschluss selbst
- C) Bereitstellung von Rahmenbedingungen, die ein marktgetriebenes, systemdienliches Verhalten fördern (Marktmodelle)
- D) Schaffung der Voraussetzungen für eine übergreifende, sichere Datennutzung als Basis der erforderlichen Digitalisierung sowie Standardisierung der Schnittstellen zur erforderlichen Interoperabilität
- E) Vorgaben für eine netzbetreiberübergreifende Koordination der Systemführung unter Einbeziehen aller relevanten Netzebenen

Im Folgenden werden die erforderlichen Anpassungen der einzelnen Kategorien qualitativ beschrieben.

A) Regulierung im engeren Sinn

Die bestehenden Regeln der Regulierung im engeren Sinn basieren auf den Grundsätzen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und werden durch weitere Gesetze, z. B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie zahlreiche Verordnungen – dies sind im Wesentlichen die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – ergänzt. Hier ist vor allem das grundsätzliche Regulierungsmodell (derzeit Anreizregulierung), also die konkrete Ausgestaltung in der operativen Umsetzung, verankert. Derzeit werden insbesondere Investitionen in Netzbetriebsmittel und die daraus resultierenden CAPEX in den Erlösen der Netzbetreiber zügig erfasst. Maßnahmen, die einen Netzausbau vermeiden und höhere Betriebskosten (OPEX) erforderlich machen, können nur mit bis zu sieben Jahren Verzögerung in den Erlösen Berücksichtigung finden. Dies stellt ein Hemmnis dar. Für die Realisierung des Klimaneutralitätsnetzes werden gleichwohl immense Investitionen erforderlich sein. Ein schneller Rückfluss von CAPEX und OPEX ist daher maßgeblich.

Qualitätselemente werden aktuell nur auf der Grundlage von Systemunterbrechungszeiten und damit unzureichend für die zukünftigen Aufgaben erfasst. Eine Abkehr von dieser eindimensionalen Betrachtung und die Erweiterung unter Berücksichtigung zusätzlicher Elemente, die für den sicheren Netzbetrieb notwendig sind (z. B. Netztopologie, Flexibilitätspotenziale), sind daher erforderlich.

Die Regulierung in einem Klimaneutralitätsnetz sollte daher stärker den Prinzipien einer output-orientierten Regulierung folgen. Sie stellt eine Ergänzung zur bestehenden Anreizregulierung dar. Als Kern einer output-orientierten Regulierung sind die Anreize für vorgegebene Leistungsziele durch Bonus-/Malus-Zahlungen zu erreichen. So kann bspw. der Ausbau von Sensoren und Aktoren für den Flexibilitätseinsatz gezielt gefördert werden.

Darüber hinaus ist durch den Netzbetrieb mit fortlaufendem Ausnutzen der Betriebsmittelgrenzen („straffer Netzbetrieb“) ein schnellerer Alterungsprozess zu erwarten. Ein Austausch der Betriebsmittel vor Ende der aktuell in der StromNEV hinterlegten kalkulatorischen Nutzungsdauern würde zu einer Ergebnisbelastung führen. Hier bedarf es der Möglichkeit einer dynamischen Anpassung von Nutzungsdauern. **Um diese Daten erfassen zu können, muss eine durchgehende Überwachung ebenso regulatorisch anerkennungsfähig sein und unter der oben aufgeführten Berücksichtigung von OPEX ebenfalls gefasst werden.**

B) Weiterentwicklung von Normen, Standards und technischen Anwendungsregeln

Um die Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb gemäß Kapitel 4.5 zu erfüllen, ist die Beteiligung zahlreicher Anschlussnutzer mit ihren Flexibilitäten im Sinne eines systemdienlichen Verhaltens erforderlich. Die dazu erforderlichen Rahmenbedingungen müssen bereits bei der Entwicklung – insbesondere der jeweiligen Erzeugungsanlagen, Speicher sowie aller weiteren Betriebsmittel – festgelegt sein, damit diese im Rahmen des Netzanschlussprozesses dieser Anlagen abverlangt werden können. Nur so ist eine einfache, standardisierte Präqualifikation möglich, welche die Funktionalitäten mit in das Stromnetz 2030+ bringen. Entsprechend dem bestehenden Rahmen würde dies eine Weiterentwicklung u. a. der Grid Codes und Technischen Anschlussregeln (TAR) bedeuten. Inhalt können somit die technischen Vorgaben sowie der Einsatz der Flexibilitäten nach Maßgabe der Netzbetreiber sein.

Konkrete Änderungen in den TAR können Vorgaben zu dem elektrotechnischen Verhalten der Anlagen in allen Netzsituationen machen und sollten des Erfordernisses eines beschleunigten Netzanschlussprozesses Rechnung tragen. So kann bspw. auf detaillierte Prüfungen von Erzeugungsanlagen am Anschlussnetzknotten dann verzichtet werden, wenn die Netzsituation grundsätzlich als „unkritisch“ einzuschätzen ist. Kriterien für eine solche Einschätzung sind aufzunehmen und können sich an den technischen Grenzwerten der relevanten Betriebsmittel und deren Erreichen (siehe „Straffer Netzbetrieb“) orientieren.

C) Bereitstellung von Rahmenbedingungen, die ein marktgetriebenes, systemdienliches Verhalten fördern (Marktmodelle)

Im aktuellen Marktmodell eines „Energy-only-Marktes“ bestimmt grundsätzlich das Prinzip der Merit-Order die Einsatzreihenfolge der Erzeugungseinheiten. In Teilen davon losgelöst ist die vorrangige Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen. In einem künftigen System zur elektrischen Energieversorgung, welches im Wesentlichen auf Erneuerbaren Energien beruht, ist zu prüfen, inwiefern ein solches Marktmodell weiterhin in Bezug auf Zubau und Versorgungssicherheit zielführend ist.

Im Klimaneutralitätsnetz ist für den sicheren Netzbetrieb der durchgängige Einsatz von Flexibilitäten erforderlich. Diese umfassen sowohl die klassischen Systemdienstleistungen wie den Einsatz von Regelleistungen als auch bspw. lokale Märkte für Blindleistung. Sofern Anreize für die Bereitstellung der Flexibilität gesetzt werden sollen, wären Elemente eines Kapazitätsmarktes in Erwägung zu ziehen. Die aktuellen Technischen Anschlussregeln sehen derzeit allerdings einen verpflichtenden Beitrag von Erzeugungsanlagen zur variablen Bereitstellung von Blindleistung bzw. Anpassung der Wirkleistung vor. Daher ist seitens des Gesetzgebers zu definieren, welche zusätzlichen Märkte für den Einsatz von Flexibilitäten entstehen sollen. Aus diesen Märkten kann im Vorfeld zu systemdienlichen Eingriffen der Netzbetreiber auf die Flexibilitäten zugegriffen werden. Es bedarf dazu klarer Regelungen zur Teilnahme, bzgl. der an den Märkten „gehandelten“ Produkte sowie zu Vergütungsmodellen.

D) Übergreifende und sichere Datennutzung

Eine übergreifende und sichere Datennutzung ist die unabdingbare Grundlage für die erforderliche Digitalisierung. Daten werden an verschiedenen Stellen und durch unterschiedliche Marktteilnehmende erfasst. So erhalten die Netzbetreiber Kenntnis über die relevanten Kenngrößen ihrer Betriebsmittel bis zum Netzanschluss (Last, Einspeiser, Prosumer). Detaillierte Kenntnisse der einzelnen Parameter einer Erzeugungsanlage oder einer einzelnen Flexibilität, inklusive der Möglichkeit, diese zu beeinflussen, werden aktuell im Netzanschlussprozess erfasst und liegen damit sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Betreibern der Erzeugungsanlagen bzw. den Intermediären, denen die Nutzung eingeräumt wurde. Sie werden entweder für Optimierungen hinter dem Netzanschluss oder für in sich geschlossene Geschäftsmodelle (z. B. virtuelle Kraftwerke) genutzt. Um ein ganzheitliches Bild über den Netzzustand und die Möglichkeiten einer aktiven und automatisierten Beeinflussung zu erlangen, müssen diese Daten gegebenenfalls in aufbereiteter und aggregierter Form allen relevanten Marktteilnehmenden zur Verfügung gestellt werden. Darin inbegriffen sind sowohl die systemdienliche Steuerung als auch die unter Umständen vorgelagerten marktdienlichen Aktivitäten. Es ist selbstverständlich, dass diese Daten gemäß den Schutzziele der Informationssicherheit größtmöglichen Schutz erfordern. Dabei bedarf es einer Differenzierung der Schutzziele Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit. Sind so beispielsweise zur Förderung von neuen Geschäftsmodellen und im Sinne eines Abbaus von Informationsasymmetrien gewisse Daten frei im Markt verfügbar (Schutzziel „Vertraulichkeit“ eher gering). Dennoch ist es von größter Wichtigkeit, dass die Verfügbarkeit und Integrität dieser Daten zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sind. Eine entsprechende Qualifikation der Marktakteure, welche die Daten nutzen, muss daher gewährleistet sein. Eine Fortentwicklung der bekannten Normen bzgl. möglicher Sicherheitsstufen sowie des Geltungsbereichs ist daher erforderlich. Dabei muss auch die Einbettung in die Gesamtzielsetzung eines digitalisierten Netzbetriebs und eines über intelligente Messsysteme digitalisierten Netzanschlusses berücksichtigt werden. Hier bedarf es einer Weiterentwicklung der

bestehenden Regelungen, welche auf den Anforderungen der ISO 27001 aufbauen und die Datenerfassung sowie Transport und Weiterverarbeitung derart umfassen, dass erforderliche Latenzzeiten (z. B. Echtzeitdaten im Minutenbereich) über alle Akteure und Ebenen hinweg eingehalten werden.

Um die aus den Daten gewonnenen Erkenntnisse für alle Marktakteure nutzbar zu machen, ist es erforderlich, dass eine durchgängige Interoperabilität der Datenformate sowie zwischen Sensoren und Aktoren besteht. Hier bedarf es entsprechender technischer Regelungen.

E) Netzbetreiberübergreifende Koordination

Im Sinne eines weitestgehend digitalisierten Netzbetriebs inklusive sogenannter digitaler Zwillinge ist eine Koordination einzelner Maßnahmen mit Blick auf größtmögliche Wirkung (wie bspw. bei Redispatch 2.0) netzbetreiberübergreifend erforderlich.

Es ist davon auszugehen, dass eine Optimierung eines Gesamtsystems aus ÜNB inklusive der Knoten zu den Nachbarländern sowie der nachgelagerten Verteilernetze nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand umsetzbar scheint. Stattdessen ist die Einhaltung der technischen Grenzwerte an den Netzverknüpfungspunkten zu allen Netzanschlussnehmern (Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Prosumer, nachgelagerte Netze) maßgeblich. In einem dezentral geprägten System kann unter Umständen eine Einhaltung dieser Grenzwerte nur durch Mitwirkung vor- bzw. nachgelagerter Netzbetreiber gewährleistet werden. Aus diesem Grund sollten Rahmenbedingungen bzw. gegebenenfalls eigene Instanzen für eine netzbetreiberübergreifende Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern und den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern, die ggf. in Clustern zusammengefasst sind, geschaffen werden.

Konkrete Aufgaben einer Koordination sind die Überwachung der Austauschleistung zu benachbarten Netzen sowie Vorgaben zu technischen Regelgrößen der Power-Quality. Die Stellgrößen werden durch die einzelnen Netzbetreiber bzw. Cluster-Verantwortlichen gesteuert.

Die vollständige Übersicht des gesamten technischen Innovationsbedarfs und gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungsbedarfs ist dem Anhang C zu entnehmen.

6.5. Verantwortlichkeiten und Zeitplan der Umsetzung

Für die Umsetzung des Klimaneutralitätsnetzes ist das Zusammenspiel der Akteure nach Abbildung 38 unabdingbar. Um eine effiziente Entwicklung der Produkte zu gewährleisten, stranded investments zu vermeiden, eine große Akzeptanz in der Anwendung zu erreichen und den Aufbau neuer Geschäftsmodelle zu ermöglichen, **bedarf es des Impulses durch gesetzgeberische Rahmenbedingungen.**

Anders als beim Messstellenbetriebsgesetz, das Vorgaben zur Entwicklung der Smart-Meter-Gateways und deren Zertifizierung gibt, müssen die erforderlichen Rahmenbedingungen innovationsoffen und zeitnah gesetzt werden. Erst im Anschluss daran, wenn klar erkennbare Richtungen eingeschlagen sind, deren Änderung oder Umkehr ausgeschlossen sind, sind die Voraussetzungen für den breiten Einsatz von Technologien durch die Netzbetreiber und Intermediäre gegeben. Auf dieser Grundlage können die Hersteller Produkte verlässlich entwickeln.

Um im Klimaneutralitätsnetz die Anforderungen zu erfüllen, müssen die hier identifizierten Funktionalitäten umsetzbar sein. Es ist davon auszugehen, dass nicht erst mit der vollständigen Umsetzung des Klimaneutralitätsnetzes im Zeitrahmen 2030+ die Funktionalitäten vollumfänglich zur Verfügung stehen können. Vielmehr werden die Geschwindigkeiten der Umsetzung auf dem Weg zum Klimaneutralitätsnetz regional und netztypisch unterschiedlich sein. In Regionen mit hohen Zubauraten an dezentralen EZA, beim Abschalten konventioneller Großkraftwerke – ggf. in Verbindung mit hohen Lastdichten oder eher schwach ausgelegten Netzen – werden schon in den ersten Jahren der Transformation viele Funktionalitäten zur Verfügung stehen müssen.

Gerade die Erarbeitung und Anpassung technischer Bedingungen ist durch erforderliche Beteiligung EU-weiter Gremien und Organisationen (u. a. Europäische Kommission, ACER, ENTSO-E) aktuell mit einem langwierigen Prozess verbunden. So ist bspw. nicht zu erwarten, dass bis zum geplanten Kohleausstieg im Jahr 2030 die durch die ÜNB identifizierten Erfordernisse in Regelwerken erfasst und umgesetzt werden können. Berücksichtigt man den üblicherweise gewährten Bestandsschutz für Anlagen, deren Inbetriebnahme vor dem Inkrafttreten neuer Regelwerke lag, können die erforderlichen Funktionalitäten nur von einer geringen Anzahl der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bereitgestellt werden. Um die erforderliche Schnelligkeit dennoch zu erreichen, ist im Rahmen der gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Prozesse zu analysieren, welche Regelungen einer solchen Abstimmung bedürfen bzw. inwiefern der nationale Gestaltungsspielraum nicht von vornherein größer sein sollte.

Auf der Grundlage von Erfahrungswerten üblicher und auch zeitoptimierter Fristen für die Gesetzgebung, die Erarbeitung von Normen, die Entwicklung von Technologien und deren Feldtests bis zum flächendeckenden Einsatz ist davon auszugehen, dass die bisherige Praxis nicht ausreichend sein wird, um den erforderlichen Transformationsprozess umzusetzen. Mögliche Verzögerungen beim Aufbau von Produktionskapazitäten oder Mangel an Rohstoffen und Vorprodukten, wie sie aktuell zu verzeichnen sind, können darüber hinaus zu erheblichen Verzögerungen beim flächendeckenden Einsatz führen.

Daher ist es entscheidend, unmittelbar mit der Anpassung der gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmenbedingungen zu beginnen und dabei durchgehend von der Zielsetzung bis zum flächendeckenden Einsatz einen beschleunigten, agilen Prozess mit den maßgeblichen Akteuren (Endanwendern, Herstellern, Intermediären und Netzbetreibern) umzusetzen.

6.6. Zwischenfazit Kapitel 6

In dieser Studie (vgl. Kapitel 5.2) wurden insgesamt 39 Funktionalitäten abgeleitet, die für die Erfüllung der abgeleiteten Anforderungen (vgl. Kapitel 4.5) erforderlich sind. Steht eine Funktionalität nicht rechtzeitig zur Verfügung, kann die entsprechende Anforderung künftig nur unzureichend oder überhaupt nicht erfüllt werden. Die Erforderlichkeit für eine Funktionalität ergibt sich, weil entweder ein technologischer Innovationsbedarf vorliegt oder ein gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf oder beides. Um die große Zahl an Funktionalitäten handhabbar zu machen und in ihrer Wesentlichkeit zu strukturieren, wurden zur Ableitung des technologischen Innovationsbedarfs und des gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Anpassungsbedarfs Themenfelder gebildet.

Wesentlicher technologischer Innovationsbedarf

Auch wenn die technischen Lösungen zur Abdeckung der Funktionalitäten zu einem Großteil herstellerseitig bereits als Pilotlösungen vorliegen oder in ähnlicher Form auf Märkten außerhalb Deutschlands eingesetzt werden, verbleibt doch noch ein gewisser technologischer Innovationsbedarf, um marktreife Produkte für den deutschen Markt anbieten zu können. In der Studie wurden insgesamt sechs Themenfelder für den technologischen Innovationsbedarf identifiziert:

1. Netzebenenübergreifende digitale Konnektivität und Interoperabilität von Sensorik und Aktorik von Netzbetriebsmitteln und den angeschlossenen Flexibilität
2. Flächendeckende systemische Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen
3. Erstellung zuverlässig-stabiler Datenabbilder des Netzes und cybersicherer Austausch über eine höhere Bereitstellungsebene
4. Zuverlässige Erkennung aktueller Erzeugungs-/Lastzustände inklusive deren ebenso stabiler wie dynamischer Regelung
5. Schaffung einer leittechnischen Rückfallebene für den zuverlässigen Betrieb von Teilnetzen
6. Netzzustandsadaptive Schutztechnik

Die (Weiter-)Entwicklung und Umsetzung der technologischen Innovationen sind für die Hersteller grundsätzlich Aufgaben, denen sie gewachsen sind. Die Erfahrungen aus der Entwicklung und Einführung der Smart-Meter-Technologie in Deutschland zeigt aber die wesentliche Bedeutung der Gesetz- und Normgebung als Grundlage einer für alle Beteiligten (Hersteller, Messstellen-/Netzbetreiber, Endnutzer) zufriedenstellenden Entwicklung und Einführung neuer Technologien.

Entscheidender gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf

Die folgenden fünf Punkte stellen die zentralen Themenfelder dar, in denen die Politik kurzfristig aktiv werden muss, um im Rahmen einer politischen Führung einerseits die gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Voraussetzungen für das Klimaneutralitätsnetz der Zukunft und andererseits Anreize für die verschiedenen Akteure im Stromnetz 2030+ zu schaffen.

- A) Voraussetzungen für eine übergreifende, sichere Datennutzung als Grundlage der erforderlichen Digitalisierung sowie Standardisierung der Schnittstellen zur erforderlichen Interoperabilität
- B) Anpassung der Regulierung im engeren Sinn mit Bezug auf die straffere Nutzung der Betriebsmittel und den Einsatz neuer Technologien
- C) Rahmenbedingungen für Marktmodelle, welche ein freiwilliges systemdienliches Verhalten fördern
- D) Vorgaben für eine netzbetreiberübergreifende Koordination der Systemführung unter Einbeziehung aller relevanten Netzebenen
- E) Weiterentwicklung von Normen, Standards und technischen Anwendungsregeln

Zeitplanung der Umsetzung

Die bis zum funktionalen Einsatz erforderlichen Schritte, beginnend mit den gesetzgeberischen Rahmenbedingungen bis zum flächendeckenden Einsatz, können derzeit mit der erforderlichen Transformationsgeschwindigkeit nicht mithalten. Daher ist es entscheidend, **unmittelbar** mit der Anpassung der gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmenbedingungen zu beginnen und dabei durchgehend von der Zielsetzung bis zum flächendeckenden Einsatz einen beschleunigten, agilen Prozess mit den maßgeblichen Akteuren (Herstellern, Netzbetreibern, Endanwendern und Intermediären) umzusetzen.

7. Empfehlungen zum Erreichen des Klimaneutralitätsnetz 2030+

Die Transformation zu einem von der Bundesregierung ausgegebenem klimaneutralen Energiesystem muss mit einer noch nie realisierten Geschwindigkeit vollzogen werden. Anders als bei allen bisherigen vergleichbaren „technischen Revolutionen“, die zum Teil Jahrzehnte gedauert haben, steht ein solcher Zeitraum mit Blick auf die Folgen des Klimawandels nicht zur Verfügung. In diesem Transformationsprozess besitzen die Stromnetze eine wesentliche Bedeutung. Die Komplexität dieser massiven Veränderung der Stromnetze besteht auch darin, den Netzbetrieb fortwährend aufrechtzuerhalten und die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten. Ebenso ist es dringend erforderlich, die technischen Voraussetzungen für ihren Betrieb ab 2030 zu definieren und die Rahmenbedingungen für die rechtzeitige Realisierung auszugestalten. Die ganzheitliche Transformation der Stromnetze zum Klimaneutralitätsnetz wird zum zwingenden Bestandteil der beschleunigten Veränderung des Energiesystems. Um dies zu erreichen, sind folgende vier Empfehlungen von den verschiedenen Akteuren zu beachten.

1. Ohne ein leistungsfähiges Stromnetz keine Klimaneutralität – Proaktive Ausgestaltung des Klimaneutralitätsnetzes

Die politisch angestrebte Klimaneutralität wird durch das Klimaneutralitätsnetz erst ermöglicht. Die quantitative und technische Ausgestaltung dieses Netzes für die elektrische Energieversorgung ist im derzeitigen Rechtsrahmen nicht ausreichend. Die Umsetzung der Planungsvorgaben der Bundesregierung ist nicht schnell und vollständig genug. Die Herausforderungen an das Stromnetz in den Jahren ab 2030 sind allerdings immens, u. a. durch die Elektrifizierung der anderen Sektoren in den kommenden 15 – 20 Jahren.

Den schnellen Anschluss aller zusätzlich zu erwartenden Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen an die Stromnetze sowie deren sicheren Betrieb zu gewährleisten, wird eine Kernaufgabe im Klimaneutralitätsnetz sein. Notwendige Bedingung dafür ist ein digitaler Netzbetrieb mit intelligenten und miteinander vernetzten Betriebsmitteln. Die technischen Anforderungen und Funktionalitäten, um diese Aufgaben zu erfüllen, sind in den bisherigen Planungen nahezu vollkommen unberücksichtigt geblieben und müssen umgehend definiert und realisiert werden.

2. Dezentralität und Volatilität stellen veränderte und neue Anforderungen an die Netze – Einsatz von Flexibilitäten

Die Abkehr von der bisher immer noch dominierenden unidirektionalen Energieversorgung mit vergleichsweise wenigen, steuerbaren Kraftwerken als aktiven Elementen hin zu einer lokalen, dezentralen und bidirektionalen Energieversorgung mit einer Vielzahl von Anlagen zur Stromerzeugung in den Netzebenen der Mittel- und Niederspannung hat wesentliche Auswirkungen auf die Leistungsbilanz (Saldo aus Einspeisung und Verbrauch) insgesamt und im Besonderen einzelner Netzebenen:

- In der Hochspannungsebene kann es zeitweise zu einem Leistungsdefizit von bis zu 240 GW kommen. Diese Leistung wird – in Ermangelung von Großkraftwerken – zu einem wesentlichen Teil aus den unterlagerten Netzebenen bereitgestellt werden müssen. Dies schließt insbesondere auch die Bereitstellung von Regelleistung ein.
- Die in den untergelagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen sind im Wesentlichen jedoch dargebotsabhängig von Wind und Sonne, d. h. sie können die Einspeisung nur in begrenztem Umfang zeitgerecht zur Verfügung stellen.
- Die daraus resultierenden Rahmenbedingungen im Netzbetrieb verändern die bestehenden Anforderungen an das Stromnetz (u. a. sicherer Netzbetrieb, marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen) und erzeugen zusätzliche Anforderungen (u. a. dynamisch-optimierte Netzauslastung, temporäres Handling autonomer Teilnetze).

Wesentlich für den Ausgleich von Leistungsdefiziten wird die markt- und netzdienliche Nutzung aller an die Netze angeschlossenen Flexibilitäten sein. Ein besonderer Fokus muss hierbei auf der Nutzung des Potenzials kleiner und dezentraler Flexibilitäten, sowohl auf der Erzeugungseite als auch auf der Verbraucherseite (E-Fahrzeuge und haushaltsnahe Speicher), liegen.

3. Für den Stromnetzbetrieb ab 2030 sind neue und veränderte Funktionalitäten bis in die unteren Spannungsebenen auszurollen

Um diese Anforderungen zu erfüllen, müssen die Netze neben der traditionell dominierenden Aufgabe der Sammlung und Verteilung elektrischer Energie weitere Funktionalitäten bereitstellen. In dieser Studie wurden insgesamt 39 solcher Funktionalitäten erarbeitet. Davon sind aktuell nur zwei, d. h. weniger als 10 Prozent, einsetzbar. Für alle anderen Funktionalitäten müssen technische Innovationen und/oder gesetzgeberisch-ordnungspolitische Anpassungen erfolgen. Dies betrifft insbesondere die als besonders wichtig identifizierten Funktionalitäten.

Kern wesentlicher Funktionalitäten ist insbesondere der Blick auf einen Systembetrieb, der über das Übertragungsnetz hinaus geht und einen ständigen Ausgleich von Last und Erzeugung in allen Netzebenen gleichermaßen zum Ziel hat. Beispiele für wesentliche Funktionalitäten sind:

- eine dauerhafte Netzzustandserfassung und -prognose in allen Netzebenen,
- ein dynamischer Abgleich von Erzeugung und Last systemweit unter Berücksichtigung der vorhandenen lokalen Netzkapazität und
- eine vorausschauende Systemführung unter Ausnutzung der Betriebsmittelgrenzen.

Zusätzlich wird eine digitale Konnektivität benötigt, mit der auch Dienstleister im wettbewerblichen Energiemarkt Angebote realisieren können, u. a. solche, die Verbrauch und Erzeugung unter Nutzung dezentraler Betriebsmittel und derer Flexibilitäten aufeinander abstimmen oder Systemdienstleistungen realisieren.

4. Digitalisierung der Netze gewährleistet den sicheren Stromnetzbetrieb auch über 2030 hinaus und eröffnet Chancen für neue Geschäftsmodelle

Die für die Umsetzung eines sicheren Stromnetzbetriebs ab 2030 notwendige Digitalisierung der Netze ist aktuell vor allem in den niederen Spannungsebenen unzureichend. Zur Umsetzung der identifizierten Anforderungen fehlen maßgebliche Voraussetzungen:

- umfassende Datenbereitstellung und Zugriff von und für alle Energiemarktteilnehmer,
- vollständige Datenabbilder des Netzes in Echtzeit,
- Interoperabilität von Sensorik und Aktorik am Netzanschlusspunkt,
- netzzustandsadaptive Schutztechnik.

Für das digitale Stromnetz ist eine leistungsfähige, cybersichere Kommunikationsinfrastruktur erforderlich, welche abgeschichtet nach Schutzzielen die Daten für alle Markttrollen bereitstellt. Somit ist die Grundlage für neue Geschäftsmodelle, Markttrollen und schließlich eine vielfältige, effiziente Nutzung der Infrastruktur gegeben.

Netzakteure und Politik müssen das Klimaneutralitätsnetz definieren und seine rechtzeitige Realisierung sicherstellen.

Die angestrebte Geschwindigkeit bei der Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität erfordert eine ebenso schnelle Definition und Realisierung des Klimaneutralitätsnetzes. Viele der erforderlichen technischen Bausteine sind verfügbar. Benötigt wird ein Prozess, in dem Politik und Netzakteure – d. h. Netzbetreiber, Hersteller, Energiedienstleister (Intermediäre) und Netznutzer – die notwendigen technischen Schritte definieren und Rahmenbedingungen schaffen, welche die notwendigen Investitionen sicherstellen. Die Umsetzung muss laufend überprüft werden, damit die Netze in der Zeit nach 2030 ihren Aufgaben gerecht werden können.

Erforderlich sind insbesondere folgende Elemente:

- Definition der Verantwortungen/Rollen für netz- und sektorübergreifende Planung und Betrieb,
- Anreize für Digitalisierung im System- und Netzbetrieb inklusive der Kommunikationsinfrastruktur,
- Anreize für Flexibilitätseinsatz und Effizienz, z. B. mittels „Smart-Grid-Indikatoren“ (SGI) und eines Marktmodells für Systemdienstleistungen,
- Gewährleistung schneller Rückflüsse von Investitionen und Aufwendungen und damit Anreize für eine schnelle Transformation, z. B. durch eine Sprinter-Prämie,
- Weiterentwicklung des gesetzgeberisch-ordnungspolitischen Rahmens mit Blick auf Cybersicherheit, Datenbereitstellung und Offenheit für neue Markttrollen. Dieser kontinuierliche Prozess muss **unmittelbar** unter Einbindung aller Akteure begonnen werden.

8. Anhang

Anhang A Übersicht aller Anforderungen

#	Anwendungsfall	Folgt aus Stellregler	Anzahl der Ladestationen	Installierte Leistung PV	Installierte Leistung stationärer Speicher	Anzahl der Wärmepumpen	Installierte Leistung Wind	Installierte Leistung Kohle	Installierte Leistung Gas	Installierte Elektrolyse-Leistung	Residuallast Industrie	Residuallast GHD	Residuallast Haushalte	Betroffene Spannungsebene	Hochspannung (AC/DC)	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung	Betroffener Netztyp	Hochverdichtet	Ländlich	Industriell
Übergeordnete Anforderungen (unspezifische Funktionalitäten)																						
A	Statische Spannungshaltung																					
B	Einhaltung der Grenzwerte zu Netzzückwirkungen (Flicker, Oberschwingungen, Unsymmetrien, etc...)																					
C	Einhaltung der Vorgaben zur Spannungsänderung																					
D	Schutzauslösung (Fehlererkennung) in Netzen mit variabler (niedriger) Kurzschlussleistung																					
E	Einhaltung der Vorgaben zur Netzqualität/Spannungsqualität in Netzen mit variabler (niedriger) Kurzschlussleistung																					
F	Sekundärtechnische Anbindung aller (flexiblen) Anlagen																					
G	Ermöglichen datenbasierter Geschäftsmodelle auf API-Basis																					
G1	Zubau von Sensoren und Aktoren im netz unter Berücksichtigung der Interoperabilität	08																				
G2	Zuverlässige Bereitstellung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten	08																				
G3	Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation	08																				
G4	Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung (Cybersicherheit "system influence")	08																				
Einzelanforderungen(spezifische Funktionalitäten)																						
1	Dynamische Bestimmung Netzkapazität zum Ausgleich regionaler Unterschiede von Erzeugung/Last (unabhängig davon, ob die Belastungsspitzen im Sommer oder Winter auftreten)	02, 04		X	X		X	X		X	X	X	X		X	X	X	X		X	X	X
2	Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung in NS-Netzen mit elektrisch langen Übertragungswegen	01, 02, 04		X	X	(X)	X			(X)								X			X	
3	Umgang mit starker Erzeugungs-Last-Spreizung in MS-Netzen mit elektrisch langen Übertragungswegen	01, 02, 04		X	X	(X)	X	X		(X)							X				X	
4	Prognose Strombedarf für thermische Last (thermischer Istzustand + Wetterprognose + bivalente Optionen)	02					X			(X)	X	X	X		(X)	X	X	X		X	X	X
5	Substitution der aktuellen Systemaufgaben der Kern-/Kohlekraftwerke	06						X	X						X	(X)	(X)	(X)		(X)	(X)	(X)
6	Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last (PR, SR, MR)	02, 03, 04, 06						X	X						X	(X)	(X)	(X)		(X)	(X)	(X)
7	Funktionsfähiger Netzwiederaufbau nach Blackout/Schwarzstartfähigkeit zur Erhöhung der	02, 03, 04, 06, 07						X	X						X	X	X	X		(X)	(X)	(X)
8	Dynamische Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen	01, 02, 04, 05, 06						X	X						X	X	X	X		X	X	X
9a	Begrenzung der Nutzung der Grenzkuppelleitungen auf vereinbarte Zwecke (Export/Import, Reserve)	02, 03		X	X		X	X		X	X	X	X		X					X	X	X
9b	System-Split und Blackout von Teilnetzen beherrschende Ausnahmesituation	06			X	X	(X)	X		X	(X)	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X
10	Überregionale/internationale Nutzung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten	02, 03, 04, 05, 06		X	X		X	X		X	X	X	X		X	X	X	X		X	X	X
11	Sicherstellung der Versorgung sensibler Verbraucher in gefährdeten Netzzuständen (z. B. für kritische Infrastruktur bei Netzausfall oder Energiemangel)	01, 02, 03, 04, 07									X	X	X			(X)	X	X		X	(X)	X

x = betroffen (x) = teilweise betroffen

Anhang B Stellregler

1. Anzahl/Leistung der Ladestationen

Stellregler Nummer Eins ist die Anzahl der Ladestationen für das Klimaneutralitätsnetz.

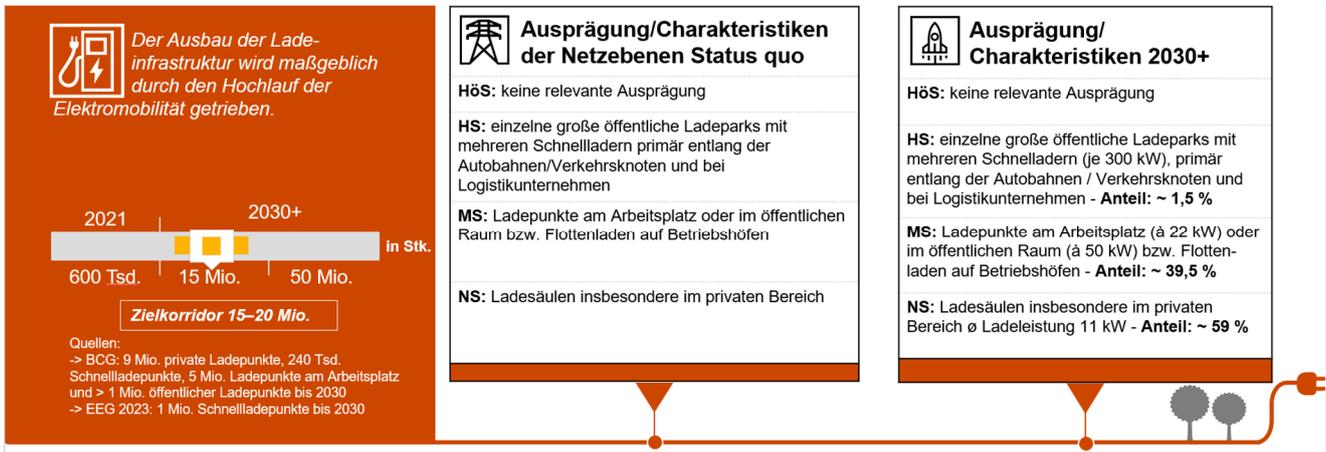


Abbildung 39: Stellregler #1

2. Entwicklung installierte Leistung PV

Stellregler Nummer Zwei gibt Aufschluss über die Installierte PV-Leistung für das Klimaneutralitätsnetz.

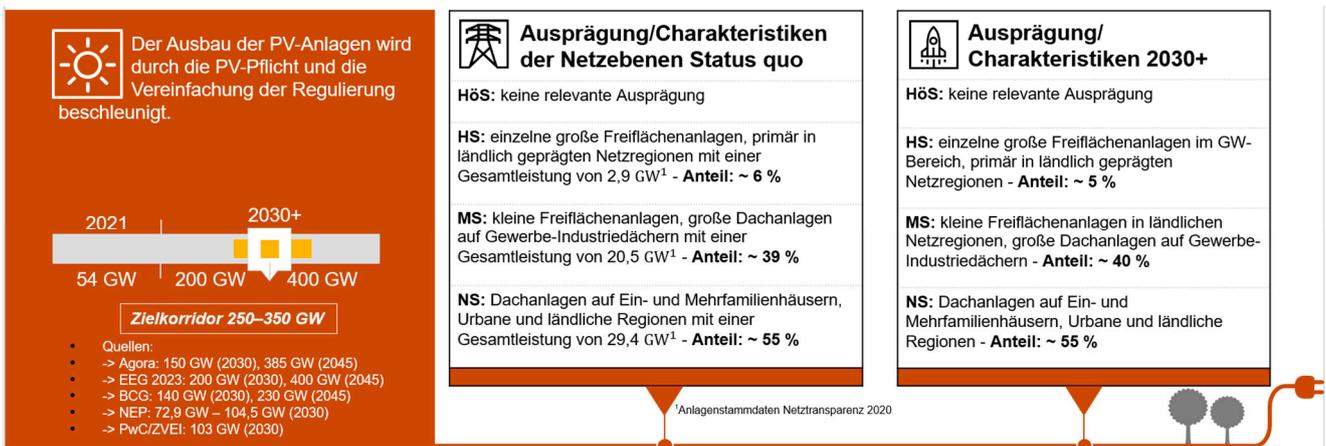


Abbildung 40: Stellregler #2

3. Entwicklung installierte Leistung Speicher

Stellregler Nummer Drei ist die installierte Speicher-Leistung für das Klimaneutralitätsnetz.

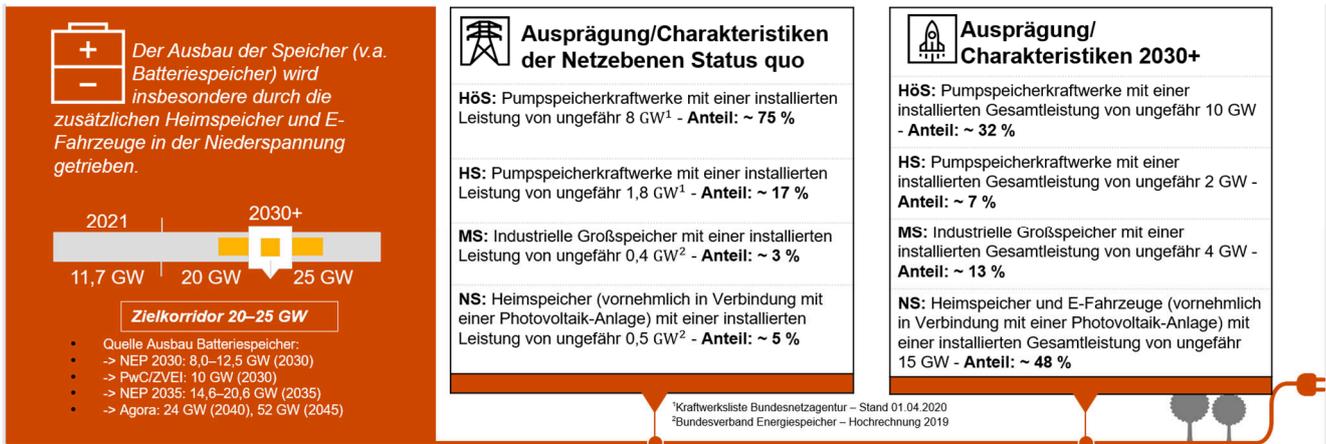


Abbildung 41: Stellregler #3

4. Anzahl/Leistung der Wärmepumpen

Stellregler Nummer Vier gibt die Anzahl der Wärmepumpen für das Klimaneutralitätsnetz wieder.

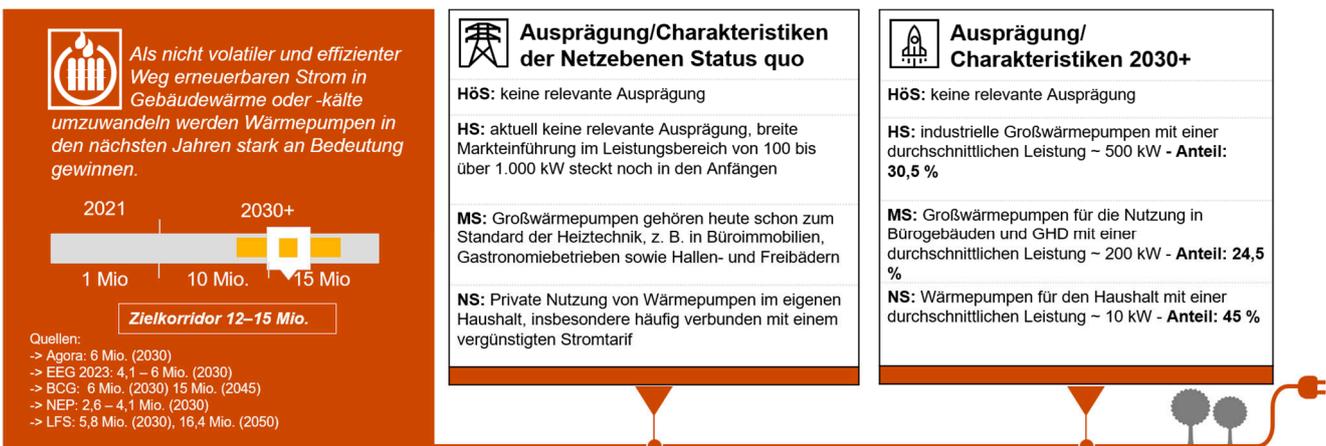


Abbildung 42: Stellregler #4

5. Entwicklung installierte Leistung Wind

Stellregler Nummer Fünf ist die installierte Wind-Leistung für das Klimaneutralitätsnetz.



Abbildung 43: Stellregler #5

6. Entwicklung installierte Leistung Kohle

Stellregler Nummer Sechs ist die installierte Leistung an Kohlekraftwerken für das Klimaneutralitätsnetz.

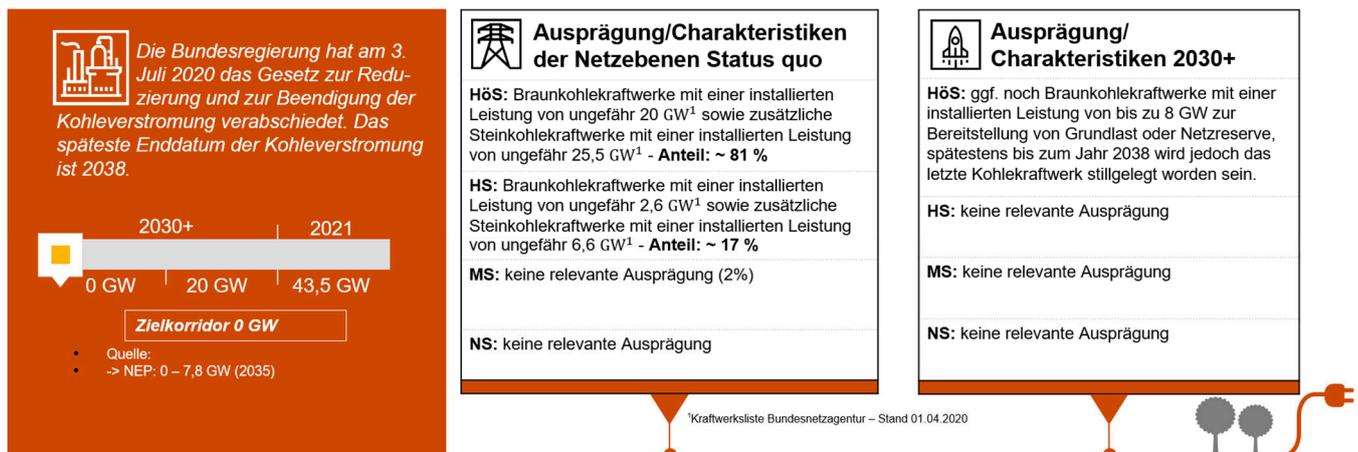


Abbildung 44: Stellregler #6

7. Entwicklung installierte Leistung Gas

Stellregler Nummer Sieben ist die installierte Leistung an Gaskraftwerken für das Klimaneutralitätsnetz.

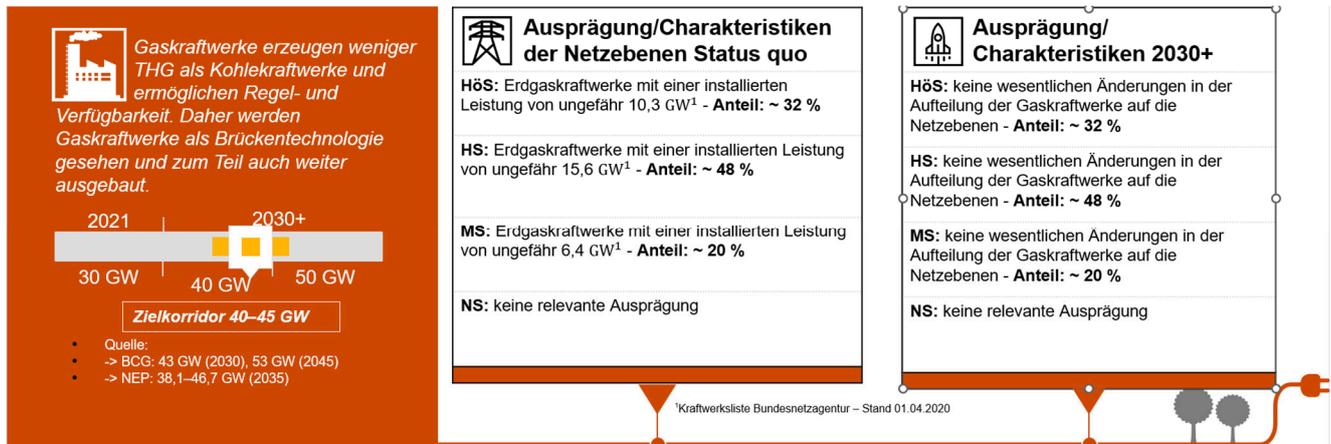


Abbildung 45: Stellregler #7

8. Entwicklung installierte Leistung Elektrolyse (P2G)

Stellregler Nummer Acht gibt Aufschluss über die installierte Elektrolyse-Leistung (P2G) für das Klimaneutralitätsnetz.

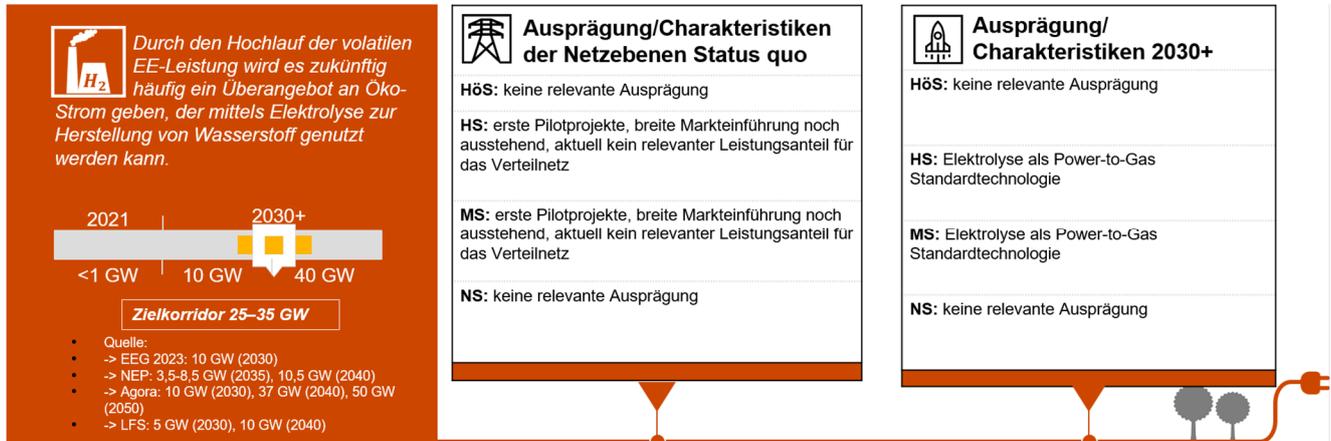


Abbildung 46: Stellregler #8

9. Entwicklung Residuallastindustrie

Stellregler Nummer Neun ist die Residuallastindustrie für das Klimaneutralitätsnetz.

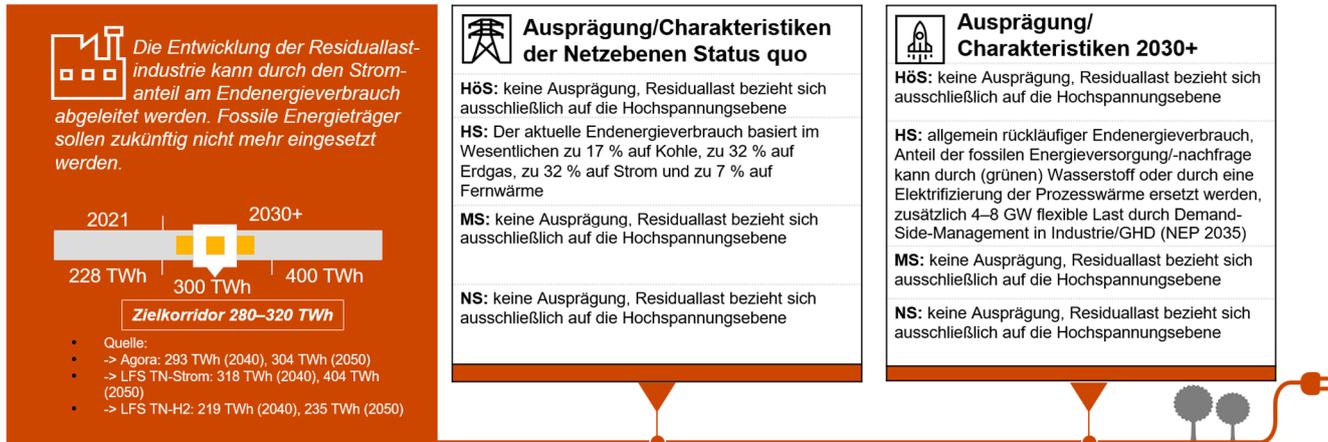


Abbildung 47: Stellregler #9

10. Entwicklung Residuallast GHD

Stellregler Nummer Zehn ist die Residuallast GHD für das Klimaneutralitätsnetz.

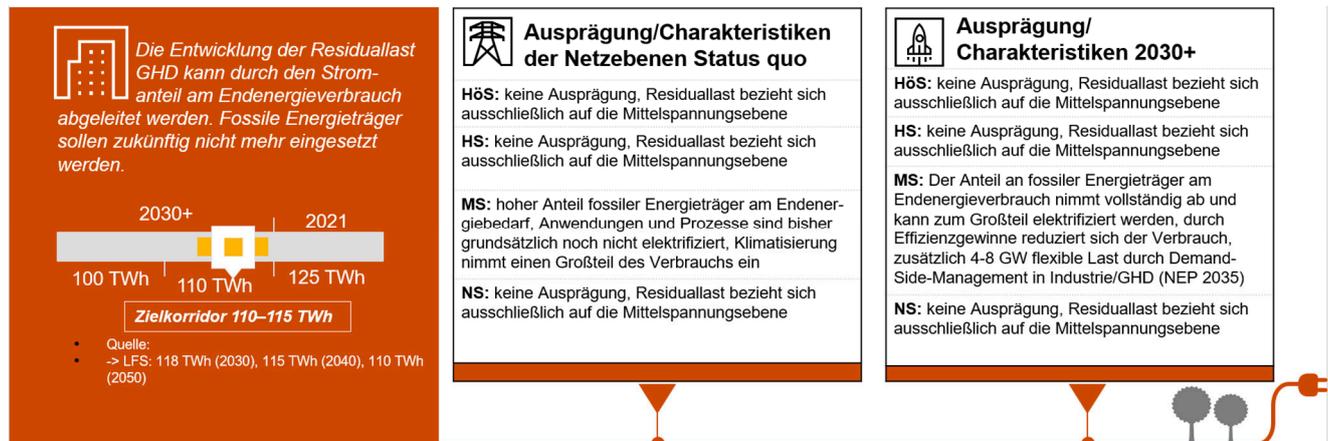


Abbildung 48: Stellregler #10

11. Entwicklung Residuallast Haushalte

Stellregler Nummer Elf ist die Residuallast Haushalte für das Klimaneutralitätsnetz.

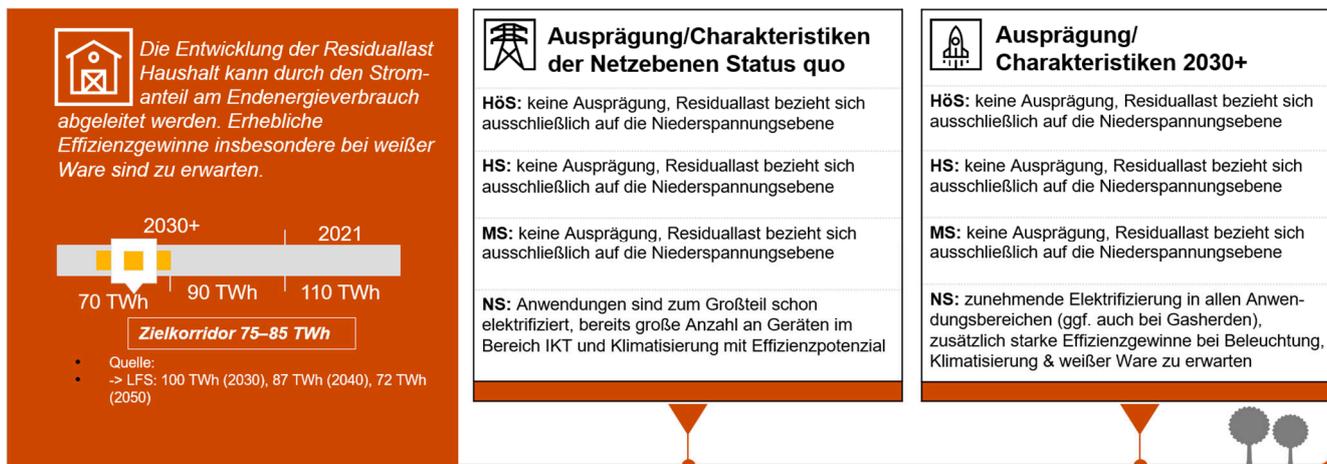


Abbildung 49: Stellregler #11

Anhang C Technischer und gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf

	Anf. Nr.	Kat.	Technischer Innovationsbedarf	Kat.	Gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Anpassungsbedarf	
1) Sektorübergreifende Planungsprozesse (cross-sector planning)						
1	Nachführung des durch die thermische Belastungshistorie und ggf. weitere Messungen korrigierten Betriebsmittelalters in laufend aktualisierten digitalen Zwillingen	1	3	- fehlender Automatisierungsgrad in den Verteilungsnetzen, fehlende Sensorik und Aktorik im Netz	2	- standardisierte Leitfäden/Rahmenbedingungen zur einheitlichen/vergleichbaren Korrektur der Betriebsmittelalter - gesetzgeberisch-ordnungspolitische Anerkennung angepasster kalkulatorischer Nutzungsdauern mit Bezug auf Substanzerhalt und entgangenen Gewinnen
2	Bidirektionales Laden von Speichern (inklusive mobilen Speichern (E-Fahrzeuge) mit Netzanbindung)	6 (10)	1		b	- Technische Rahmenbedingungen, damit VNB bereitgestellte Flexibilität nutzen können
3	Präqualifikationsmöglichkeiten für EE-Anlagen für verbindliche Erbringung von Regelleistung/-arbeit; Zuverlässigkeit in der Erbringung	6 (5)	1		1	
4	Präqualifikationsmöglichkeiten für die unverbindliche Systemstützung; Vermeidung gegenläufiger Regelaktivitäten im System	6	2	- Kommunikationsalternative zur Systemfrequenz für die schnelle und sichere Aktivierung (ggf. über Aggregatoren gestaffelt)	2	- Rahmenbedingungen für Marktmodelle, die über die aktuelle Regel-/Ausgleichsenergie hinausgehen
2) Netzdatenzugang und sicherer Einsatz digitaler Abbilder (unchained data and secure use of digital twins)						
5	Interoperabilität von Sensoren und Aktoren im Netz	G1	2	- Standardisierung, Normierung von Schnittstellen müssen umgesetzt werden - technische Umsetzung der normierten Schnittstellen - Vereinbarung einer (höheren) technischen „Standard-Austauschebene“ - autonome Maßnahmen (Automatisierung von Inspektions- u. Wartungsaufgaben) durch bspw. Drohnen	2	- Grundvoraussetzungen zur NB-übergreifenden Nutzung der Daten schaffen, inkl. möglicher Vergütung - Definition und Einbettung in eine Gesamtzielsetzung zur weitergehenden Digitalisierung - Standardisierung/Festlegung von Schnittstellen zur Interoperabilität zwischen/für Hersteller (siehe SmartMeter) – Basisschnittstelle

						Netzbetrieb als Mindestanforderung
6	Zuverlässige Bereitstellung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten	G2	2	<ul style="list-style-type: none"> - Datentaktung muss u. a. hinreichend hoch sein - dazugehörige TK-Infrastruktur muss entsprechend dimensioniert werden - Standardisierung Schnittstellen/Fehlende Kommunikationsinfrastruktur - fehlende Sensorik, Daten, Kommunikationsinfrastruktur - Es existiert keine Vorschrift, an allen Netzabzweigungen zu messen und die Daten zur Verfügung zu stellen - Bisher sind Chips für die Erfassung der EN50160 noch nicht verfügbar- - Technische Lösungen für Übertragungssicherheit (insb. Redundanz) 	3	<ul style="list-style-type: none"> - Schaffung von Anreizen zur Nutzung smarterer Infrastrukturen zur Netzzustandserfassung u. Anreizen zur Investition in neue Technologien beim Netzbetrieb
7	Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation (Cybersicherheit "System state")	G3	2	<ul style="list-style-type: none"> - Anwendung internationaler Normen - Technische Lösungen zur Verschlüsselung (BSI-Zertifizierung) - Quantenverschlüsselung durch Photonengenerator (bspw. QES1) 	2	<ul style="list-style-type: none"> - Fortentwicklung der ISO 27001 (Sicherheitsstufen, Geltungsbereich) - Einbetten in länderübergreifende Bedingungen (z.B. zertifizierte Schnittstelle über EU-GridCode Cybersecurity) - Erweiterung des Geltungsbereichs
8	Schutz der Akteure vor Fremdsteuerung (Cybersicherheit „System influence“)	G4	2	<ul style="list-style-type: none"> - Technische Lösungen zur Verschlüsselung (BSI-Zertifizierung) 	2	<ul style="list-style-type: none"> - Anwendung internationaler Normen - keine deutschen Sonderlösungen - keine durchgehende Durchsetzung der europäischen Richtlinie zur Netz- und Informationssicherheit (NIS-Richtlinie), und des damit einhergehenden IT-Sicherheitsgesetzes 2.0 - unterschiedliche Auffassungen der staatlichen Kontrollbehörden/Ratgeber, wie wichtig Cybersicherheit für deutsche, kritische Infrastrukturanbieter ist - Kategorisierung der Kosten für Cybersicherheit als OPEX und nicht als unvermeidbare Kosten; daher Tendenz,

						notwendige und sinnvolle Cybersicherheitsmaßnahmen dem Kostendruck zu opfern
9	Auswertung Wetterdaten/Wärmebedarf des Vortags sowie der Wetterprognose für 1-n Folgetage	4 (1,6,8)	2	- Echtzeit-Wetterdaten über öffentlich zugängliche Kameras und Algorithmen (vgl. DLR)	2	- Pflichtvorgaben zur Datenbereitstellung (sozio-ökonomischer Daten)
3) Beherrschung niedrig-variabler Systemträgheit (mastery low-variable inertia)						
10	Geringere Trägheit des Systems (rotierende Massen) in Bezug auf die Dynamik der Frequenzänderung und die Verringerung der Fehlerströme bei Netzfehlern auffangen	5	2	- bestehende geeignete Lösungen (z. B. Diff.schutz, GOOSE-Kommunikation über IEC 61850) verstärkt einsetzen - ggf. intelligente Algorithmen zur Fehlererkennung aus Strom-/Spannungsverläufen heraus entwickeln (Mustererkennung, Signalanalyseverfahren)	3	- Rahmenbedingungen zum netzdienlichen Einsatz rotierender Massen, z. B. als Phasenschieber - Definition von Planungsregionen inkl. Marktmodell zur Umsetzung - Systemverantwortung für fehlende Massenträgheit
11	Dynamische Netzstützung durch Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung		2	- Kurzschlussbeiträge durch dezentrale, regenerative Erzeugungsanlagen	2	- Fortentwicklung der bestehenden technischen Anschlussregeln TAR bzw. europäischen Grid Codes
12	DC-Netze „hinter dem Zähler“ (daher keine weitere Betrachtung im lfd. Projekt)	7	3		3	
13	Beeinflussung Spannungshaltung am Leitungseingang	2	1		1	
14	Beherrschung (lokaler, überregionaler) Leistungspendelungen	8	2	- Umrichter-gestützter Netzbetrieb - Beschleunigung bestehender Lösungsansätze durch FACTS	2	
15	Dynamischer lokaler Netzschutz					
4) Straffer Systembetrieb (tight system operation)						
16	Bestimmung thermischer Netzzustand aus Vorbelastung + Belastungsvorschau Netz, Witterung bei Freileitungen (technologische Varianten: modellgeschützt oder messtechnisch)	1 (4,6)	2	- Standardisierung Schnittstellen - Ausfallvorhersagen von Erzeugungsanlagen (bspw. Predictive-Analytics-Plattform bei Windturbinen)	2	- Datenbereitstellung an Markt
17	Zustandseinschätzung (state estimation) (relevant auch für die Anforderungen 2, 3, 4, 7 und 11) in der Niederspannung auf Grundlage von KI statt analytischer	1,2,3,4,7,11	2	- digitaler Netzanschluss als Grundlage zum digitalen Zwilling - Kommunikationsstandards - fehlender Automatisierungsgrad in den	2	- Pflichtvorgaben zum Netzanschluss und Datenbereitstellung - Wirtschaftlichkeitsregelungen - Regulative Unsicherheit (kein gesetzgeberisch-

	Algorithmen bzw. breit ausgerollter Messtechnik ohne dass aufwändige Netzmodellpflege zu aufwändig/teuer wird			Verteilungsnetzen, fehlende Sensorik und Aktorik im Netz - keine standardisierte Validierungsprüfung zwischen virtuellem Abbild und der Realität - Big-Data-Analysen und maschinelles Lernen		ordnungspolitischer Unterbau für die weitere Nutzung und den weiteren Prozess) und somit Investitions- und Planungsunsicherheiten, zum Beispiel Gesetz zu Steuerbaren Verbrauchern - starker Fokus der ARegV auf CAPEX (nicht OPEX) - fehlende Standards für die Integration in anderen Tools
18	Prognose Strombedarf für Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung weiterer verfügbarer Wärmequellen (bei bi- oder multivalenter Wärmeerzeugung)	4	3	- fehlende Bestandsbasisdaten, zum Beispiel mit Verknüpfung geografischer Informationen - keine Basis durch fehlende intelligente Betriebsmittel und Sensorik in der Sekundärverteilung	3	- Standardisierung für Plattformökonomie Refinanzierung und Anreize in der ARegV - Datenhoheit
19	Überregionale/Internationale Netzzustandserfassung	10 (1)	2	- rechnergestützte Optimierungsalgorithmen unter Einbeziehung betriebsmittelspezifischer Randparameter - selektive Gegenprüfung durch Personal - koordinierte, vollautomatisierte Betriebsführung hybrider Systemstrukturen	2	- Vorgaben zur Koordination der Systemführung zwischen ÜNB/VNB und innerhalb der ENTSO-E
20	Begrenzung der maximalen zeitgleichen Einspeisung in die verfügbaren Netzkapazitäten mithilfe fairer Verteilalgorithmen	2,3 (1,8,10)	2	- fehlende Sensorik im Feld - fehlende digitalisierte Betriebsmittel - fehlende Standardisierung - Übertragung von Verteilalgorithmen aus der Mobilfunk-Kanalbewirtschaftung (z. B. Max-min Fair Share)	2	- Fokus legen auf Effizianzanreize (weg von CAPEX-Fokus in der Regulierung) und auf die Möglichkeit einer Priorisierung von Maßnahmen
21	Bereitstellung von Netzreserve für Redispatch über künftige nicht dargebotsabhängige EZA (Wasserkraft, Biomasse, Gas) & Speicher; Kapazitätsreserve bei Engpässen (z. B. Dunkelflaute)	5 (7,8,10,11)	2	- Kommunikationsweg für eine schnelle und sichere Aktivierung (ggf. über Aggregatoren gestaffelt)	2	- Weiterentwicklung der aktuellen Redispatch-Rahmenbedingungen
22	Vorausschauende Systemführung	8 (1,6)	1	X	2	- Schaffung allgemeiner gesetzgeberisch-ordnungspolitischer Rahmenbedingungen inkl.

						Standardisierung von Prozessen
23	Überregionale/internationale Koordination der Abfrage-/Angebotsmechanismen	10 (6)	1		2	- Schaffung einer übernationalen Instanz zur Führung der Verantwortungszellen (der höchstaggregierten Ebene – z. B. der ÜNB)
5) Hochresiliente auto-dynamische Bottom-up Netzstrukturen (highly resilient auto-dynamic bottom-up grid-structure)						
24	Kurative Systemführung (z. B. permanente Vorhaltung digitaler Zwillinge, die im Fall von Netzausfällen oder System-Splits aktiviert werden & resilient gegenüber Störungen im Kommunikationsnetz sind)	7	3	- keine standardisierte Validierungsprüfung zwischen virtuellem Abbild und der Realität - redundant ausgelegte (eigensichere) IKT-Infrastruktur für den Netzbetrieb (analog zu dem sog. <i>fly-by-wire</i> in der Luftfahrt)	3	- Fokus der ARegV auf OPEX erhöhen - Standards für die Integration in andere Tools festlegen - Konformitätsvalidierung und Standards für digitale Zwillinge erarbeiten - erforderlicher Aufwand für den Paradigmenwechsel vom bisherigen, einfach zu planenden (Excel) und umzusetzenden Netzplanungen (Netzabteilung) zu einem hochgradig digitalisierten Ansatz in einer gemeinsamen Abteilung - „Umdenken“ bzgl. des (n-1)-Kriteriums
25	Automatischer Netzwiederaufbau nach Blackout (ggf. auf komfortreduziertem Minimalniveau)	9b	3	- unzureichende Anzahl und unzureichender Automatisierungsgrad der Feldgeräte	3	- Schaffung einer übernationalen Instanz zur Führung der Verantwortungszellen (der höchstaggregierten Ebene – z. B. der ÜNB) inkl. Koordination mit nachgelagerten VNB
26	Automatische Kopplung von Teilnetzen nach System-Split (ggf. nach erfolgtem Netzwiederaufbau)	9b	3	- unzureichende Anzahl und unzureichender Automatisierungsgrad der Feldgeräte - selbstorganisierte Netzführung auf Zellenebene - erhöhter Automatisierungsgrad der hierfür notwendigen Feldgeräte	3	
27	Automatisierte schrittweise Erhöhung des Versorgungskomforts auf Normalniveau	9b	3	- autonome/automatische Erkennung des Versorgungsniveaus z. B. über Frequenzkorridore oder Broadcasting-Systeme (Rundsteueranlagen oder externe nachrichtentechnische Zugänge)	3	
28	Inselbildner für sich bei Störungen selbsttätig abgrenzende Netze	11	2	- mobile Erzeuger- und Batteriespeichersysteme (bspw. auf Fahrzeugdächern, vgl. kalifornische Feuerwehr) - selbstorganisierte Netzführung auf Zellenebene mit variabler Zahl an Sensoren und Aktoren und	2	- gesetzgeberisch-ordnungspolitische Rahmenbedingungen zum Zusammenschalten mehrerer Verbraucher oder Inselnetzen (z. B. würde eine Netzbetreiberlizenz benötigt, um eine technische Schaltung zu nutzen)

				funktional verbundenen Nachbarzellen - Steuerung zur Vermeidung von unerwünschten Systemverhalten (Ketteneffekt)		- Anreizsystem für systemschädliches Verhalten (Pönalisierung)
29	Energiemanagement für lokal abgegrenzte Netze (inklusive Erzeugungs-/Lastmanagement bei Abwesenheit rotierender Massen in Netzen mit einer Vielzahl kleiner Umrichter)	11	2	- Übertragung Lösungen Bahnnetze auf Netze der öffentlichen Versorgung	3	- Anreize schaffen (finanzielle und gesetzgeberisch-ordnungspolitische) für einen systematischen Mechanismus zur Integration von erneuerbaren Energien in definierten autarken Energienetzen durch „Dritte“ - Normen für den Erzeugungs-/Lastausgleich in Netzen mit Ersatzstromversorgung - (gesetzliche) Regelungen zur Beschränkung von Strombezug und Einspeisung im Betriebszustand „Ersatzstromversorgung“
Dual-Use Funktionalitäten (Zugehörigkeit zu den funktionalen Felder 4 und 5)						
30	Begrenzung des maximalen zeitgleichen Leistungsbezugs auf die verfügbare Netzkapazität mit Hilfe fairer Verteilalgorithmen	2,3 (1,6,11)	2	- fehlende Sensorik im Feld - fehlende digitalisierte Betriebsmittel - fehlende Standardisierung	2	- Anreiz für Effizienz und zur Priorisierung von Maßnahmen schaffen - gesetzgeberisch-ordnungspolitische Standardisierung für VNB, einzelne Netzkunden entsprechend zu begrenzen - Kriterien für Zuteilung von Leistung
31	Systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten bei Erzeugung und Verbrauch (u. a. über zelluläre Verantwortung für ein NS-Netzareal beim VNB)	2	2	- technischer Netzzustand hemmt weitere Digitalisierung, da Grundvoraussetzung für neue Innovationen fehlen	3	- Regelungen zu Flexibilitätsmärkten sowie dem netzdienlichen Steuern durch Netzbetreiber über alle Netzebenen
32	Blindleistungseinsatz unter Berücksichtigung von Spannungsebenen übergreifendes Blindleistungsmanagement	3 (5,10)	2	- Vorbereitung gesamte Leistungselektronik im Feld auf Blindleistungsbereitstellung	2	- Regelungen für lokale Blindleistungsmärkte - Regelungen zur verpflichtenden Blindleistungsbereitstellung durch Verbrauchseinheiten - Verpflichtung zur netzebenen-übergreifenden Optimierung
33	Systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten bei Erzeugung und Verbrauch (u. a. über zelluläre Verantwortung für ein MS-Netzareal beim VNB)	3	1	- höhere Verfügbarkeit (bspw. durch Laternenmaste als Ladestationen)	2	- gesetzgeberisch-ordnungspolitische Verschränkungen führen zu fehlender Übersicht (EnWG, MsbG, EEG, Heizkostenverordnung, Fernwärmeverordnung, Ladesäulenverordnung)

						<ul style="list-style-type: none"> - einheitliche Rahmenbedingungen für VNB zur Nutzung der Flexibilitätsoptionen sowohl erzeugungs- wie lastseitig - Weiterentwicklung des § 14a EnWG, Kunden und Letztverbraucheranreize verstärken
34	Bereitstellung von Regelleistung über zukünftige EZA	5	2	- Kommunikationsweg für eine schnelle und sichere Aktivierung (ggf. über Aggregatoren gestaffelt)	2	- Weiterentwicklung Grid Codes
35	Bidirektionales Laden von Speichern (inkl. E-PKW mit Netzanbindeoption)	5,7, 11 (10)	2	- Kommunikation Speicher (Auto) mit dem Netz (bspw. OVO-Energy-Lösung über Vcharge Plattform)	2	<ul style="list-style-type: none"> - Vergütungssätze - Datenhoheit - Umgang mit Batteriealterung
36	Nutzung/Vorhaltung von (insbes. kleinen) Speicherkapazitäten und Zusammenfassung zu virtuellen Speichern	6 (10)	1		3	- Rahmenbedingungen für virtuelle Kraftwerke vereinfachen
37	Betrieb einer übergeordneten (internationalen) Koordination der Teilsysteme (oberhalb der heutigen Regelzonen und Regelverbundebene)	7	3		3	- Rahmenbedingungen für eine derartige Organisationseinheit
38	FRT-Fähigkeit von Erzeugungsanlagen und Speichern	8 (10)	1		1	
39	Beeinflussungsoptionen für den Wirkleistungsfluss (FACTS, Quer-/Schrägregeltransformatoren u. Ä.)	9a	1	- keine Basis durch fehlende intelligente Betriebsmittel und Sensorik in der Sekundärverteilung	2	- Schaffung einer übernationalen Instanz zur Führung der Verantwortungszellen (der höchstaggregierten Ebene - z. B. der ÜNB)
40	Anforderung von überregionalen/internationalen Flexibilitätsoptionen über zelluläre Verantwortungszellen (z. B. angelehnt an Regelverbund/Capacity Calculations Regions – CCR)	10	2	- operativer Aufbau insb. für die Bestimmung kritischer Netzkapazitäten in regionalen (supranationalen) Koordinationszentren der ENTSO-E	3	- gesetzgeberisch-ordnungspolitische Rahmenbedingungen zum Zusammenschalten mehrerer Verbraucher oder Inselnetze
41	Abschaltoption für nicht-kooperative, nicht-sensible Verbraucher bspw. nach Erreichen/Überschreiten von Ersatzstrommengen oder -leistungen	11	1	<ul style="list-style-type: none"> - fehlende Sensorik am Hausanschluss bzw. an der Ortsnetzstation - technische Lösung zur fernbedienten Abschaltung nicht-kooperativer Verbraucher/Einspeiser 	3	- (gesetzliche) Regelungen zur Abschaltung von Verbrauchern/Einspeisern bei nicht-kooperativem Verhalten (Analog Q/U-Schutz)

Anhang D Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 01

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	250,2 GW	194,2 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	88,0 GW	72,0 GW
Photovoltaik	140,0 GW	100,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	381,5 GW	292,5 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	98,1 GW	98,1 GW
Industrie	48,6 GW	48,6 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	34,5 GW	34,5 GW
Haushalte	15,0 GW	15,0 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	<b style="color: red;">-283,4 GW	<b style="color: red;">-194,4 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	25,0 GW
DSM Residuallast Industrie	3,8 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	11,5 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	-2,9 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	12,5 GW	4,0 GW
Bidirektionalität iLIS	306,0 GW	233,1 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	35,0 GW	5,0 GW
Residuallast Industrie (WP)	1,9 GW	2,1 GW
Residuallast GHD (WP)	5,8 GW	3,1 GW
Residuallast HH (WP)	-1,4 GW	2,9 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	52,7 GW	54,2 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	150,8 GW	152,3 GW
<b style="color: red;">Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	<b style="color: red;">230,7 GW	<b style="color: red;">140,2 GW

Anhang E Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 02

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	559,2 GW	425,2 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	187,0 GW	153,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	72,5 GW	61,5 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	143,4 GW	143,4 GW
Industrie	59,5 GW	59,5 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	45,0 GW	45,0 GW
Haushalte	38,9 GW	38,9 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	70,8 GW	81,9 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	30,0 GW
DSM Residuallast Industrie	14,7 GW	14,7 GW
DSM Residuallast GHD	22,0 GW	22,0 GW
DSM Residuallast HH	21,0 GW	21,0 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	12,5 GW	10,0 GW
Bidirektionalität iLIS	306,0 GW	233,1 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	35,0 GW	25,0 GW
Residuallast Industrie (WP)	7,4 GW	7,4 GW
Residuallast GHD (WP)	11,0 GW	11,0 GW
Residuallast HH (WP)	10,5 GW	10,5 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	-75,4 GW	-59,8 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	68,0 GW	83,6 GW
Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	4,5 GW	-22,1 GW

Anhang F Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 03

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	193,2 GW	151,2 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	66,0 GW	54,0 GW
Photovoltaik	105,0 GW	75,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	438,5 GW	335,5 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	100,3 GW	100,3 GW
Industrie	41,7 GW	41,7 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	31,5 GW	31,5 GW
Haushalte	27,2 GW	27,2 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	-338,2 GW	-235,2 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	30,0 GW
DSM Residuallast Industrie	10,3 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	15,4 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	14,7 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	5,0 GW	4,0 GW
Bidirektionalität iLIS	306,0 GW	233,1 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	7,0 GW	6,0 GW
Residuallast Industrie (WP)	2,1 GW	2,1 GW
Residuallast GHD (WP)	3,1 GW	3,1 GW
Residuallast HH (WP)	2,9 GW	2,9 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	58,3 GW	50,2 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	158,7 GW	150,6 GW
Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	279,8 GW	184,9 GW

Anhang G Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 04

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	526,2 GW	398,2 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	154,0 GW	126,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	105,5 GW	88,5 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	114,7 GW	114,7 GW
Industrie	47,6 GW	47,6 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	36,0 GW	36,0 GW
Haushalte	31,1 GW	31,1 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	<b style="color: red;">9,2 GW	<b style="color: red;">26,2 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	25,0 GW
DSM Residuallast Industrie	2,8 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	13,0 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	13,3 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	12,0 GW	4,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	246,1 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	35,0 GW	25,0 GW
Residuallast Industrie (WP)	2,8 GW	10,3 GW
Residuallast GHD (WP)	13,0 GW	15,4 GW
Residuallast HH (WP)	13,3 GW	14,7 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	-13,0 GW	-29,0 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	101,7 GW	85,8 GW
<b style="color: red;">Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	<b style="color: red;">3,8 GW	<b style="color: red;">2,7 GW

Anhang H Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 05

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	307,2 GW	237,2 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	110,0 GW	90,0 GW
Photovoltaik	175,0 GW	125,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	324,5 GW	249,5 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	110,4 GW	110,4 GW
Industrie	45,8 GW	45,8 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	34,7 GW	34,7 GW
Haushalte	29,9 GW	29,9 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	<b style="color: red;">-214,1 GW	<b style="color: red;">-139,1 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	25,0 GW
DSM Residuallast Industrie	1,0 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	11,7 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	12,1 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	4,5 GW	3,6 GW
Bidirektionalität iLIS	275,4 GW	209,8 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	6,3 GW	4,5 GW
Residuallast Industrie (WP)	1,9 GW	1,9 GW
Residuallast GHD (WP)	2,8 GW	2,8 GW
Residuallast HH (WP)	2,6 GW	2,6 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	73,9 GW	78,2 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	184,2 GW	188,6 GW
<b style="color: red;">Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	<b style="color: red;">140,3 GW	<b style="color: red;">60,9 GW

Anhang I Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 06

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	540,5 GW	409,9 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	168,3 GW	137,7 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	91,2 GW	76,8 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	121,9 GW	121,9 GW
Industrie	50,6 GW	50,6 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	38,3 GW	38,3 GW
Haushalte	33,1 GW	33,1 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	30,7 GW	45,1 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	25,0 GW
DSM Residuallast Industrie	5,8 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	15,3 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	15,2 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	12,5 GW	10,0 GW
Bidirektionalität iLIS	325,0 GW	233,1 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	35,0 GW	25,0 GW
Residuallast Industrie (WP)	7,4 GW	7,4 GW
Residuallast GHD (WP)	11,0 GW	11,0 GW
Residuallast HH (WP)	10,5 GW	10,5 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	-34,9 GW	-47,4 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	87,0 GW	74,5 GW
Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	4,2 GW	2,4 GW

Anhang J Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 07

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	434,2 GW	330,2 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	132,0 GW	108,0 GW
Photovoltaik	280,0 GW	200,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	197,5 GW	156,5 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	102,1 GW	102,1 GW
Industrie	48,6 GW	48,6 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	34,5 GW	34,5 GW
Haushalte	19,0 GW	19,0 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	<b style="color: red;">-95,4 GW	<b style="color: red;">-54,4 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	25,0 GW
DSM Residuallast Industrie	3,8 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	11,5 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	1,2 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	12,5 GW	4,0 GW
Bidirektionalität iLIS	272,0 GW	233,1 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	35,0 GW	5,0 GW
Residuallast Industrie (WP)	1,9 GW	2,1 GW
Residuallast GHD (WP)	5,8 GW	3,1 GW
Residuallast HH (WP)	0,6 GW	2,9 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	88,7 GW	54,2 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	190,8 GW	156,3 GW
<b style="color: red;">Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	<b style="color: red;">6,7 GW	<b style="color: red;">0,2 GW

Anhang K Leistungsbilanz zu Anwendungsfall 08

	Obergrenze Zielkorridor	Untergrenze Zielkorridor
Teil A - installierte Leistung nach Energieträger	631,7 GW	486,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	45,0 GW	40,0 GW
Fossil Sonstige	5,0 GW	5,0 GW
Wind	220,0 GW	180,0 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Sonstige EE	4,2 GW	4,2 GW
Teil B - nicht einsetzbare Leistung	549,9 GW	417,6 GW
Revisionen	7,1 GW	7,1 GW
Reserve für Systemdienstleistungen	3,7 GW	3,7 GW
Kernenergie	0,0 GW	0,0 GW
Kohle	0,0 GW	0,0 GW
Gas	5,0 GW	5,0 GW
Fossil Sonstige	1,0 GW	1,0 GW
Wind	177,7 GW	145,4 GW
Photovoltaik	350,0 GW	250,0 GW
Biomasse	2,5 GW	2,5 GW
Sonstige EE	2,9 GW	2,9 GW
Gesicherte Leistung inkl. Netzreserve exkl. Speicher	81,9 GW	69,2 GW
Teil C - Last zum betrachteten Zeitpunkt	131,9 GW	131,9 GW
Industrie	54,7 GW	54,7 GW
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	41,4 GW	41,4 GW
Haushalte	35,8 GW	35,8 GW
Erforderliche Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	50,1 GW	62,8 GW
Teil D - installierte Leistung Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	25,0 GW	20,0 GW
Bidirektionalität iLIS	340,0 GW	259,0 GW
Elektrolyse	35,0 GW	25,0 GW
DSM Residuallast Industrie	9,9 GW	10,3 GW
DSM Residuallast GHD	18,4 GW	15,4 GW
DSM Residuallast HH	17,9 GW	14,7 GW
Teil E - nicht einsetzbare Flexibilitäten		
Speicher exkl. E-Fahrzeuge	11,9 GW	9,5 GW
Bidirektionalität iLIS	305,0 GW	210,0 GW
Elektrolyse (zusätzlicher Bezug)	33,3 GW	23,8 GW
Residuallast Industrie (WP)	7,0 GW	7,0 GW
Residuallast GHD (WP)	10,5 GW	10,5 GW
Residuallast HH (WP)	10,0 GW	10,0 GW
Verfügbare Flexibilität zum betrachteten Zeitpunkt	-65,2 GW	-71,2 GW
Spitzenlast inkl. Flexibilitäten	66,7 GW	60,7 GW
Verbleibende Leistung inkl. Netzreserve	15,2 GW	8,5 GW

Anhang L *Entwicklungspfad und Zielkorridor Szenarien 2030+*

	Entwicklungspfad	
	Status quo	Veränderung in 2030+
Anzahl der Ladestationen	600 Tsd. Stück	+14–19 Mio. Stück
Anzahl der Wärmepumpen	1 Mio. Stück	+11–14 Mio. Stück
Installierte Leistung PV	53 GW	+197–297 GW
Installierte Leistung Speicher	11 GW	+9–14 GW
Installierte Leistung Wind Offshore	9 GW	+33–44 GW
Installierte Leistung Wind Onshore	54 GW	+84–113 GW
Installierte Leistung Kohle	43,5 GW	–43,5 GW
Installierte Leistung Kernenergie	8,1 GW	–8,1 GW
Installierte Leistung Biomasse	8,3 GW	0 GW
Installierte Leistung Wasserkraft	4,8 GW	0 GW
Installierte Leistung Gas	32 GW	+8–13 GW
Installierte Elektrolyse-Leistung (P2G)	<1 GW	+24–34 GW
Stromverbrauch Industrie	228 TWh	+52–92 TWh
Stromverbrauch GHD	125 TWh	–(10-15) TWh
Stromverbrauch Haushalte	110 TWh	–(25-35) TWh

Tabelle 2: Übersicht zum Entwicklungspfad in den Szenarien 2030+

Stellregler	Zielkorridor	
	Untere Grenze	Obere Grenze
Anzahl der Ladestationen	331 GW	434 GW
Installierte Leistung PV	250 GW	350 GW
Installierte Leistung Speicher	20 GW	25 GW
Anzahl der Wärmepumpen	381 GW	477 GW
Installierte Leistung Wind	180 GW	220 GW
Installierte Leistung Kohle	0 GW	0 GW
Installierte Leistung Gas	40 GW	45 GW
Installierte Elektrolyseleistung (P2G)	25 GW	35 GW
Residuallast Industrie	39 GW	45 GW
Residuallast GHD	22 GW	23 GW
Residuallast Haushalte	16 GW	18 GW

Tabelle 3: Zusammenfassende Übersicht der festgelegten Zielkorridore je Stellregler

Anhang M Funktionalitäten je Kategorie

Kategorie 1 (state of the art) – 2 Funktionalitäten	
1.	<i>Beeinflussung Spannungshaltung am Leitungseingang</i>
2.	<i>FRT-Fähigkeit von Erzeugungsanlagen und Speichern</i>

Tabelle 4: Funktionalitäten der Kategorie 1

Kategorie 2 (bedingter Innovations- oder Anpassungsbedarf) – 25 Funktionalitäten	
3.	<i>Verbindliche Erbringung von Regelleistung/-arbeit</i>
4.	<i>Bidirektionales Laden von Speichern (inkl. mobilen Speichern (E-Fahrzeuge) mit Netzanbindungsoption)</i>
5.	<i>Unverbindliche Systemstützung und Vermeidung gegenläufiger Regelaktivitäten im System</i>
6.	<i>Interoperabilität von Sensoren und Aktoren im Netz</i>
7.	<i>Schutz der Zustandsdaten vor Manipulation</i>
8.	<i>Schutz der Aktoren vor Fremdsteuerung</i>
9.	<i>Auswertung Wetterdaten/Wärmebedarf des Vortags sowie der Wetterprognose für 1–n Folgetage</i>
10.	<i>Auffangen der geringeren Trägheit des Systems sowohl in Bezug auf die Dynamik der Frequenzänderung als auch auf die Verringerung der Fehlerströme bei Netzfehlern</i>
11.	<i>Dynamische Netzstützung durch Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung</i>
12.	<i>Beherrschung (lokaler, überregionaler) Leistungspendelungen</i>
13.	<i>Dynamischer lokaler Netzschutz</i>
14.	<i>Bestimmung thermischer Netzzustand aus Vorbelastung und Belastungsvorschau Netz, Witterung bei Freileitungen (technologische Varianten: modellgestützt oder messtechnisch)</i>
15.	<i>Netzzustandsprognose in der Niederspannung auf Basis von KI statt analytischer Algorithmen bzw. breit ausgerollter Messtechnik ohne aufwändige Netzmodellpflege</i>
16.	<i>Überregionale/Internationale Netzzustandserfassung</i>
17.	<i>Begrenzung der maximalen zeitgleichen Einspeisung auf die verfügbaren Netzkapazitäten mit Hilfe fairer Verteilalgorithmen</i>
18.	<i>Bereitstellung von Netzreserven für Redispatch über künftige nicht dargebotsabhängige EZA (Wasserkraft, Biomasse, Gas) & Speicher; Kapazitätsreserve bei Engpässen (z. B. Dunkelflaute)</i>
19.	<i>Vorausschauende Systemführung</i>
20.	<i>Überregionale/internationale Koordination der Abfrage-/Angebotsmechanismen</i>
21.	<i>Bei Störungen selbsttätig abgrenzende Netze</i>

22.	<i>Begrenzung des maximalen zeitgleichen Leistungsbezugs auf die verfügbare Netzkapazität mit Hilfe fairer Verteilalgorithmen</i>
23.	<i>Blindleistungseinsatz unter Berücksichtigung von netzebenenübergreifendem Blindleistungsmanagement</i>
24.	<i>Systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten bei Erzeugung und Verbrauch</i>
25.	<i>Zelluläre Verantwortung für ein MS-Netzareal beim VNB</i>
26.	<i>Nutzung/Vorhaltung von Speicherkapazitäten und Zusammenfassung zu virtuellen Speichern</i>
27.	<i>Beeinflussungsoptionen für den Wirkleistungsfluss</i>

Tabelle 5: Funktionalitäten der Kategorie 2

Kategorie 3 (erheblicher Innovations- oder Anpassungsbedarf) – 13 Funktionalitäten	
28.	<i>Nachführung des durch die thermische Belastungshistorie und ggf. weitere Messungen korrigierten Betriebsmittelalters in laufend aktualisierten digitalen Zwillingen</i>
29.	<i>Zuverlässige Bereitstellung verlässlicher Netz- und Energiezustandsdaten</i>
30.	<i>Gleichstrom-Netze „hinter dem Zähler“</i>
31.	<i>Prognose Strombedarf für Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung weiterer verfügbarer Wärmequellen (bei bi- oder multivalenten Wärmeerzeugung)</i>
32.	<i>Kurative Systemführung</i>
33.	<i>Automatischer Netzwiederaufbau nach Blackout</i>
34.	<i>Automatische Kopplung von Teilnetzen nach System-Split</i>
35.	<i>Automatisierte schrittweise Erhöhung des Versorgungskomforts auf Normalniveau</i>
36.	<i>Energiemanagement für lokal abgegrenzte Netze</i>
37.	<i>Betrieb einer übergeordneten (internationalen) Koordination der Teilsysteme</i>
38.	<i>Anforderung von überregionalen/internationalen Flexibilitätsoptionen über zelluläre Verantwortungszellen</i>
39.	<i>Abschalloption für nicht-kooperative nicht-sensible Verbraucher bspw. nach Erreichen/Überschreiten von Ersatzstrommengen oder -leistungen</i>

Tabelle 6: Funktionalitäten der Kategorie 3

Anhang N Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BCG	Boston Consulting Group
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur
E-Autos	Elektroauto
eBus	Elektrobus
EE	Erneuerbare Energie, Erneuerbare Energien
EE-Anlagen	Erneuerbare-Energien-Anlagen
EE-Einspeisung	Erneuerbare-Energien-Einspeisung
EE-Erzeugung	Erneuerbare-Energien-Erzeugung
EEG	Erneuerbaren-Energie-Gesetz
EE-Strom	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
EE-Stromerzeugung	Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie
E-Fahrzeug	Elektrofahrzeug
eLKW	Elektro-LKW
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EZA	Erzeugungsanlage
FRT	Fault Ride Through
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iLIS	intelligente Ladestationen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
P ₂ G	Power to Gas
PV	Photovoltaik
PwC	PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
sog.	sogenannt
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TAR	Technische Anschlussregeln

THG	Treibhausgas
TWh	Terawatt-Stunde
TWh/a	Terrawatt-Stunden pro Jahr
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe
ZVEI	Zentralverband Elektro- und Digitalindustrie

Zur Vereinfachung wurde in dieser Studie stets von Mitarbeitern geschlechterneutral gesprochen. Selbstverständlich werden die Gleichstellungsgrundsätze bei PwC und bei der Umsetzung des Auftrages berücksichtigt.

Außerdem wurden bei der Erstellung der Studie sämtliche Werte kaufmännisch gerundet. Dabei wurden Einheiten stets so gewählt, dass alle Angaben in hinreichender Genauigkeit vorliegen.

9. Literaturverzeichnis

- BCG, und BDI. 2021. *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. 10. Zugriff am 08.11.2022. <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>.
- BDEW. 2017. *Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz*. Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. 10. 02. Zugriff am 21.06.2022. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf.
- . 2017. „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken.“ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Zugriff am 27.06.2019. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20170710_Erneuerbare-Energien-EEG_2017.pdf.
- . 2022. *Erneuerbare Energien: Installierte Leistung*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 03.06. Zugriff am 22.06.2022. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erneuerbare-energien-installierte-leistung/>.
- . 2020. *Fast zwei Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen versorgen Deutschland mit grünem Strom*. 15. 07. Zugriff am 22.06.2022. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/fast-zwei-millionen-erneuerbare-energien-anlagen/>.
- . 2020. *Fast zwei Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen....* 15.07. Zugriff am 13.07.2022. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/fast-zwei-millionen-erneuerbare-energien-anlagen/#:~:text=%E2%80%9ERund%2095%20Prozent%20oder%20Erneuerbaren,einen%20nachhaltigen%20Regulierungsrahmen%20f%C3%BCr%20Netzinvestitionen>.
- BMUV. 2020. *Atomkraftwerke in Deutschland – Abschaltung der noch betriebenen Reaktoren gemäß Atomgesetz (AtG)*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. 02. 01. Zugriff am 21.06.2022. <https://www.bmu.de/media/atomkraftwerke-in-deutschland-abschaltung-der-noch-betriebenen-reaktoren-gemaess-atomgesetz-atg>.
- BMWK. 2022. *Eröffnungsbilanz Klimaschutz*. 11. 01. Zugriff am 22.06.2022. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile.
- . 2022. *Finale Klimabilanz 2020: Emissionen sanken um 41 Prozent gegenüber 1990*. 20. 01. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/01/20220120-finale-klimabilanz-2020-emissionen-sanken-um-41-prozent-gegenuber-1990.html#:~:text=2020%20wurden%20in%20Deutschland%20insgesamt,weniger%20im%20Vergleich%20mit%201990>.
- . 2017. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. 09. Zugriff am 11.08.2022. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-2-modelle-und-modellverbund.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- . 2022. *Mehr Tempo bei der Transformation der Wärmeversorgung: .* 25. 07. Zugriff am 26.07.2022. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/absichtserklaerung-waermepumpen.pdf?__blob=publicationFile&v=18.
- . 2022. *Überblickspapier: Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Erweiterung der Vorsorgemaßnahmen*. 07. 08. Zugriff am 19.07.2022. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/U/ueberblickspapier-beschleunigung-des-ausbaus-erneuerbarer-energien-und-erweiterung-der-vorsorgemaassnahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- . 2015. „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.“ 01. Zugriff am 18.07.2022. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Bundesamt, Statistisches. 2022. *Bruttostromerzeugung in Deutschland*. 11. 01. Zugriff am 22.06.2022. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen->

Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html;jsessionid=26C895A4D03CD0FB5AC9A28B9EF368D0.live711#fussnote-1-103884.

- . 2022. *Stromerzeugung 2021: Anteil konventioneller Energieträger deutlich gestiegen*. 17. 03. Zugriff am 22. 06.2022. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/03/PD22_116_43312.html#:~:text=Die%20Einspeisung%20aus%20erneuerbaren%20Energien,Corona%2DKrise%20unbeeinflusste%20Jahr%202019.
- Bundesamt, Umwelt. 2022. *Energiebedingte Emissionen*. 03. 06. [https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#entwicklung-der-energiebedingten-treibhausgas-emissionen.](https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#entwicklung-der-energiebedingten-treibhausgas-emissionen)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. 2021. *Die Klimakonferenz in Paris*. 12. 08. Zugriff am 12.07.2022. [https://www.bmuv.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen.](https://www.bmuv.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen)
- Bundesregierung, Die. 2022. *EU soll bis 2050 klimaneutral sein*. Zugriff am 12.07. 2022. [https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/mehr-klimaschutz-in-der-eu-1790042.](https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/mehr-klimaschutz-in-der-eu-1790042)
- . 2022. *Generationenvertrag für das Klima*. Zugriff am 21.06.2022. [https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672.](https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672)
- Burst, Tobias, Pola Lehmann, Sven Regel, und Lisa Zehnter. 2021. „Eine Wahl, sechs Visionen für Deutschland.“ Friedrich Ebert Stiftung. 09. Zugriff am 21.06.2022. [http://library.fes.de/pdf-files/iez/18376-20211029.pdf.](http://library.fes.de/pdf-files/iez/18376-20211029.pdf)
- Deutsche Energie-Agentur (dena). 2021. *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. 10. Zugriff am 22.08.2022. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)
- Deutsche Energie-Agentur (dena). 2022. *Stromnetze im Wandel*. Zugriff am 18.07. 2022. [https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/.](https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/)
- Deutsche Energie-Agentur (dena). 2022. *dena-Netzstudie III – Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem*. 01. Zugriff am 11.08.2022. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf.](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf)
- Eckert, Werner. 2021. *Klimaneutral, CO₂-neutral – nicht egal*. 30. 08. Zugriff am 11.08.2022. [https://www.tagesschau.de/inland/btw21/klimaneutralitaet-107.html.](https://www.tagesschau.de/inland/btw21/klimaneutralitaet-107.html)
- Endres, Alexandra. 2021. *Was die Parteien fürs Klima tun wollen*. Zeit Online. 28. 08. Zugriff am 21.06.2022. [https://www.zeit.de/politik/deutschland/2021-08/klimaschutz-wahlprogramme-bundestagswahl-parteien-vergleich.](https://www.zeit.de/politik/deutschland/2021-08/klimaschutz-wahlprogramme-bundestagswahl-parteien-vergleich)
- Energie-Agentur), dena (Deutsche. kein Datum. *Das Stromnetz von morgen*. Zugriff am 18.07.2022. [https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/.](https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/)
- Energie-Agentur, Deutsche. 2022. *Stromnetze im Wandel*. Zugriff am 18.07.2022. [https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/.](https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/)
- EU. 2022. „Fit für 55“. Europäischer Rat; Rat der Europäischen Union. Zugriff am 22.06.2022. [https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/.](https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/)
- Hiller, Thomas, Mirko Bodach, und Walter Castor. 2021. „Praxishandbuch Stromverteilungsnetze.“ Würzburg: Vogel Communication Group.
- KAS. 2022. „Wahlen zum Deutschen Bundestag seit 1949.“ Stiftung, Konrad Adenauer. Zugriff am 21.06. 2022. [https://www.kas.de/en/web/geschichte-der-cdu/wahlen-zum-deutschen-bundestag-seit-1949.](https://www.kas.de/en/web/geschichte-der-cdu/wahlen-zum-deutschen-bundestag-seit-1949)

- KBA. 2022. Kraftfahrt-Bundesamt. 04. 03. Zugriff am 21.06.2022.
https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2022/pm10_fz_bestand_pm_komplett.html?snn=3662144.
2022. *Klimaschutzgesetz 2021 – Generationenvertrag für das Klima*. Zugriff am 12. 07.2022.
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>.
- Netztransparenz.de. 2020. *Leistungsbilanzbericht*. Zugriff am 12.08.2022.
<https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Leistungsbilanzbericht>.
- PwC. 2019. *E-Mobility Sales Review: E-Mobilität auf dem Weg zum Durchbruch*. Pricewaterhouse-Coopers GmbH WPG. Zugriff am 27.06.2019. <https://www.pwc.de/de/automobilindustrie/e-mobility-salesreview-e-mobilitaet-auf-dem-weg-zum-durchbruch.html>.
- PwC; Fraunhofer IOSB; Trend one. 2019. *Zukunftsbild Stromverteilnetze*. Düsseldorf: ZVEI e.V.
- Rahmstorf, Stefan. 2021. *Bundestagswahl - Entscheidende Klimawahl, bizarrer Wahlkampf*. 13. 09. Zugriff am 11.07.2022. <https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/klima-und-bundestagswahl-entscheidende-klimawahl-bizarrer-wahlkampf-a-72b34186-5f41-4f5f-8620-5f882c330ba9>.
- Research, EUPD. 2021. *89 Prozent des Solarpotenzials noch ungenutzt*. Zugriff am 11.08.2022.
<https://www.eupd-research.com/89-prozent-des-solarpotenzials-noch-ungenutzt/>.
- Sarovic, Alexander. 2018. „Wer folgt auf Angela Merkel?“ *Der Spiegel*. 29. 10. Zugriff am 21.06.2022.
<https://www.spiegel.de/politik/deutschland/angela-merkel-tritt-als-cdu-chefin-ab-die-moeglichen-nachfolger-a-1235738.html>.
- School, ESCP Business. 2021. *Digital Riser Report 2021*. Zugriff am 11.07.2022. https://digital-competitiveness.eu/wp-content/uploads/Digital_Riser_Report-2021.pdf.
- SPD, Bündnis 90/ Die Grünen, FDP. 2021. „Mehr Fortschritt wagen.“ Zugriff am 22.06.2022.
https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf.
- Statista. 2022. *Anzahl insgesamt installierter Photovoltaik-Stromspeicher in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2021*. 01. 04. Zugriff am 11.08.2022.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1078876/umfrage/anzahl-installierter-solarstromspeichern-in-deutschland/#:~:text=Im%20Jahr%202021%20waren%20in,hierzulande%20noch%205.000%20Solarstromspeicher%20gez%C3%A4hlt>.
- . 2022. *Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2021*. 01. 04. Zugriff am 22.06.2022.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/434357/umfrage/installierte-leistung-erneuerbarer-energien-in-deutschland-nach-energietraegern/#:~:text=Die%20vorliegende%20Statistik%20zeigt%20die,Deutschland%20rund%2055%2C3%20Gigawatt>.
- . 2022. „Urbanisierungsgrad: Anteil der Stadtbewohner an der Gesamtbevölkerung in Deutschland in den Jahren von 2000 bis 2020.“ 24. 01. Zugriff am 21. 06 2022.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/662560/umfrage/urbanisierung-in-deutschland/>.
- . 2022. „Was ist Ihrer Meinung nach gegenwärtig das wichtigste Problem in Deutschland?“ Zugriff am 21. 06 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1062780/umfrage/umfrage-zu-den-wichtigsten-problemen-in-deutschland/>.
- Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, und Agora Verkehrswende. 2021. *Klimaneutrales Deutschland 2045*. 14. 06. Zugriff am 08.11.2022. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.
- Übertragungsnetzbetreiber. 2019. *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019*. 04. 02. Zugriff am 11.08.2022. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1.pdf.

-
- . 2019. „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf.“ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Zugriff am 27.06.2019. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten.pdf.
 - . 2021. *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021*. Zugriff am 11.08.2022. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf.
 - . 2022. *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023*. 01. Zugriff am 16.08.2022. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf.
 - . 2019. *Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019*. 15. 04. Zugriff am 16.08.2022. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf.
- Umweltbundesamt. 2021. *Die Treibhausgase*. 05. 07. Zugriff am 30.06.2022. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>.
- VDI. 2021. *Die energieflexible Fabrik*. 02. 11. Zugriff am 22.06.2022. <https://www.vdi.de/news/detail/die-energieflexible-fabrik>.