



Bundesnetzagentur

NETZAUSBAU

Bedarfsermittlung 2021-2035

Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus
der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom



JANUAR 2022

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

Januar 2022

VORBEMERKUNG	5
THEMEN AUS DER KONSULTATION.....	7
1. Annahmen für die Netzentwicklungsplanung.....	8
1.1 Szenarien.....	8
1.2 Konventionelle Erzeugung.....	9
1.3 Regenerative Erzeugung.....	10
1.4 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast	14
1.5 Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung.....	18
1.6 Regionalisierung	20
1.7 Marktmodellierung	22
1.8 Europäischer Strommarkt.....	23
2. Methodik des NEP.....	25
2.1 Dezentrale vs. zentrale Erzeugungsstrategien	25
2.2 Kosten.....	27
3. Stromübertragungstechnologien	28
3.1 HGÜ.....	28
3.2 Erdkabel.....	30
4. Verfahrens- und Beteiligungsfragen.....	31
Glossar.....	32
Abkürzungsverzeichnis.....	43
Impressum.....	45

Vorbemerkung

In der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2021-2035 wurden wie bereits in den vorhergehenden Prozessen viele Einwände erhoben, die sich allgemein auf die Energiewende bzw. auf andere Verfahrensschritte des Gesamtprozesses Netzausbau beziehen. Diese können in den betreffenden Verfahrensstufen bzw. ganz allgemein im politischen Raum diskutiert werden. Rechtlich sind sie nach den gesetzlichen Vorschriften zur Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans ohne Belang, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die allgemeine Akzeptanz des Netzausbaus. Um den Verwaltungsakt der Bestätigung des Netzentwicklungsplans nicht zu überfrachten, hat die Bundesnetzagentur sich entschlossen, diese Argumente im vorliegenden Dokument gesondert zusammenzufassen und sich an dieser Stelle mit ihnen auseinanderzusetzen.

Die Bundesnetzagentur sieht sich einer sachlichen Aufklärung des ungemein komplexen und weit über den Verfahrensgegenstand des Netzentwicklungsplans hinausgehenden Themas Energiewende verpflichtet. Dazu nutzt sie neben der förmlichen Bestätigung eine Vielzahl an Instrumenten der Beteiligung und Informationsbereitstellung. Dennoch kann es leider nicht immer gelingen, jede Frage und jedes Missverständnis zur Zufriedenheit aller Beteiligten aufzuklären und allen individuellen Anliegen gänzlich nachzukommen. Das gilt besonders dann, wenn gar

nicht um Tatsachen oder Zusammenhänge gestritten wird, sondern verschiedene Menschen, Interessensgruppen und Institutionen naturgemäß zu unterschiedlichen Einschätzungen kommen und auch gegensätzliche Meinungen vertreten.

Ein behördliches Verwaltungsverfahren gerät an diesem Punkt an seine Grenzen, da es die ihm gesetzten rechtlichen Grenzen weder überschreiten darf noch jemals zur vollkommenen Zufriedenheit aller Beteiligten ausdehnen könnte.

Entgegen einer von verschiedenen Seiten geäußerten Erwartungshaltung gehört es nicht zur Aufgabe des Netzentwicklungsplans und der damit verbundenen Konsultationsverfahren, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende oder die Verfahrensregeln grundlegend zu verändern. Dies bedürfte vielmehr einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis, welche der Netzentwicklungsplan nicht einfach vorwegnehmen kann – zumal es nicht im Belieben der Bundesnetzagentur steht, welche grundlegenden Weichenstellungen für den Fortgang der Energiewende zu treffen sind. Schon aus Gründen der Gewaltenteilung ist ein Verwaltungsverfahren nicht dazu geeignet, Änderungen im Energierecht vorwegzunehmen. Solche Entscheidungen müssen einzig und allein dem Gesetzgeber vorbehalten bleiben.

Die zweifellos notwendigen Diskussionen um die weitere Ausgestaltung der Energiewende kann das Verfahren zum Netzentwicklungsplan demnach nur anstoßen, aber nicht ersetzen. Erst recht hat es nicht die Funktion einer „Volksabstimmung“ über die Energiewende insgesamt oder über deren einzelne Gesichtspunkte.

Themen aus der Konsultation

1. Annahmen für die Netzentwicklungsplanung

1.1 Szenarien

Einige Konsultationsbeiträge forderten, eine integrierte Energieinfrastrukturplanung als Alternative zum reinen Stromtransport in die Netzentwicklungsplanung einfließen zu lassen. Ihrer Meinung nach solle hierzu bereits im kommenden Szenariorahmen der Blick auf das Jahr 2045 (Klimaneutralität) gerichtet werden. Sie bezogen sich in diesem Zusammenhang teilweise auf die dena-Netzstudie III und sprechen sich für einen Systementwicklungsplan aus, der den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas vorgelagert wäre. Als weiterer Punkt wird kritisiert, dass es noch keine durchdachte Lösung für die Wärmewende gebe. In diesem Zusammenhang sei eine Zusammenlegung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas ein erster Ansatz. Die Gasinfrastruktur müsse für den Transport von Wasserstoff nutzbar gemacht werden. Ein Bau von Elektrolyseuren in Erzeugungsnähe von EE-Anlagen würde zusätzlich den Übertragungsnetzausbau reduzieren.

Maßgebliche Eingangsgrößen der Strom- und Gasnetzentwicklung werden bereits aufeinander abgestimmt. Hierzu gehören die Annahmen zu Gaskraftwerken sowie zur Elektrolyseleistung. Ein Zusammenlegen der Szenariorahmen Strom und Gas bringt daher – auch wegen der unterschiedlichen Zieljahre der beiden Prozesse – keinen weiteren Nutzen. Eine gemeinsame Netzberechnung ist wegen der grundsätzlich verschiedenen Netzberechnungsmethoden nicht zielführend. Für das Stromnetz erfolgt eine Marktmodellierung über das gesamte betrachtete Zieljahr (8760 Stunden) und darauf aufbauend eine Lastflussrechnung, welche die überlastete Stromnetzinfrastruktur identifiziert. Im Gasnetz werden mit einem kapazitätsbasierten Ansatz gezielt kritische Nutzungssituationen untersucht und das Gasnetz auf diese Situationen ausgelegt. Die Bundesnetzagentur begrüßt die Erstellung eines Systementwicklungsplans, von dem dann für beide Netzentwicklungsprozesse die relevanten Eingangsgrößen abgeleitet werden können.

Einige Konsultationsbeiträge erachteten die Szenarien des Netzentwicklungsplans als nicht mit dem Pariser Klimaschutzabkommen vereinbar. Sie hinterfragen, ob unter den getroffenen Annahmen der Treibhausgasausstoß derart begrenzt werden kann, dass eine Erderwärmung um 1,5 Grad nicht überschritten wird. Vor dem Hintergrund der Beschlüsse des Bundesverfassungsgerichtes vom 24. März 2021 und der daraufhin angepassten Klimaschutzgesetzgebung müsse der Netzausbau auf ein ambitioniertes Szenario abstellen, welches nicht mehr durch neue Gesetzgebung „eingeholt“ würde. Nur so könne verhindert werden, dass sich die Kapazität des Übertragungsnetzes und der Ausbau der erneuerbaren Energien konkurrierend gegenüberstünden und das eine als ausbremsendes Argument für das andere genutzt werde.

Eine allgemeine Aussage zur „Paris-Konformität“ eines Szenarios, welches nur ein Jahr betrachtet, ist nur begrenzt möglich, da das Pariser Klimaziel auf eine Budgetbetrachtung über einen Zeitraum mehrerer Jahre abstellt. Es kann lediglich geprüft werden, ob ein Szenario auf einem möglichen Paris-konformen Emissions-Reduktionspfad liegt. Die Anpassungen des Klimaschutzgesetzes nach den Beschlüssen des Bundesverfassungsgerichts vom 24.03.2021 waren zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 am 26.06.2020 noch nicht bekannt und konnten daher noch nicht berücksichtigt werden. Der Netzentwicklungsprozess ist mit gutem Grund als ein sich zweijährig wiederholender Prozess konzipiert, wodurch es möglich ist neue Entwicklungen oder Gesetzgebungen kontinuierlich zu berücksichtigen. Selbst nach Beschreibung eines „Endzustandes“ der Energiewende in einem oder mehreren Szenarien würden diese im Folgeprozess im Lichte neuer Erkenntnisse

angepasst. Ein Vorgehen der gesellschaftspolitischen Entwicklungen ist daher nur bis zu einem gewissen Grad möglich und sinnvoll.

1.2 Konventionelle Erzeugung

Einige Konsultationsbeiträge wiesen darauf hin, dass die gesicherte und regelbare Kraftwerksleistung in Deutschland zu gering dimensioniert sei. Dies resultiere aus dem Ausstieg aus Kern- und Kohleverstromung bei gleichzeitigem verhaltenen Zubau fluktuierender erneuerbarer Erzeugung. Fluktuierende erneuerbare Erzeugung könne bei längerer Dunkelflaute nicht zur Versorgungssicherheit beitragen. Da im europäischen Umland ähnliche Entwicklungen zu beobachten seien, könne auch der europäische Strommarkt nur bedingt zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen. Dunkelflauten erstreckten sich teilweise auf ganz Kontinentaleuropa, weshalb auch der Ausbau des europäischen Verbundnetzes hier nicht vollständig weiterhelfe. Um dieses Problem zu lösen wird vorgeschlagen umfangreiche lastnahe Gasturbinen, insbesondere in Süddeutschland, zu bauen, die perspektivisch CO₂-neutral zu betreiben seien. Hierdurch könne sogar ein Teil des identifizierten Netzausbaus vermieden werden, da seltene Lastspitzen dann nicht transeuropäisch ausgeglichen werden müssten, sondern vor Ort mit lastnahen Gasturbinen. Langfristig könnten hierzu auch Batteriespeicher eingesetzt werden. Hierzu sei allerdings die Einführung eines Kapazitätsmarkts oder Kapazitätsmechanismus notwendig. Ein Weiterbetrieb von Kern- oder Kohlekraftwerken zur kurz- oder mittelfristigen Absicherung der Versorgungssicherheit wird wegen der Auswirkungen auf Umwelt und Klima abgelehnt.

Die Simulationen der Marktmodellierung zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 zeigen keine Stunden, in denen ein Marktversagen mit der Konsequenz einer marktseitigen Unterdeckung mit elektrischer Energie auftritt. Der angenommene Kraftwerkspark und Flexibilitätsoptionen sowie die angenommenen Handelskapazitäten reichen in jeder Stunde des Jahres aus, um den Bedarf zu decken. Für den Fall einer Unterdeckung war den Übertragungsnetzbetreibern von der Bundesnetzagentur im Szenariorahmen vorgeschrieben worden, lastnahe Gasturbinen zur Deckung der fehlenden Leistung zuzubauen. Dieser Mechanismus kam im Zuge der Marktmodellierung nicht zum Zuge. Batteriespeicher – insbesondere dezentrale Kleinspeicher sowie mittelgroße Gewerbespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung – wurden im Szenariorahmen umfänglich angenommen. Kernkraftwerke werden in keinem Szenario, Kohlekraftwerke nur noch in einem Szenario (A 2035) gemäß KVBG angenommen. Eine detaillierte Untersuchung der Versorgungssicherheit ist nicht Teil des Netzentwicklungsplans, sondern wird im Versorgungssicherheitsmonitoring durchgeführt.

In einzelnen Beiträgen wird ausgeführt, dass die Übertragungsnetzbetreiber in der Marktmodellierung zum Netzentwicklungsplan keine Unterdeckung mit elektrischer Energie identifiziert hätten. Die Versorgungssicherheit sei durch den angenommenen nationalen Kraftwerkspark sowie Importe in jeder modellierten Stunde gewährleistet. Allerdings seien hierbei keine Extremsituationen betrachtet worden. Die Netzplanung sei nicht auf seltene außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen. Mittlerweile seien aber extreme Wettersituationen durch den Klimawandel nicht mehr die Ausnahme, sondern träten immer häufiger auf, sodass eine Berücksichtigung bei der Netzausbauplanung zwingend erforderlich sei. Ebenfalls müsse die angenommene gesicherte Versorgung aus dem EU-Umland hinterfragt und auch hier Unsicherheit abgebildet werden.

Die Stromnetzentwicklung ist nicht auf Extremsituationen, sondern auf durchschnittliche Wetterlagen ausgelegt. Die Betrachtung der Versorgungssicherheit, insbesondere unter Berücksichtigung verschiedener Wetter- oder Klimabedingungen, ist Gegenstand des Versorgungssicherheitsmonitorings der Bundesnetzagentur. Die

Annahmen zum EU-Umland basieren auf den Angaben der europäischen Netzbetreiber im TYNDP. Der Einfluss der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur reduziert sich hierbei auf die Auswahl der Szenarien des TYNDP, die Annahmen der installierten Leistungen innerhalb der Szenarien wird nicht angepasst.

Einzelne Konsultationsbeiträgen machten ein mögliches Versorgungsdefizit aufgrund mangelnder gesicherter und regelbarer Kraftwerksleistung geltend. Die Absicherung solle über einen „Fuel Switch“ von Kohle- zu Gaskraftwerkskapazitäten im Bereich der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung (KWK) erfolgen. Im Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan würden die richtigen Ansätze zu einer Umstellung von Kohle- zu Gas-KWK-Anlagen skizziert. Jedoch seien die notwendigen Rahmenbedingungen für die antizipierte Entwicklung nicht gegeben. Um diesen Fuel Switch im Markt wirtschaftlich durchführen zu können, seien Förderimpulse notwendig. Ein planungssicherer Neubau der erforderlichen gasbefeuerten Erzeugungsanlagen benötige Verbesserungen im KWKG, eine Verlängerung der Laufzeit des KWKG bis mindestens 2030 und eine baldige Regelung bzgl. der Konditionen zum Bezug von Wasserstoff zur Anwendung in Erzeugungsanlagen. Die Vereinfachung der komplexen planungsrechtlichen Verfahren und BImSchV-Verfahren sei ein weiterer wichtiger Aspekt, um die Errichtung gasbefeueter Erzeugungsanlagen zu beschleunigen.

Die Prognosen, die der Stromnetzplanung zugrunde lägen und die reale Entwicklung liefen hier auseinander. Dies betreffe auch den angenommenen wärmeseitig induzierten Kapazitätzubau von Anlagen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Die notwendigen Investitionen blieben weit hinter den Prognosen, sofern nicht die für die erforderlichen Investitionen benötigten Rahmenbedingungen geschaffen würden. Ähnlich sei die Lage bei der Flexibilisierung des Kraftwerksparks. Auch hier würden hohe Flexibilitäten angenommen, die unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht realisierbar wären. Es sei nötig, Anreize zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks zu schaffen sowie die marktbasierete Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität prozessual und regulatorisch zu ermöglichen.

In der Stromnetzentwicklungsplanung - und hier insbesondere bei der Erstellung der Szenarien - werden die wahrscheinlichen Entwicklungen auf dem Strommarkt unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abgebildet. Hierbei werden installierte Leistungen sowie Regionalisierungsvorschriften der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung sowie das Aufkommen sowie der Strombedarf der relevanten Stromverbraucher für das Zieljahr beschrieben. Die zur Erreichung dieser Annahmen notwendigen politischen Maßnahmen (Gesetze, Förderungen, Quoten, usw.), werden hingegen nicht bzw. nur in groben Zügen beschrieben, da die Entwicklung der notwendigen Instrumente der Politik bzw. dem Gesetzgeber und nicht der Regulierungsbehörde obliegt.

1.3 Regenerative Erzeugung

Ein Konsultationsbeitrag kritisierte die hohen Schwankungsbreiten der Einspeisung von Windenergieanlagen onshore und offshore sowie die Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Darüber hinaus sei die Ausgleichswirkung der fluktuierenden Erzeugung auf europäischer Ebene durch einen europäischen Stromhandel zu klein, da sich die Wetterlagen in Mitteleuropa nicht stark genug unterscheiden würden.

Die schwankende Einspeisung von Windenergieanlagen geht europaweit in die Modellierungen des NEP ein. Auch eine Deckung der Last in allen Stunden ist in den Modellierungen gewährleistet. Netzausbauvorhaben werden also auf Grundlage dieser fluktuierenden Einspeisungen bestätigt.

Ein zu geringer angenommener Bruttostromverbrauch führe einem Konsultationsbeitrag zufolge zu einem zu geringen Ausbau der Windenergie, welcher zur Erreichung des 65 %-Ziels im Mittel bei 6000 MW Bruttozubaue pro Jahr liegen müsste. Ein anderer Konsultationsbeitrag forderte eine Verschiebung der Erzeugung von Wind Offshore zu Wind Onshore, welche verstärkt im Süden Deutschlands errichtet werden sollte. Dabei sei es erforderlich, den Planungsrahmen von 2 % Fläche für Wind Onshore in allen Bundesländern zu berücksichtigen.

Ein weiterer Konsultationsbeitrag sah eine noch dynamischere Entwicklung bei der Photovoltaik. Dieser Effekt sei maßgeblich durch eine zunehmende Realisierung von Anlagen außerhalb des EEG-Förderregimes getrieben. Ein anderer Beitrag kritisiert ebenfalls die zu geringen Ausbaunahmen des Szenariorahmens. Besonders nach 2030 würde der jährliche PV-Zubau zwischen zwei bis maximal vier GW liegen, was deutlich unterhalb des Zubaus in den Jahren vor 2030 läge.

Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklung der erneuerbaren Energien und wird im nächsten Szenariorahmen ambitionierte Ausbaupfade berücksichtigen, insbesondere als Folge des novellierten Klimaschutzgesetzes. Eine Anpassung des Szenariorahmens noch im jetzigen Prozess war nicht möglich, da dies zu extremen Verzögerungen der Bestätigung geführt hätte und der notwendige Netzausbau nach Meinung der Bundesnetzagentur schnellstmöglich bestätigt werden muss. Zu berücksichtigen ist, dass im aktuellen Szenariorahmen kein verminderter Ausbau nach 2030 angenommen wird. Es ist jedoch zu erwarten, dass ab diesem Zeitraum ein nicht unerheblicher Rückbau bzw. Repowering von Anlagen erfolgen wird, wodurch der Nettozubau geringer ausfällt.

Die Konsultationsbeiträge zum Thema Biomasse gingen auseinander. Ein Teil sah für die betrachteten Zieljahre und Szenarien höhere anzunehmende Leistungen. In einer Stellungnahme wurde vorgetragen, dass es nicht nachvollziehbar sei, wieso die Biomasse als einzige flexible erneuerbare Stromerzeugung in Szenario B 2035 von der Referenz von 8,3 GW in 2019 auf 7,5 GW sinken sollte, um anschließend in Szenario B 2040 wieder auf 8,2 GW zu steigen. Mit den zu geringen Leistungen und der zu gering angenommenen Stromproduktion aus Biomasseanlagen würden die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung nicht eingehalten. Ein anderer Beitrag dagegen hielt die Annahmen für zu hoch und sieht eine tendenziell eher sinkende installierte Leistung von Biomasse, da sich Biomasseanlagen außerhalb der EEG-Förderung nicht rentabel betreiben ließen.

Die Bundesnetzagentur sieht nach aktuellem Stand ebenfalls keine Rentabilität von Biomasseanlagen außerhalb der EEG-Fördermechanismen. Erschwerend kommt hinzu, dass auch Bestandsanlagen bei Biomasse-ausschreibungen teilnehmen können. Dies kann dazu führen, dass die installierte Leistung durch Ausschreibungen nicht ansteigt. Durch diese Effekte entstehen auch die variierenden Leistungen zwischen den Szenarien B 2035 und B 2040. Weiterhin sind die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 formuliert, nicht für das Jahr 2035, wodurch Abweichungen entstehen können. Wie bei allen Energieträgern werden auch die Annahmen für Biomasse im nächsten Prozess erneut validiert und konsultiert.

Wind-Offshore-Ziele über 40 GW bis 2040 hinaus sollten frühzeitig in den Blick genommen werden, meinte ein Konsultationsbeitrag. Eine Größenordnung von 60 GW sei laut einer Studie der Stiftung Offshore-Windenergie realisierbar. Dieser Wert wurde auch in weiteren Konsultationsbeiträgen genannt. Ein anderer Beitrag nannte eine Leistung von 50 GW für das Jahr 2045. Demgegenüber sah ein weiterer Beitrag eine viel zu

hoch angenommene Rolle von Wind Offshore, denn die Errichtung der im aktuellen NEP angenommenen Leistungen sei in der deutschen Nordsee nicht realisierbar.

Eine Erhöhung der Wind-Offshore-Ziele scheint der Bundesnetzagentur, besonders als Folge des neuen Klimaschutzgesetzes, ebenfalls realistisch und wird im nächsten Szenariorahmen berücksichtigt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur gibt es keine Hinweise darauf, dass die angenommenen Leistungen nicht erreicht werden können.

Die im NEP ermittelten Volllaststunden von Wind Onshore (2228 h/a) kritisierten einige Konsultationsbeiträge als zu niedrig. Diese Annahme hätte unmittelbare Auswirkungen auf die im NEP zu übertragende Strommenge. Dagegen wurden die angenommenen Volllaststunden in einem anderen Beitrag als zu hoch kritisiert.

Die Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Energien werden durch eine auf die Regionalisierung aufbauende Modellierung auf Grundlage des Wetterjahres 2012 ermittelt. Dabei stellt das Jahr 2012 ein durchschnittliches Wetterjahr dar, welches bezüglich des Winddargebots keine Extremwerte annimmt. Die Einspeisung wird dabei konkret anhand der in der Regionalisierung ermittelten Standorte und der angenommenen Typen von Windenergieanlagen sowie Nabenhöhen ermittelt. Die Volllaststunden ergeben sich daher modellendogen und können nicht extern vorgegeben werden. Die Annahme von über 2.500 h/a für das Jahr 2030 erscheint der Bundesnetzagentur darüber hinaus zu optimistisch, insbesondere, da bei immer höheren installierten Leistungen auch Standorte genutzt werden müssen, welche für die Windenergieerzeugung nicht optimal sind.

Das Netzausbauggebiet, welches bis zum Jahresende 2020 bestand, wird von einem Beitrag kritisiert, da befürchtete Engpässe im Stromnetz bereits eine bremsende Wirkung für den Windenergieausbau entfalten.

Das Netzausbauggebiet als mittlerweile abgeschafftes Instrument wurde bei der Regionalisierung nicht beachtet und entfaltet daher in den Betrachtungen des Netzentwicklungsplans keine Wirkung. Das Ziel des Netzentwicklungsplans ist es, das Übertragungsnetz so auszubauen, dass es die Transportaufgaben ohne solche Instrumente bewältigen kann.

In einigen Beiträgen wird hinterfragt, warum in Szenario B 2040 trotz angenommener CO₂-Reduktion der Gaskraftwerke gleichzeitig von einer Reduktion der installierten Leistung von Biomassekraftwerken ausgegangen werde. Im Falle der Verwertung von Abfällen und landwirtschaftlichen Reststoffen seien mit Biomasseanlagen sogar negative CO₂-Emissionen zu realisieren. Grundsätzlich eigne sich ein Teil des bestehenden Biogasanlagenparks auch für die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz. An dieser Stelle könnten Biomethananlagen oder ergänzend Power-to-Methan Anlagen einen Beitrag zur Senkung der Emissionen des Gaskraftwerkparks leisten. In § 4 EEG 2021 habe der Gesetzgeber das Ziel verankert, bis zum Jahr 2030 eine installierte Leistung von 8,4 GW im Biomassebereich aufzubauen. Dieses Ziel müsse für 2035 mindestens erfüllt werden, wenn nicht bis zu 8,7 GW. Ein Rückbau um etwa 1,5 GW sei daher unrealistisch. Insbesondere vor dem Hintergrund des Redispatch 2.0 sei die Flexibilität von Biomasseanlagen bei stetig mehr Marktakteuren gefragt, insbesondere zur schnell abrufbaren kurzfristigen Leistungserhöhung. In einem Beitrag wird angeregt, in den Prognosen zur besseren Flexibilisierung die Kapazitäten der Biomasseanlagen bei Beibehaltung der produzierten Energiemengen um den Faktor zwei oder drei zu erhöhen. Ein anderer Konsultationsbeitrag kritisierte, dass die erzeugte elektrische Energie aus Biomasseanlagen mit maximal 32,2 TWh zu gering sei. Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung sehe vor, die Stromerzeugung

mit 42 TWh auch 2030 auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren. Dieses politische Ziel sei in der Netzentwicklung zu berücksichtigen.

Das Aufkommen und die Volllaststunden der Biomassekraftwerke basieren auf der Annahme, dass mit steigender Biomasseleistung in den Szenarien die Volllaststunden der Biomasseanlagen in ähnlichem Maße sinken. Zwar gehört die Biomasse zu den wenigen Erzeugungsanlagen, die nahezu eine Bandlast produzieren. Um die vermeintlichen Flexibilitätspotenziale der Biomasse als einzige nicht dargebotsabhängige Form der erneuerbaren Energieerzeugung zu nutzen, bedürfte es aber massiver Änderungen des Förderungsregimes durch die Bundesregierung. Es müsste daher unterstellt werden, dass die Biomasse in zukünftigen Entscheidungen der Bundesregierung zu weiterer Flexibilisierung gezwungen wird. Das in § 4 EEG 2021 genannte Aufkommen von 8,7 GW Biomassekraftwerken in 2030 wird in Szenario C 2035 abgebildet. Jedoch geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass sich das Aufkommen von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung reduzieren wird. Denn im aktuellen wissenschaftlichen Diskurs wird die Anwendung der Biomasse primär in der industriellen Bereitstellung von hohen Prozesswärmertemperaturen gesehen, was mit anderen erneuerbaren Energieerzeugern nur schwer oder gar nicht möglich ist. Da das Aufkommen von nachhaltig nutzbarer Biomasse begrenzt ist, soll Biomasse daher weniger auf dem Strommarkt genutzt werden, da hier eine alternative EE-Stromerzeugung einfacher zu realisieren ist, als eine EE-Wärmeerzeugung im industriellen Hochtemperaturbereich. Das Aufkommen der Biomasse wird daher nicht reduziert, das primäre Anwendungsfeld verschiebt sich lediglich von Strom- zur Wärmeproduktion.

In einem Beitrag wird dargelegt, dass wegen des zu geringen Ausbaus erneuerbarer Energien die EE-Stromproduktion zu gering ausfalle. Insbesondere werde angenommen, dass zum Ausgleich der EE-Stromproduktion z.B. bei Dunkelflaute eine erhebliche Menge Einspeisung durch Gaskraftwerke erforderlich sei, die dann zum Teil oder ganz mit Wasserstoff versorgt werden müssten. Die Produktion des notwendigen Wasserstoffs müsse mit ca. 40 GW bis 60 GW Elektrolyseanlagen erfolgen, wozu wiederum erhebliche Mengen Grünstrom notwendig seien. Anstatt einen angemessenen Zubau an EE-Anlagen und eine ausreichende Elektrolyseleistung zu berücksichtigen, würde der benötigte Strom zum Großteil aus dem Ausland importiert. Hierbei handele es sich zum Teil um französischen Atomstrom, was den Inhalt des Atomausstiegs widerspreche. Weiterhin dürfe die Stromproduktion aus Kernkraftwerken nicht als klimaneutral bilanziert werden, da beim Bau der Kraftwerke, der Brennstoffproduktion sowie bei den Schaltanlagen der Kraftwerke CO₂-Emissionen entstünden. Der ebenfalls angenommene Import von Kohlestrom wurde ebenfalls in einigen Konsultationsbeiträgen abgelehnt.

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht keine ausschließliche Produktion von Wasserstoff im Inland vor, perspektivisch sollen erhebliche Mengen Wasserstoff aus dem Ausland importiert werden. Eine Versorgung von Back-Up-Wasserstoffkraftwerken kann daher zukünftig auch mit importiertem Wasserstoff erfolgen, ein Zubau der Elektrolysekapazität auf 40 GW bis 60 GW bis 2040, weit über das in der Wasserstoffstrategie genannte Maß hinaus, ist daher aus heutiger Sicht nicht zwingend notwendig. Weiterhin richten sich die importierten Strommengen sowie die Zusammensetzung des Strommix der Importe nach der Beschaffenheit des angenommenen Kraftwerkparks des EU-Umlandes gemäß TYNDP, der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise und der angenommenen verfügbaren Handelskapazitäten sowie insbesondere den Regeln des geltenden europäischen Energiebinnenmarkts. Es existiert kein Verbot des Imports von Kernkraft- oder Kohlestrom, dies ist auch nicht Gegenstand des aktuellen politischen Diskurses und wird daher auch nicht in der Netzberechnung angenommen.

1.4 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

Einige Konsultationsbeiträge wiesen darauf hin, dass die Annahmen zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Szenariorahmen nicht mit den Planzahlen regionaler Verteilernetzbetreiber übereinstimmen. Das Aufkommen der Elektrofahrzeuge werde unterschätzt und das Aufkommen der Wärmepumpen überschätzt.

Die Annahmen zum regionalen Aufkommen von Elektrofahrzeugen werden in der Netzentwicklungsplanung basierend auf einem zweistufigen Verfahren getroffen. Zuerst wird die Gesamtzahl der im Zieljahr in Deutschland vorhandenen Elektrofahrzeuge aus den konkreten Zielen der Bundesregierung abgeleitet. Diese Ziele sehen für Deutschland zwischen 7 Mio. bis 10 Mio. Elektrofahrzeuge vor. Diese Ziele werden für 2035 und 2040 fortgeschrieben, womit sich eine Zahl von 9,1 Mio. bis 15,1 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2035 und 14,1 Mio. bis 2040 ergibt. Die Methode erlaubt eine pauschale Annahme eines phasenweise wachsenden Aufkommens basierend auf transparenten und nachvollziehbaren sozioökonomischen Parametern. Prognosen einzelner Verteilernetzbetreiber werden nicht berücksichtigt, da nicht alle Verteilernetzbetreiber konkrete Planungen für 2035 bzw. 2040 haben. Weiterhin basieren die Planungen der Verteilernetzbetreiber auf unterschiedlichen Methoden, wodurch kein konsistentes Bild des Zubaus entstehen würde. Zudem wäre nicht sichergestellt, dass die Summe der Planzahlen der einzelnen Verteilernetzbetreiber mit den Zielen der Bundesregierung übereinstimmen.

In einem Beitrag wird die durch die Bundesnetzagentur genehmigte Regionalisierung der Elektrolyseure kritisiert. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten eine primär netzorientierte Verteilung der Elektrolyseanlagen vorgeschlagen, orientiert an den Schwerpunkten der Stromerzeugung aus Windenergie. Diesem Vorschlag sei die Bundesnetzagentur in der Genehmigung nicht gefolgt.

Die Bundesnetzagentur hat eine überwiegend netzorientierte Regionalisierung der Elektrolyseure genehmigt. Dabei werden zwei Drittel der in jedem Szenario angenommenen Elektrolysekapazitäten netzorientiert, d.h. in nördlichen Regionen mit hoher erneuerbarer Einspeisung verortet. Ein Drittel der Elektrolysekapazität wird orientiert an dem erwarteten Wasserstoffbedarf der Industrie verteilt. Die teilweise bedarfsorientierte Verteilung basiert auf der Annahme, dass besonders in der Elektrolyse-Hochlaufphase das Wasserstoffnetz noch nicht vollständig ausgebaut ist und Industriebetriebe abseits des Wasserstoffnetzes ihren Wasserstoff „vor Ort“ erzeugen. Hierbei können sie zusätzlich die bei der Elektrolyse anfallenden Restprodukte wie Wärme und Sauerstoff im Produktionsprozess nutzen. Eine vollständige Verteilung der Elektrolysekapazitäten nördlich der Engpassregionen würde diesen Umstand ignorieren.

Für die Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen werde im Netzentwicklungsplan eine verteilernetzorientierte Betriebsweise angenommen. Durch diese Annahme würde jedoch die netzauslegungsrelevante Spitzenlast im Verteilernetz reduziert, womit implizit die für das Übertragungsnetz anzusetzende netzauslegungsrelevante Spitzenlast zu gering ausfalle. Ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen sei eine sowohl den Übertragungsnetzausbau als auch den Verteilernetzausbau reduzierende Wirkung durch eine netzorientierte Betriebsweise jedoch nicht realisierbar. Die angenommene Steuerung habe weiterhin nicht nur die Reduzierung von Jahreshöchstlasten zum Ziel, sondern solle als alltägliches Steuerungsinstrument der Netzbetreiber zum Einsatz kommen. Diese Methodik offenbare eine sehr statische Sichtweise der Übertragungsnetzbetreiber und das Grundverständnis, dass neue Stromverbraucher auch gegen ihren erklärten Willen im Zweifel zu netzdienlichem Verhalten gezwungen werden könnten. Dass neue und aus ökologischen Gründen gewünschte Stromwendungen wie Wärmepumpen und

Elektromobile durch dieses Grundverständnis entscheidend an Attraktivität einbüßen, werde nicht berücksichtigt.

Die angenommene netzorientierte Steuerung der Lade- bzw. Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen muss klar von einer netzdienlichen Fahrweise unterschieden werden. Bei einer netzdienlichen Steuerung werden Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge vom Netzbetreiber primär zur Optimierung der Netzauslastung und damit zur Vermeidung von Netzausbau genutzt. Bei der angenommenen netzorientierten Fahrweise hingegen werden mit dem Netznutzer vertraglich vereinbarte Lade- bzw. Abschaltzeiten vereinbart, die dann vom Netzbetreiber genutzt werden können. So kann z.B. die Standzeit eines Elektrofahrzeugs vom Abend bis zum Morgen genutzt werden, um den Ladevorgang über mehrere Stunden zu glätten anstatt sofort mit voller Ladeleistung das Netz zu belasten. Bei Wärmepumpen können Sperrzeiten vereinbart werden, für die zwar ein Wärmespeicher und Überbau der Wärmepumpe notwendig sind, die jedoch z.B. mit einem vergünstigten Netzentgelt abgegolten werden. Solche netzorientierten Elemente sind bereits heute vorhanden (z.B. Sperrzeiten bei Wärmepumpen) bzw. werden aktuell diskutiert (Ladestrategien bei Elektrofahrzeugen), weshalb deren Umsetzung wahrscheinlich ist.

In einigen Beiträgen wird dargelegt, die in den Szenarien angenommenen Stromverbräuche seien zu gering. Zur Erreichung der sektorenübergreifenden Klimaschutzziele sei das prognostizierte Niveau der Sektorenkopplung zu verhalten und der eigentlich notwendige Netzausbaubedarf werde so unterschätzt. In Anbetracht der Beschlüsse des Bundesverfassungsgerichts vom 24. März 2021 und der daraufhin angepassten Klimaschutzgesetzgebung seien im kommenden Szenariorahmen ambitioniertere Entwicklungen der Sektorenkopplung zu berücksichtigen, was mit einem deutlich höheren Stromverbrauch in „früheren“ Zieljahren einhergehe. In einem Beitrag wird die prognostizierte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Szenario C 2035 als am wahrscheinlichsten eingeschätzt. Möglicherweise falle die Steigerung des Stromverbrauchs durch eine erfolgreiche Sektorenkopplung noch stärker aus, so dass schon in 2030 die etwa 700 TWh des Szenarios C 2035 erreicht werden könnten. Dies werde einen zusätzlichen Netzausbaubedarf bedingen. In anderen Beiträgen wird ein Strombedarf in 2035 von bis zu 750 TWh prognostiziert.

Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmen am 26.06.2020 waren die Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts vom 24.03.2021 noch nicht bekannt und konnten daher noch nicht berücksichtigt werden. Die Stromverbrauchszahlen basieren auf der vorherigen Annahme, dass das Klimaschutzziel der vollständigen Reduktion des CO₂-Ausstoßes bis 2050 zu erreichen ist. Der aktuelle Stand der Klimaschutzgesetze wird im nächsten Szenariorahmen berücksichtigt, was sich aller Wahrscheinlichkeit nach auch auf die Höhe des Stromverbrauchs in den betrachteten Zieljahren auswirken wird.

In einem Beitrag wird auf Unstimmigkeiten in der Regionalisierung des Stromverbrauchs hingewiesen. Zur Berechnung und Darstellung der räumlichen Verteilung des Stromverbrauchs würden die Werte je Sektor für das Jahr 2016 auf die einzelnen Bundesländer heruntergebrochen. Anschließend würde der bundesland-scharfe Nettostromverbrauch der einzelnen Sektoren den zugehörigen Landkreisen zugeordnet. Es sei zu hinterfragen, ob ein solcher Top-Down-Ansatz in Verbindung mit Stromverbrauchsprofilen eine geeignete Berechnungsmethodik darstelle oder ob man durch Nutzung der aktuellen Netzdaten auf Umspannwerks-Ebene potenziell zu genaueren Ergebnissen kommen könnte. Darüber hinaus wird kritisiert, dass für die räumliche Verteilung des Stromverbrauchs und die Stromverbrauchsprofile unterschiedliche Zeitreihen (2016 bzw. 2012) verwendet würden, was zu einer zusätzlichen Ungenauigkeit führe. Die resultierenden Zeitreihen

seien überdies bereits fünf bzw. neun Jahre alt und könnten so nicht die Veränderungen berücksichtigen, die sich inzwischen ergeben hätten.

Bei der Regionalisierung des Verbrauchs wird bewusst auf Landkreisebene heruntergebrochen. Denn die Prognosen ausgehend vom landkreisscharfen Ist-Verbrauch zum landkreisscharfen Verbrauch im Zieljahr basieren auf zahlreichen sozioökonomischen Parametern (Bevölkerungsentwicklung, Beschäftigtenzahlen, Zulassungszahlen von PKW, Gebäudebestand etc.). Diese sozioökonomischen Daten sind als kleinste Einheit auf Landkreisebene in ausreichender Qualität vollständig für das Jahr 2016 vorhanden. Während die Verteilung des Aufkommens z.B. an Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen auf den genannten sozioökonomischen Daten des Jahres 2016 beruhen, wird bei der Zeitreihenentwicklung der einzelnen Technologien der Sektorenkopplung auf das Wetterjahr 2012 abgestellt. Dieses Jahr wurde gewählt, da es sich um ein sogenanntes „durchschnittliches“ Wetterjahr handelt, was keine bzw. kaum extreme Wetterlagen aufweist. So wird die Stromnetzentwicklung nicht auf Wetterextreme ausgerichtet, sondern auf den Standardfall. Extremsituationen werden aber u.a. im Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur untersucht. Die Wahl des Jahres 2016 zur Analyse der sozioökonomischen Parameter für die Regionalisierung des Verbrauchs und die Wahl des Wetterjahres 2012 für die Entwicklung der Zeitreihen des Verbrauchs sind also kein Widerspruch. Netzdaten auf Umspannwerks-Ebene werden von den Übertragungsnetzbetreibern für die Aufteilung des landkreisscharfen Stromverbrauchs auf die einzelnen Netzverknüpfungspunkte des Stromübertragungsnetzes genutzt.

In einigen Beiträgen wird auf den erheblichen Mehrbedarf an elektrischer Energie der Industrie eingegangen. Insbesondere die chemische Industrie benötige für die Umstellung auf klimaneutrale Fertigungsketten elektrische Energie mehr als 500 TWh (heute etwa 54 TWh) bis 2050. Ein großer Teil dieser elektrischen Energie müsse zur Nutzung in den Prozessen der chemischen Industrie in Wasserstoff umgewandelt werden. Weiterhin werde Strom direkt für die Bereitstellung von hohen Prozesswärmeniveaus benötigt. Dieser immense regenerative Strombedarf werde sich nicht regional standortnah erzeugen lassen. Gleichwohl müsse auch gewachsenen Industriestandorten ohne hinreichende räumlich naheliegende und regenerative Stromerzeugungspotenziale die Transition ermöglicht werden. Die bisher ergriffenen Maßnahmen zur Erhöhung der regionalen Netzanschlusskapazitäten berücksichtigten diese zusätzliche Leistungsnachfrage noch nicht vollumfänglich. Daher müsse allgemeine Lastzuwachs durch Dekarbonisierung entsprechend in den Szenarien des NEP berücksichtigt werden. Ebenfalls würden in der Stahlindustrie erhebliche Mengen an Wasserstoff zur Umstellung auf treibhausgasneutrale Produktionsketten benötigt. Die benötigten Mengen an Wasserstoff überschritten jedoch die in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung geplanten inländischen Produktionsmengen bis 2030/2035 deutlich. Bis 2050 würde sich der Bedarf in einem erheblichen Umfang weiter steigern. Diese Bedarfe – insbesondere der Mehrbedarf an elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff - seien im Szenariorahmen noch nicht vollständig abgebildet.

Im Szenariorahmen 2021-2035 wird ein prognostizierter Mehrbedarf der Industrie an elektrischer Energie abgebildet. Hierbei wird unter anderem eine Marktpartnerabfrage der Übertragungsnetzbetreiber bei den Verteilernetzbetreibern zu geplanten neuen Großstromverbrauchern berücksichtigt. Konkrete Projekte werden damit standortscharf abgebildet. Eine Prognose bis in das Jahr 2050 wird im aktuellen Szenariorahmen nicht durchgeführt, dennoch sieht auch die Bundesnetzagentur einen erheblichen Mehrbedarf unterschiedlicher Energieträger, um eine vollständige Dekarbonisierung der Industrie zu realisieren. Dieser Mehrbedarf wird in künftigen Netzentwicklungsprozessen mit Zieljahren jenseits des Jahres 2040 diskutiert und abgebildet werden. Hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs der chemischen Industrie und der Stahlindustrie sieht die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung neben der inländischen Wasserstoffproduktion einen Import erheblicher Mengen an

Wasserstoff aus dem Ausland vor. Der inländische Bedarf an elektrischer Energie zur Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse im Inland wird zwar deutlich ausfallen, jedoch nicht so hoch wie im Konsultationsbeitrag antizipiert. Denn die Zahlen im Konsultationsbeitrag gehen davon aus, dass der gesamte zukünftige Wasserstoffbedarf der Industrie durch inländische Elektrolyse bereitgestellt wird.

Einige Konsultationsbeiträge befürworteten die Berücksichtigung der Abfrage von neuen Großstromverbrauchern der Übertragungsnetzbetreiber bei den Verteilernetzbetreibern im Zuge der Netzentwicklungsplanung. Jedoch würde das in der Abfrage gewonnene Bild den tatsächlichen Zusatzbedarf an elektrischer Energie und Netzanschlusskapazität unterschätzen. Viele Projekte würden nicht gemeldet, bzw. seien den Verteilernetzbetreibern nicht bekannt. Andere Projekte würde erst in den kommenden Jahren geplant und den Verteilernetzbetreibern gemeldet, wodurch das Zielbild für 2035/2040 nicht vollständig abgebildet werden könne.

Die Kritik an der der Marktpartnerabfrage der Übertragungsnetzbetreiber bei den Verteilernetzbetreibern zu geplanten neuen Großstromverbrauchern ist insofern gerechtfertigt, als dass sie nicht den vollständigen Zubau bis in die betrachteten Zieljahre 2035 bzw. 2040 erfasst. Deshalb ist die Marktpartnerabfrage auch nur ein Baustein von vielen in der Prognose und der Regionalisierung des Stromverbrauchs. Die in der Marktpartnerabfrage gewonnenen Daten werden validiert, wodurch unwahrscheinliche Projekte entfallen. Wahrscheinliche Projekte werden standortscharf berücksichtigt. Jenseits dieser Projekte erfolgt eine zusätzliche Anhebung des regionalen Verbrauchs gemäß der im Szenariorahmen beschriebenen Annahmen zur Entwicklung unterschiedlicher Treiber der Sektorenkopplung (Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-X usw.). Hierdurch entsteht ein für den Netzentwicklungsplan ausreichendes Bild der regionalen Verbrauchsentwicklung.

In einem Beitrag wird angeführt, dass die Vollaststunden der Elektrolyseanlagen von etwa 3300 Stunden im Jahr die Stunden mit Leistungsüberschüssen der Residuallast (ohne flexible Verbraucher) von etwa 2500 Stunden im Jahr überstiegen. Hieraus resultiere, dass ein Teil der modellierten Energie für die Erzeugung von Wasserstoff und Methan nicht zeitgerecht mit Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland gedeckt werden könne. Gleiches gelte für Power-to-Heat-Anlagen. Damit müssten diese zusätzlichen Verbraucher, da für sie keine Zwischenspeicher vorgesehen sei, teilweise durch Importe oder die Stromerzeugung in KWK- und reinen Erdgas-Kraftwerken versorgt werden. Bei der Vorgabe der Leistungen und Energiemengen neuer Verbraucher müsse ebenso wie bei der Modellierung berücksichtigt werden, dass nicht zusätzlicher mit fossilen Brennstoffen erzeugter Strom dafür zum Einsatz komme dürfe.

Die angenommenen Vollaststunden der Elektrolyseanlagen basieren wie deren angenommene installierte Leistung auf den in der Nationalen Wasserstoffstrategie niedergelegten Zielen der Bundesregierung. Das Ergebnis der Marktmodellierung ist zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens nicht bekannt, d.h. es kann – selbst wenn gewollt – eine Umwandlung von Nicht-EE-Strom in Wasserstoff durch Elektrolyse nicht vollständig ausgeschlossen werden. Auch ist eine solche Umwandlung nach aktueller Gesetzeslage nicht unzulässig und daher nicht auszuschließen. Ob sich die Wasserstoffproduktion zukünftig nach dem Strompreis oder der Verfügbarkeit negativer Residuallast richtet, ist noch offen. Künftige gesetzliche Regelungen diesbezüglich werden in kommenden Netzentwicklungsprozessen berücksichtigt.

1.5 Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung

Ein Verteilernetzbetreiber merkt an, dass die Systematik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung seit dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 nicht angepasst wurde und die Methodik über die Planungen der Verteilernetzbetreiber und die Regelungen nach § 11 Absatz 2 EnWG zur Spitzenkappung hinausgehe. Zu optimistische Annahmen auf Verteilernetzebene würden in diesem Zusammenhang zu einer Unterschätzung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz führen.

Der Bundesnetzagentur sind keine alternativen Vorschläge zur modellseitigen Abbildung der Spitzenkappung bekannt. Da diese Festlegung Teil des Szenariorahmens ist, bittet die Bundesnetzagentur dazu um konkrete Vorschläge, wie eine Spitzenkappung modellseitig alternativ dargestellt werden kann.

Ein Verteilernetzbetreiber gibt zu bedenken, dass durch die Annahme einer verteilernetzorientierten Betriebsweise von Elektromobilität und elektrischer Haushaltswärmepumpen neben der für die Auslegung des Netzes relevanten Spitzenlast im Verteilernetz auch die für das Übertragungsnetz relevante Spitzenlast geringer ausfalle. Dies sei jedoch ohne gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen nicht realisierbar. Zudem sei eine netzorientierte Betriebsweise von insbesondere im Verteilernetz angeschlossenen Anlagen, die einen unverhältnismäßig hohen Netzausbaubedarf im Verteil- oder Übertragungsnetz vermeiden könne, im regulatorischen Rahmen noch nicht abgebildet.

In den aktuellen Fachdiskussionen werden unterschiedlichste Ladestrategien, darunter auch vermehrt ein verteilernetzorientiertes Laden, erörtert. Alle angenommenen Flexibilitäten unterstellen mögliche und erwartbare vertragliche Regelungen zwischen Kunden und Netzbetreibern. Es wird im NEP nicht von Betriebsstrategien ausgegangen, die nachteilig für den Endkunden ausfallen. Z.B. werden schon heute Sperrzeiten von zwei bis zu sechs Stunden für Wärmepumpen vertraglich vereinbart, was auch im NEP so abgebildet wird. Richtig ist, dass es keine regulatorischen oder gesetzlichen Lösungen dafür gibt, diese werden im NEP allerdings auch nicht unterstellt.

Ein Konsultationsbeitrag erklärte, dass die Energiemengen, die in lastarmen Zeiten bei starkem Wind und hoher Sonneneinstrahlung produziert werden, wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden könnten und dass dazu die Erforschung und der Ausbau von Speichermedien intensiviert werden sollte. Zudem seien nicht nur für Stromerzeugungstechnologien, sondern auch für Speicher rechtliche Rahmen notwendig, die Investitionen ermöglichen. Ein weiterer Konsultationsbeitrag lehnte den bedarfsunabhängigen Ausbau hinsichtlich Erzeugung und Übertragung von Strom, ohne gleichzeitig die Speicherung von Energie zu gewährleisten, ab.

Im NEP werden umfangreiche Speicherkapazitäten, insbesondere im Bereich der PV-Batteriespeicher im privaten und gewerblichen Bereich angenommen. Die perspektivische Wirtschaftlichkeit für Großbatterien am Strommarkt ist umstritten und wird von der Bundesnetzagentur nicht abgebildet. Großbatteriespeicher werden jedoch im NEP für Regelenergiemarkt angenommen. Im NEP werden darüber hinaus, primär im industriellen Bereich, umfangreiche DSM-Kapazitäten angenommen, die marktlich genutzt werden.

Des Weiteren seien die Annahmen im Hinblick auf die Sektorenkopplung für die Zielerreichung ungeeignet und die Anzahl der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge im Szenario C 2035 müsste bereits im Jahr 2030 erreicht werden. Ebenso müssten die Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Mengen für das Erreichen der Klimaschutzziele deutlich größer ausfallen als im NEP angenommen.

Auf Grundlage der geänderten Klimaschutzgesetzgebung wird der nächste Szenariorahmen ambitioniertere Annahmen, auch für Sektorkopplungstechnologien, berücksichtigen. Die Annahmen des NEP basieren auf dem Szenariorahmen 2021-2035.

Ein Konsultationsbeitrag bat darum, neben der ausgewiesenen installierten Speicherleistung auch das Arbeitsvermögen auszuweisen. Außerdem sei eine Klassifizierung der Speicher nach Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher hilfreich.

Die Kapazität der Batteriespeicher ist im Genehmigungsdokument des Szenariorahmens ausgewiesen. Eine konkrete Klassifizierung der Speicher wird nicht vorgenommen, da die angenommenen Batteriespeicher im NEP prinzipiell Kurzfristspeicher sind. Mittel- oder Langfristspeicher auf Basis von Batterietechnologie erscheinen der Bundesnetzagentur angesichts der Investitionskosten pro kWh als nicht sinnvoll. Pumpspeicher werden rein marktlich betrieben, die Speicherzyklen ergeben sich daher erst in der Marktmodellierung und können nicht vorgegeben werden.

Ein Konsultationsbeitrag bemängelte das Fehlen wesentlicher Angaben zum Speichermanagement. Für eine Strominfrastruktur, die auf Flexibilität angewiesen ist, seien Aussagen zur Speichernutzung essentiell. In zukünftigen Netzentwicklungsplänen und deren Szenariorahmen müsse dargestellt werden, wie und wann der Speicherpark und weitere Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden sollen und wie sichergestellt werden solle, dass während extremer Witterungsereignisse die Systemstabilität gewährleistet ist.

Der Szenariorahmen enthält bereits ein eigenes Speicherkapitel mit Kategorisierungen der Speicher sowie Angaben zu modelliertem Betriebsverhalten. Im Szenariorahmen werden Annahmen zu PV-Kleinspeichern, gewerblichen Speichern und Großspeichern getroffen, welche am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

Ein weiterer Beitrag bemängelt, dass die steuerbaren Lasten im Bereich Gewerbe und Industrie nicht netzdienlich flexibilisiert würden, sondern einzig bei den dezentralen Lasten im NEP beschrieben wird, dass es sich um verteilernetzdienliche Einsatzoptimierung handele.

Im NEP wird keine verteilernetzdienliche, sondern eine verteilernetzorientierte Flexibilisierung von Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen angenommen. Dabei wird unterstellt, dass der Verteilernetzbetreiber mit dem Kunden vertraglich begrenzte Eingriffe in das Lade- und Betriebsverhalten vereinbart. Hierunter fallen z.B. schon heute existente und vertraglich geregelte Sperrstunden für Wärmepumpen. Weiterhin wird unterstellt, dass Elektrofahrzeuge über die gesamte Standzeit geladen werden können, anstatt direkt bei Ankunft mit maximaler Leistung. Der Nutzen für den Verbraucher bleibt trotz netzorientierter Steuerung erhalten.

Ein Konsultationsbeitrag bezweifelte, dass der NEP auf enger Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern gründet, da im Bundesbedarfsplan nur die Höchstspannungsleitungen abgebildet werden und der notwendige Ausbau der Niederspannungsnetze in den Berechnungen nicht berücksichtigt würde.

Die unterlagerten Spannungsebenen werden z.B. in der Hoch- und teilweise auch in der Mittelspannung als reduziertes Netz mit modelliert. Prinzipiell geht der NEP jedoch von einem bezüglich der im Szenariorahmen getroffenen Annahmen bedarfsgerechten Ausbau des Verteilernetzes aus. Die Fachwelt ist sich einig, dass zur Integration erneuerbarer Erzeuger wie PV- und Windenergieanlagen sowie von Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ein regional verschieden ausgeprägter Ausbau der Verteilernetze notwendig ist. Insofern existiert keine Konkurrenz zwischen den Spannungsebenen. Weiterhin wird bei Projekten, bei denen

Verteilernetzausbau eine sinnvolle Alternative sein könnte, im Netzentwicklungsplan überprüft, welcher Ausbau vorteilhafter ist.

1.6 Regionalisierung

Ein Konsultationsbeitrag unterstützte die grundsätzliche Methodik zur Regionalisierung, inklusive der Anpassung an die Ausschreibungen gemäß EEG und die vorgelagerte Berechnung von Bundesland-mantelzahlen. Allerdings könne die starke Begrenzung des Windzubaues bei Erreichen der von Bundesländern gemeldeten Ausbauziele in den Szenarien B 2035/2040 und C 2035 insbesondere in den nördlichen Flächenländern zu einer Unterschätzung des Netzausbaubedarfs führen.

Ein weiterer Beitrag spricht eine ähnliche Problematik bezogen auf Sachsen-Anhalt an: Die Methodik der Regionalisierung führe dazu, dass die installierte Leistung Wind Onshore im weniger ambitionierten Szenario A 2035 höher liege als in den eigentlich ambitionierteren Szenarien B 2035/2040 und C 2035.

Der Grund für die Veränderung der Kapazitäten zwischen dem Szenario A 2035 und den restlichen Szenarien ist eine andere Methodik. In Szenario A 2035 werden die Flächen für Windenergie nur nach bewertetem Restpotenzial befüllt, während die Bundeslandziele in den anderen Szenarien als weiche Begrenzung berücksichtigt werden und damit den Ausbau in Bundesländern mit geringeren Bundeslandzielen verringern. Dieser Fall tritt beispielsweise in Sachsen-Anhalt ein. Prinzipiell erscheint der Bundesnetzagentur eine Variation der Regionalisierung mit geringerem Fokus auf die Bundeslandziele für das Zieljahr 2035 weiterhin als sinnvoll. Ob diese besser zu Szenario C 2035 als Szenario A 2035 gepasst hätte ist diskutabel. Wie und ob eine solche Begrenzung weiterhin angenommen werden soll kann im nächsten Szenariorahmen diskutiert werden.

Ein Beitrag kritisiert die Diskrepanz der Annahmen des Szenariorahmens zu den Landeszielen für Wind Onshore in Nordrhein-Westfalen. Die Landesstrategie sieht bis zum Jahr 2030 eine Steigerung auf 10,5 GW vor, in den Szenarien lag der Bestand in 2035 nur zwischen 7,8 GW bis 9,3 GW.

Die im Szenariorahmen bestätigte Regionalisierungsmethodik ermittelt für Nordrhein-Westfalen ein bewertetes Restpotenzial von 9,7 GW. Die Diskrepanz zu den Bundeslandzielen könnte beispielsweise dadurch entstehen, dass zum Zeitpunkt der Regionalisierung nicht genügend Flächen in Nordrhein-Westfalen ausgewiesen bzw. mit den angelegten Kriterien als nutzbar gelten. Im nächsten Szenariorahmen wird es wieder eine Abfrage bei den Landesplanungsbehörden nach ausgewiesenen Flächen geben. Wenn sich dabei eine höhere Flächenverfügbarkeit ergibt, wird diese im nächsten Szenariorahmen berücksichtigt.

Für das Gebiet der Schleswig-Holstein Netz AG sieht ein Beitrag einen höheren Anteil erneuerbarer Energien als es das Regionalisierungsergebnis vorsieht. Insgesamt sei für das Jahr 2035 von 18,4 GW auszugehen, entgegen den Prognosen des Szenariorahmens, welche von 15,8 GW bis 17,0 GW ausgehen. Diese Unterschätzung um bis zu 2,6 GW könnte zu einem geringeren Netzausbau führen als erforderlich. Dabei lägen die Werte sowohl bei Wind Onshore als auch PV höher als im Szenariorahmen angenommen. Nur für Biomasse sieht der Beitrag eine niedrigere Leistung.

Das konkrete Regionalisierungsergebnis eines bestimmten Gebiets hängt von vielen Faktoren ab. Die Gründe für diese Diskrepanz können beispielsweise durch unterschiedlich angenommene Flächenverfügbarkeit oder Unterschiede bei den Annahmen zur Flächenbewertung entstehen. Im nächsten Netzentwicklungsprozess wird

eine neue Regionalisierung auf Basis aktualisierter Eingangsdaten erstellt, die Bundesnetzagentur würde eine erneute Konsultationsbeteiligung mit möglichst konkreten Hinweisen begrüßen.

Einige Beiträge bezeichnen das Ergebnis der Regionalisierung als unzureichend. Es sei ein stärkerer Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung zu berücksichtigen. Unter anderem wird dabei unter anderem eine Verschiebung von erneuerbarer Erzeugungskapazität in den Süden gefordert. Dabei wird in mehreren Beiträgen der Planungsrahmen von 2 % Fläche für Wind Onshore in allen Bundesländern genannt.

Im aktuellen Prozess wurden alle aktuell ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung bei der Regionalisierung berücksichtigt. Wenn es neue Vorgaben gibt, welche zu höheren Flächenverfügbarkeiten in den Bundesländern führen, werden diese im nächsten Prozess selbstverständlich berücksichtigt.

Ein Beitrag kritisiert die ermittelten Potenzialflächen für Wind Onshore, diese seien zu korrigieren und präzisieren. Die in der Regionalisierungsmethodik genutzten Nutzungs- und Flächenkategorien sowie die Restriktionskategorien seien dringend zu überarbeiten. Insgesamt werde den Besonderheiten der ostdeutschen Bundesländer nicht ausreichend Rechnung getragen. Konkret müssten die Flächen dahingehend überarbeitet werden, dass in Thüringen, mit Ausnahme des Naturparks Thüringer Wald, die Windenergienutzung in Naturparks ausdrücklich verboten ist. Weiterhin sei eine Änderung der Nutzungsart von Waldflächen zur Errichtung von Windenergieanlagen nicht mehr zulässig. Darüber hinaus seien die Bauschutzbereiche um vier Verkehrslandeplätze in Ostthüringen deutlich größere als für die Regionalisierung angenommen.

Da die Regionalisierung für Gesamtdeutschland erstellt wird, ist es an manchen Stellen nötig pauschale Annahmen zu treffen, die lokale Gegebenheiten nicht immer perfekt wiedergeben können. In der Regel sollten konkret bekannte Ausschlussflächen allerdings von der Windenergienutzung ausgeschlossen sein. Die Überarbeitung von Nutzungs-/Flächenkategorien und deren Restriktionen bzw. Abstandsflächen kann im nächsten Szenariorahmen erfolgen, daher bittet die Bundesnetzagentur um erneuten Hinweis in der Konsultation des Szenariorahmens.

Weitere Konsultationsbeiträge vertraten, dass insbesondere durch die verstärkte Nutzung von Power-to-X und die Erzeugung grünen Wasserstoffs überregionaler Stromnetzausbau verringert werden könne. Power-to-Gas-Anlagen sollten ihrer Meinung nach nur im Nordosten errichtet werden. Der Netzausbau von der Küste bis nach Bayern könne dadurch deutlich reduziert werden und die Produktion von klimaneutralen Gasen für andere Energiesektoren gesteigert werden.

Im Szenariorahmen wurde mit der Annahme, dass zwei Drittel der Elektrolyseure im Norden gebaut werden, bereits eine nordlastige Regionalisierung genehmigt. Für eine darüberhinausgehende Konzentration der Anlagen im Nordosten sieht die Bundesnetzagentur aktuell keine Hinweise. Im Gegenteil erscheint es aktuell so, dass im Markthochlauf der Elektrolyseure die industriennahe Erzeugung bevorzugt wird, wodurch tendenziell eher der Süden bzw. Westen Deutschlands im Fokus liegt. Erst mit der Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur kann dargebotsnah erzeugter Wasserstoff in die Wasserstoffbedarfszentren (primär in Mittel- und Süddeutschland) transportiert werden. Eine Differenzierung der Einsatzstrategie von Power-to-Gas Anlagen für im Norden regionalisierte Anlagen findet nicht statt. Die Reaktion auf günstige Strompreise und damit tendenziell hohe EE-Einspeiseleistung ist für alle Elektrolyseure angenommen.

1.7 Marktmodellierung

In einigen Konsultationsbeiträgen wurde die Notwendigkeit des konventionellen „Must Run“ bzw. einer Sockelleistung von bis zu 12 GW hinterfragt. Diese ergebe sich nach Ansicht eines Konsultationsbeitrags in erster Linie durch den Kraftwerkseinsatz im Marktmodell nach Merit-Order, d.h. durch die Steuerung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach deren Grenzkosten bestimmt durch den stündlichen Spotmarktpreis. Würde ein Terminmarkt angenommen, wäre die „Must Run“ bzw. die Sockelleistung geringer. In diesem Zusammenhang wird ebenfalls hinterfragt, ob der angenommene „Must Run“ bzw. die Sockelleistung mit dem Erbringen von Systemdienstleistungen gerechtfertigt werden könne. Diese Systemdienstleistungen könnten bis 2040 teilweise auch durch fluktuierende erneuerbare Erzeuger sowie schon heute durch Biomasseanlagen erbracht werden. In diesem Zusammenhang sei die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene Einsenkung erneuerbarer Erzeugung auf 130 GW (von maximal 170 GW) trotz vorhandenem „Must Run“ bzw. Sockelleistung nicht sachgerecht.

Der Großteil des „Must-Run“ Aufkommens im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wird durch den Zwangseinsatz von KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Wärme für die Fern- und Prozesswärmeversorgung bestimmt. Bei der Beurteilung dieses „Must-Runs“ hinsichtlich der daraus resultierenden Einsenkung bzw. Abregelung erneuerbarer Energien darf die Perspektive der Wärmeversorgung nicht vernachlässigt werden. Der Einsatz der KWK-Anlagen im Wärmemarkt ist notwendig, da im modellierten Zieljahr nicht ausreichend erneuerbare Energien zur vollständigen Deckung des Wärmebedarfs vorhanden sind. Weiterhin sind die EE-Quoten nicht hoch genug, um zu jedem Zeitpunkt eine CO₂-freie Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen zu ermöglichen. Die benötigte Wärme wird daher durch KWK-Anlagen bereitgestellt, die den eingesetzten fossilen Brennstoff mit hohen Wirkungsgraden in Wärme und Strom wandeln. Alternativ müssten reine Heizwerke zum Einsatz kommen, die lediglich Wärme produzieren, wobei der eingesetzte fossile Brennstoff nur suboptimal ausgenutzt würde. Der „Must-Run“ ist daher solange kaum vermeidbar, bis erneuerbare Energien besser und in höherem Maße in den Wärmemarkt integriert werden können, ein erheblich höheres Aufkommen von Wärmepumpen realisiert und deren Betrieb mit EE-Strom ermöglicht wird und es perspektivisch zusätzlich zum Einsatz von Wasserstoff-KWK kommt, deren Einsatz vollständig am Strommarkt ausgerichtet ist. Derzeit werden im Rahmen der Diskussionen zum Redispatch 2.0. die Möglichkeiten einer verbesserten Integration von erneuerbaren Erzeugung u.a. zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Wärme sowie die weitere Flexibilisierung regelbarer Kraftwerke diskutiert. Für die Netzentwicklung relevante Ergebnisse werden im kommenden Netzentwicklungsprozess berücksichtigt.

In einem Beitrag wird dargelegt, dass die Emissionsreduktion von Gaskraftwerken um 40,7% im Jahr 2040 aus ökonomischer Sicht nicht nachvollziehbar sei, da die Kosten der Energieproduktion aus Erdgas (trotz des angenommenen CO₂-Preises) nach Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber unter denen von grünem Gas lägen.

Ein Konsultationsbeitrag kritisierte die Methode der Einhaltung der CO₂-Obergrenze. Die angewandte Methode der schrittweisen Erhöhung des CO₂-Preises habe nur dann einen Sinn, wenn durch eine Erhöhung des CO₂-Preises ein Fuel Switch weg von fossilen Brennstoffen hin zu CO₂-ärmeren oder freien Brennstoffen erfolgen würde. Da der Kraftwerkspark im Netzentwicklungsprozess 2021-2035 jedoch nahezu nur noch aus Gaskraftwerken bestünde, erfolge durch die Erhöhung des CO₂-Preises kein Fuel Switch hin zu CO₂-ärmeren Brennstoffen. Stattdessen würde in Szenario B 2040 trotz der Erhöhung des CO₂-Preises eine „virtuelle“ CO₂-Emissions-Reduktion der Gaskraftwerke benötigt, um die CO₂-Obergrenze einzuhalten. Die Frage, wie der CO₂-neutrale Brennstoff gewonnen und wo er zukünftig eingesetzt werden kann, werde nicht erörtert. Ein

Abstellen auf Importe von Kern-, Kohle- und perspektivisch auch Erdgasstrom zur bilanziellen Einhaltung der nationalen CO₂-Obergrenzen führe lediglich zu einem Export der Emissionen und sei daher nicht akzeptabel. Eine modelltechnische Anpassung solle im Rahmen des nächsten Netzentwicklungsprozesses frühzeitig diskutiert werden.

Das Ausweisen der notwendigen Emissionsreduktion von Gaskraftwerken durch die Übertragungsnetzbetreiber ist der harten Restriktion einer CO₂-Obergrenze durch die Bundesnetzagentur im Szenariorahmen geschuldet, die in jedem Fall einzuhalten ist. Die wichtige Erkenntnis ist, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Szenario 2040 nur dann eine marktseitige Deckung des Bedarfs unter Berücksichtigung der Emissions-Obergrenzen realisiert werden kann, wenn ein Teil der notwendigen elektrischen Energie CO₂-frei produziert wird. Wird die CO₂-Restriktion als relevanteste Führungsgröße akzeptiert, kann abgeleitet werden, dass bei Beibehalten des EOM-Prinzips ein weiterer „Fuel-Switch“ von Erdgas zu Wasserstoff (oder anderen Methoden der CO₂-Reduktion der Emissionsfaktoren von Erdgas) realisiert werden muss. Wie dies geschieht, ist nicht originärer Gegenstand der Netzentwicklung, sondern bedarf eines gesellschaftspolitischen Diskurses. Für die Netzbelastung ist es letztlich nicht relevant, ob ein Gaskraftwerk mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben wird, weshalb die Lösung der Übertragungsnetzbetreiber zur Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze als angemessen zu bewerten ist. Die Zusammensetzung des Strommix der Importe richtet sich nach der Beschaffenheit des angenommenen Kraftwerksparks des EU-Umlandes gemäß TYNDP, der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise und der angenommenen verfügbaren Handelskapazitäten sowie insbesondere den Regeln des geltenden europäischen Energiebinnenmarkts. Es existiert kein Verbot des Imports von durch Kernkraft- oder Kohlestrom. Ein solches ist auch nicht Gegenstand des aktuellen politischen Diskurses und wird daher auch nicht in der Netzberechnung angenommen.

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass die angenommenen Brennstoffpreise hinsichtlich der aktuellen Preissteigerungen unterschätzt würden. Das gleiche gelte für die Höhe der angenommenen CO₂-Preise, die im Lichte der angepassten Klimaschutzgesetzgebung nach den Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichtes vom 24.03.2021 nicht mehr zeitgemäß und zu gering seien.

Die CO₂- und Brennstoffpreise basieren auf Annahmen des Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) 2020 des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Die aktuellen Preissteigerungen bei Brennstoffen sowie die Anpassungen des Klimaschutzgesetzes nach den Beschlüssen des Bundesverfassungsgerichts vom 24.03.2021 waren zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmen 2021-2035 am 26.06.2020 noch nicht bekannt und konnten daher noch nicht berücksichtigt werden. Im kommenden Netzentwicklungsprozess wird die aktuelle Gesetzeslage sowie die Veränderung des Preisniveaus berücksichtigt.

1.8 Europäischer Strommarkt

Ein Beitrag merkt an, dass ein freizügiger Binnenmarkt eine gemeinsame Energiekonzeption voraussetze, wobei sich der deutsche Beitrag nicht auf den Transit von Strom beschränken dürfe. Auch sei die technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von konventionellen Kraftwerken im europäischen Verbund zu betrachten.

Ein Beitrag stellt die Frage, was bei witterungsbedingtem Ausfall wesentlicher Kraftwerkskapazitäten in einem Nachbarland passiere. Diese Frage werde im TYNDP nicht beantwortet, sei für die Betrachtung der Planung des inländischen Stromnetzes jedoch relevant. Die Systemsicherheit des europäischen Verbundnetzes bzw. inländischen Übertragungsnetzes sei dahingehend zu überprüfen und der NEP ggf. anzupassen.

Der Netzentwicklungsplan stellt ganz bewusst keine Extremszenarien auf und betrachtet auch keine extremen Wetterereignisse, um den Netzausbau im Sinne einer „No-regret“-Strategie möglichst robust zu gestalten. Geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle im In- und Ausland werden dennoch in der Marktmodellierung abgebildet. Die System- und Versorgungssicherheit in eigenen Prozessen betrachtet (Vgl. § 51 EnWG sowie § 63 EnWG) und ist nicht Bestandteil der NEP-Prüfungen.

Der Leitungsausbau des Netzentwicklungsplans sei überdimensioniert und die Steigerung des grenzüberschreitenden Stromhandels sei der eigentliche Grund für den Netzausbau, meint ein Beitrag. Der durch den europäischen Strommarkt mögliche Import von Atomstrom sowie der Export von erneuerbaren Energien in die Nachbarländer wird von einer Stellungnahme kritisiert. Der Übertragungsnetzausbau sei nur für diese Versorgung nötig.

Stromimporte und Exporte können je nach Situation netzbelastend oder netzentlastend wirken. Im Vergleich zur notwendigen innerdeutschen Stromübertragungsaufgabe sind diese Effekte jedoch gering und können nicht als wesentlicher Treiber des Netzausbaubedarfs bezeichnet werden. Bei der Bestätigung von Interkonnektoren wird darüber hinaus eine Kosten-Nutzen-Rechnung durchgeführt, welche auch Auswirkungen auf das deutsche Netz berücksichtigt.

Ein Beitrag fordert mehr Transparenz bezüglich der Im- und Exporte im Netzentwicklungsplan. Auffällig sei dabei der wachsende Stromimport aus Frankreich sowie den nordeuropäischen Ländern, welcher angeblich als Stromexport nach Polen ginge. Bei Betrachtung der Import- und Exportsalden sei dies nicht nachzuvollziehen. Außerdem seien der zeitliche Verlauf der Importe und Exporte und die Verteilung auf bestimmte Länder unklar.

Die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber dargestellten Import- und Exportsalden sind das Ergebnis einer europaweiten Marktmodellierung und Netzberechnung. Der Energiemarkt sowie das Netz werden für jede Stunde des modellierten Jahres berechnet. Die komplexe Situation im Markt und Netz lässt sich durch Salden nur unzureichend darstellen. Diese Werte erlauben isoliert betrachtet keine Rückschlüsse auf konkrete Lastflüsse zwischen den Ländern. Dass es teilweise zu Transitflüssen von Skandinavien und Frankreich durch Deutschland nach Polen kommt bedeutet nicht, dass der gesamte Import bzw. Export nur durch Transitflüsse entsteht.

Weiterhin wird in diesem Beitrag vermutet, dass die CO₂-Minderung in Deutschland nur durch entsprechende Importe von EE-Strom aus dem europäischen Ausland erreicht würde.

Die für Deutschland ausgewiesene CO₂-Menge wird durch den CO₂-Ausstoß der Kraftwerke in Deutschland ermittelt. Importe und Exporte werden dabei nicht berücksichtigt. Sollte Deutschland beispielsweise konventionelle Erzeugung exportieren, wird das dabei emittierte CO₂ trotzdem in Deutschland bilanziert. Entsprechend wird das bei Stromimport aus dem Ausland entstehende CO₂ auch im Ausland bilanziert und nicht in Deutschland.

2. Methodik des NEP

2.1 Dezentrale vs. zentrale Erzeugungsstrategien

Einige Konsultationsbeiträge forderten eine Umstellung des Marktdesigns hin zu einer dezentralen Stromerzeugung („zellulärer Ansatz“). Der zu geringe Ausbau erneuerbarer Energien werde über Stromimporte aus dem Ausland kompensiert. Hohe Stromimporte seien aber wegen der im Ausland genutzten Kern- und Kohlekraftwerke abzulehnen. Häufig könnten Importe, insbesondere in kritischen Situationen, nicht realisiert werden, da sich Phasen der Dunkelflaute auf große Teile Kontinentaleuropas erstreckten und daher der europaweite Austausch von EE-Strom nicht verlässlich möglich sei. Die hierzu geplante Netzinfrastruktur sei daher überdimensioniert bzw. überflüssig. Besser sei ein massiver dezentraler Ausbau erneuerbarer Energien durch die Beteiligung von kleinen Energiegemeinschaften oder Genossenschaften im Sinne der Bürgerenergie. In Kombination mit einem erheblichen Ausbau von dezentralen Kleinspeichern könne so ein regionaler und dezentraler Energieausgleich vor Ort stattfinden. Hierzu müssten insbesondere in Süddeutschland Potenziale erneuerbarer Erzeuger ausgenutzt werden, um einen Nord-Süd-Engpass im Stromnetz zu verhindern, der durch die jetzigen Annahmen im Netzentwicklungsprozess zementiert würde. Für den Ausgleich bei Dunkelflaute könnten Biomasse-KWK-Anlagen oder EE-Gas-KWK-Anlagen in Verbindung mit Wärmespeichern genutzt werden. Jedoch erschwerten derzeitige Regularien und der Verwaltungsaufwand dieses Marktkonzept. Nur große Akteure seien in der Lage, am Markt zu agieren. Weiterhin werde ein zu großer Fokus auf den Ausbau des Übertragungsnetzes gelegt. Durch dezentralen Zubau und den Ausbau der Verteilernetze entfalle ein Großteil des heute identifizierten Übertragungsnetzausbaus. Allerdings sei hierzu eine Umstellung des Marktdesigns hin zur Förderung dezentraler Strukturen notwendig. Hingegen würden durch eine Forcierung eines massiven Übertragungsnetzausbaus die Möglichkeiten eines dezentralen Ansatzes von vorne herein verhindert. Eine Berücksichtigung der Netzausbaukosten sowie der Umweltfolgekosten im Zuge der Netzausbauplanung würde deutliche Vorteile einer dezentralen Lösung zeigen.

In einem Beitrag wird auf das Projekt „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts eingegangen. Laut der Bundesnetzagentur hätte sich in diesem Projekt ergeben, dass dezentrale Szenarien zu teuer bzw. nicht machbar wären. Dem sei entgegenzuhalten, dass hier eine sehr selektive Zitierweise aus den Ergebnissen der Studie vorläge. Wesentlich sei, dass in diesem Projekt erstmalig ein Netzentwicklungsplan exakt abgebildet würde und dann weitergehende Modellierungen und Planspiele erfolgten, die seitens der Übertragungsnetzbetreiber nicht umgesetzt oder seitens der Bundesnetzagentur nicht eingefordert würden. Hierbei werde ein dezentrales Szenario berechnet, bei dem der Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf in Regionen um dezentrale Netzknoten erfolge. Zudem würden neue Leitungsmaßnahmen iterativ zugefügt, so dass der jeweilige Zusatzeffekt gemessen in abgeregeltem Strom quantitativ beurteilt werden könne. Im Ergebnis zeige sich, dass das bestehende Stromnetz deutlich geringer ausgelastet würde und deutlich weniger neue Stromleitungen erforderlich wären. Es resultierten im Modell zwar um 20% höhere variable Kosten der Stromlieferungen, die Einsparungen im Stromnetzausbau wurden im Szenario hingegen nicht quantifiziert, aufgrund der Vorgabe, dass die Netzausbaukosten ohnehin auf alle Stromkunden umgelegt würden. Das Öko-Institut stelle aber fest, dass das Zielnetz des dezentralen Szenarios mit einem deutlich geringeren Zubau neuer Leitungen auskomme. Zu klären sei daher, ob und wie das Marktdesign verändert werden müsse und welche Akzeptanz damit verbunden wäre, mehr EE-Anlagen lastnäher zu bauen um dann eine Gesamtkostenrechnung durchzuführen. Die Studie könne also nicht als Gegenargument herangezogen werden, sondern

zeige erstmalig auf, dass es eine Alternative zur Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur gäbe.

Die importierten Strommengen sowie die Zusammensetzung des Strommix der Importe resultieren aus der Beschaffenheit des angenommenen Kraftwerkparcs des EU-Umlandes gemäß TYNDP, der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise und der angenommenen verfügbaren Handelskapazitäten sowie insbesondere den Regeln des geltenden europäischen EOM. Ein Verbot des Imports von durch Kernkraft- oder Kohlestrom gilt derzeit nicht, ist nicht Gegenstand des aktuellen politischen Diskurses und wird daher auch nicht in der Netzberechnung angenommen. Der Ausbau der europäischen Stromhandelskapazitäten zu einer Verbesserung der transeuropäischen Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. In Zeiten regionaler Dunkelflauten erfolgt ein erneuerbarer Energiebezug aus anderen Regionen. Weiterhin können regelbare Kraftwerke transeuropäisch zur Versorgungssicherheit beitragen, was die jeweilige national vorzuhaltende Back-Up-Kapazität verringert. Die Bundesnetzagentur begrüßt den lastnahen Ausbau von Wind und PV-Anlagen, ohne den die Energiewende nicht gelingen kann. Soweit dies möglich und realistisch ist, finden sich derartige Entwicklungen selbstverständlich auch im Szenariorahmen und im Netzentwicklungsplan wieder. Dafür wird bei der Regionalisierung von erneuerbaren Energien auf verfügbare Flächenpotenziale und politische Ziele abgestellt. Es ist jedoch auch zu beachten, dass sich nicht jede Region autark versorgen kann. Ein solcher Ansatz ist, auch in Regionen in denen dies theoretisch möglich wäre, zudem nicht sinnvoll umsetzbar und volkswirtschaftlich mit erheblichen Mehrkosten – die weit über die Kosten des Netzausbaus hinausgehen – verbunden. Dezentrale Ansätze führen zu deutlich höheren Stromgestehungskosten (um die 20 %), insbesondere, weil wegen des mangelnden transregionalen Energieausgleichs mehr Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen gebaut werden müssen. Dezentrale Ansätze benötigen zwar einen kleineren Ausbau der Übertragungsnetzstrukturen, jedoch müssen Verteilernetze in einem höheren Umfang ausgebaut werden. Studien zeigen, dass in einer Gesamtkostenbetrachtung die Kosten für die Stromgestehungskosten den größten Anteil ausmachen. Infrastrukturkosten machen einen wesentlich geringeren Teil der Gesamtkosten aus. Hierbei entfällt in der Langfristperspektive der Großteil der Kosten auf das Stromverteilernetz und nicht auf das Stromübertragungsnetz. Ein erheblicher Anstieg der Stromgestehungskosten sowie der zusätzliche Ausbau in Verteilernetzen in dezentralen Szenarien übersteigt mögliche Mehrkosten des Übertragungsnetzausbaus in zentraleren Szenarien.

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass EE-Anlagen gleichmäßig über ganz Deutschland errichtet werden müssten. Es dürfe sich keine Region verwehren, den notwendigen Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu realisieren und stattdessen einen Zubau in Nachbarregionen fordern. Nur so könnten Erzeugung und Verbrauch möglichst regionale und dezentral ausgeglichen und das Maß des Übertragungsnetzausbaus begrenzt werden.

Die angewandte Regionalisierung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen erfolgt nicht mit dem Ziel einer gleichmäßigen Verteilung über Deutschland, sondern richtet sich nach der Verfügbarkeit von Flächen, Wirtschaftlichkeit von Standorten und nach den politischen Zielen der Bundesregierung und der Bundesländer. Dabei tragen bei der Verteilung von Wind-Onshore-Anlagen die Flächenverfügbarkeit, aber insbesondere die politischen Ziele der Bundesländer dazu bei, dass in Süddeutschland ein wesentlich kleinerer Zuwachs angenommen wird als im Norden. Besonders in Bayern wird der Zuwachs durch die im Vergleich zu anderen Bundesländern geringeren politischen Ausbauziele sowie die sogenannte 10-h-Regelung begrenzt. Bei Photovoltaik erfolgt die Verteilung primär durch das verfügbare Potenzial von Dach- und Freiflächen sowie der höheren Wirtschaftlichkeit der Anlagen in Mittel- und Süddeutschland, wobei auch im Norden ein deutlicher Zubau angenommen wird. Für eine „gleichmäßigere“ Verteilung insbesondere von Wind-Onshore-Anlagen im Süden

müssten oben genannte Restriktionen aufgeweicht bzw. politische Ausbauziele nach oben angepasst werden. Im Szenariorahmen werden bereits erhebliche dezentrale erneuerbare Erzeugungskapazitäten angenommen. Hier zu nennen sind bis 2035 81,5 GW bis 90,9 GW Wind-Onshore-Anlagen sowie 110,2 GW bis 120,1 GW PV-Anlagen in Kombination mit 11 GW bis 16,8 GW PV-Kleinspeichern.

2.2 Kosten

Mehrere Konsultationsbeiträge machten geltend, dass das Fehlen einer vollständigen Kosten-Nutzen-Analyse gegen die nationale sowie europäische Gesetzgebung verstoße. Zudem blieben kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau unberücksichtigt, da sich der aktuelle Netzausbau nur am Einsparen von Redispatch orientiere. Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass das wirtschaftliche Bewertungsverfahren für Interkonnektoren der ENTSO-E auch auf den innerdeutschen Netzausbau übertragbar sei. Es gebe bereits einen festgelegten Katalog an Bewertungskriterien, der auch für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung seitens der Bundesnetzagentur genutzt werden könne, denn im Gegensatz zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan werde auf europäischer Ebene für jedes einzelne europäische Stromnetzprojekt eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt.

Der Netzausbau im Rahmen des Netzentwicklungsplans dient vorrangig der Integration der erneuerbaren Energien unter der Prämisse einer gesicherten Systemstabilität, so dass die Stromversorgung auch zukünftig unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Die Reduktion von Redispatch und den damit verbundenen Kosten ist dabei eine von vielen Zielsetzungen, die in diesem Prozess berücksichtigt werden. Jedoch ist eine vollumfassende Kosten-Nutzen-Analyse jedes einzelnen Projekts und der damit verbundenen Maßnahmen im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht vorgesehen und auch nicht möglich. Es ist zwar korrekt, dass seitens der ENTSO-E im Rahmen des TYNDP Kosten-Nutzen-Analysen zur wirtschaftlichen Bewertung von europäischen Netzausbaumaßnahmen durchgeführt wurden. Diese wirtschaftlichen Bewertungen wurden aber vorwiegend für Interkonnektorprojekte und nur ausnahmsweise für innerstaatliche Projekte, die eine große Auswirkung auf das umliegende Ausland haben wie beispielsweise die innerdeutschen HGÜ-Korridore durchgeführt.

Im Vergleich zum Ausbau der europäischen Handelsmöglichkeiten mittels Interkonnektoren ist die Zielsetzung beim innerdeutschen Netzausbau eine komplett andere. Beim innerdeutschen Netzausbau liegt der Fokus auf der Integration von EE-Erzeugungsanlagen und deren Stromerzeugung sowie der Stromnachfrage gemäß der Strommarktregeln. Dabei soll die Systemsicherheit ohne umfangreiche Eingriffe der Netzbetreiber wie Redispatchmaßnahmen oder Einspeisemanagement gewährleistet werden. Beim Bau von Interkonnektoren liegt der Fokus dagegen auf der Schaffung von Handelsmöglichkeiten. Der Nutzen neuer Handelsmöglichkeiten kann monetär berechnet und in ein Verhältnis zu den Projektkosten gesetzt werden. Dagegen lassen sich Kriterien wie z. B. die Integration von EE-Erzeugungsanlagen, Versorgungssicherheit oder Systemstabilität kaum objektiv monetär quantifizieren. Aus diesem Grund ist das Bewertungsverfahren für Interkonnektoren nicht auf den innerdeutschen Netzausbau übertragbar.

Andere Konsultationsbeiträge bestätigten zwar, dass eine Wirtschaftlichkeitsanalyse einzelner Maßnahmen im NEP die notwendigen Zusammenhänge nicht umfassend genug abbilden könne, jedoch durchaus die Möglichkeit bestehe einen kostenoptimalen Mix der erforderlichen Maßnahmen zu bestimmen.

Genau wie bei der isolierten Betrachtung einzelner Maßnahmen setzt auch eine rein ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse eines Maßnahmenbündels eine nahezu unbegrenzte Kombinatorik an Annahmen voraus, die weder objektiv bestimmbar sind und schon gar nicht objektiv gewichtet werden können.

Ein Konsultationsbeitrag behauptete, dass es keinen Kostenvorteil von Offshore-Windenergieanlagen gegenüber Onshore-Windenergieanlagen gebe. Bei einem Vergleich der Investitionskosten ließe sich kein besonderer Kostenvorteil feststellen. Weiterhin seien bei der Offshore-Windenergie die Vollkosten deutlich höher, da die Transportkosten über Anbindungs- und HGÜ-Leitungen berücksichtigt werden müssten. Diese Kosten seien direkt bei der Erzeugung zu berücksichtigen und sollten nicht über Netzentgelte umgelegt werden. Denn eben dadurch entstehe eine Bevorzugung gegenüber anderen EE-Optionen, die so stärker belastet und im Vergleich und im Wettbewerb diskriminiert würden.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie von bis zu 40 GW bis zum Jahr 2040 ist ein erklärtes Ziel der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird unter Maßgabe der politischen Zielsetzungen analysiert, mit welchen Mitteln und auf welchen Wegen dieser Ausbau der Offshore-Windenergie in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden kann. Der Ausbau der Offshore-Windenergie steht auch in keinerlei Konkurrenz zum Ausbau der Onshore-Windenergie oder zum Ausbau von Photovoltaikanlagen. Für das Erreichen einer klimaneutralen Stromversorgung ist der kontinuierliche Ausbau aller verfügbaren und zielführenden Technologien notwendig.

3. Stromübertragungstechnologien

3.1 HGÜ

Ein Konsultationsbeitrag plädierte dafür, die Vorzüge der HGÜ-Technologie differenzierter darzustellen. So trügen HGÜ nicht per se zu mehr Systemsicherheit und Systemstabilität bei und seien auch nur in Grenzen regel- und steuerbar. Die jeweils gegebenen Grenzen und Einschränkungen der Technologien sollten dargestellt werden.

Bezüglich des DC-Hub-Ansatzes stelle sich die Frage, ob dieser bei der Untersuchung der dimensionierenden (n-1)-Störfälle berücksichtigt wurde. Ein DC-Kurzschluss sei schwerer zu beherrschen als ein AC-Kurzschluss. Je konzentrierter die Leistung über einen DC-Hub geführt werde, desto gravierender seien die Störungen des Gesamtnetzes im Fall einer DC-Störung. Diese Kehrseite des DC-Hub-Ansatzes müsse ebenso erwähnt werden wie seine Vorteile.

Einige Konsultationsbeiträge führten an, dass HGÜ-Leitungen zentralistische, unflexible Netzstrukturen schaffen und damit innovative Versorgungskonzepte erschweren würden. Bei Ausfall einer oder mehrerer HGÜ-Leitungen müsse das Wechselstromnetz die gesamte Übertragungsaufgabe übernehmen. Für die Versorgungssicherheit seien HGÜ nicht nötig und dienten in erster Linie dem Strom-Export mit hohen Anteilen von Kohlestrom. Der Netzausbau sei vor allem durch Spitzenbelastungen getrieben.

Andere Konsultationsbeiträge befürworteten die HGÜ-Technologie, um den hohen zukünftigen Übertragungsbedarf über weite Distanzen bewältigen zu können und die Versorgungssicherheit in bestimmten Regionen wie z. B. Süddeutschland zu sichern. Dies bedeute einen großen Fortschritt für die Netzintegration der erneuerbaren Energien und sei im Vergleich zu Wechselstromleitungen effizienter. Zudem sei die HGÜ-Technologie in der Lage Blindleistung bereitzustellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten.

Auch aus Sicht der Bundesnetzagentur ermöglicht die HGÜ-Technologie gezielt einen überregionalen, verlustarmen Stromtransport aus dem Norden Deutschlands in die Lastzentren im Westen und Süden. Die Technologie

ist nach heutigem Kenntnisstand ein effizienter und ressourcenschonender Baustein zur Lösung der zukünftigen Transportaufgaben. Eine HGÜ-Leitung wird anders betrieben als eine Wechselstromleitung. Während sich im Wechselstromnetz die Stromflüsse entsprechend des elektrischen Widerstands einstellen, kann die Auslastung von Gleichstromleitungen gezielt gesteuert werden. HGÜ-Korridore sind deshalb in der Regel hoch ausgelastet und entlasten damit das umgebende Wechselstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Wechselstrombereich notwendig ist. Theoretisch wäre zwar auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380 kV-Wechselstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der Technischen Universität Graz dazu ergaben jedoch, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer.

Bis zum Ende des Jahres 2022 werden alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen. Dies hat zur Konsequenz, dass in erheblichem Umfang Erzeugungskapazitäten wegfallen werden. Darüber hinaus können die Kernkraftwerke ihren bisher geleisteten Beitrag zur Stabilität des Übertragungsnetzes nicht mehr erbringen. Dies können die in der Nähe der bisherigen Kernkraftwerksstandorte geplanten HGÜ-Korridore übernehmen. Sie tragen nicht nur erheblich zur ausreichenden Stromversorgung bei, sondern sie übernehmen zugleich auch deren netzdienlichen Funktionen vor Ort wie beispielsweise das Bereitstellen von Blindleistung. Die HGÜ-Korridore verhindern demnach keine innovativen Versorgungskonzepte, sondern stellen selbst ein solches dar. Die (n-1)-Sicherheit eines HGÜ-Korridors wird durch das umgebende Wechselstromnetz und die anderen HGÜ-Korridore gewährleistet, sie unterscheiden sich insofern nicht von herkömmlichen Wechselstromleitungen. Die Bundesnetzagentur geht nicht davon aus, dass der Einsatz von HGÜ die Versorgungssicherheit gefährdet. Deshalb wäre ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch noch bei Ausfall einer HGÜ möglich. Darüber hinaus gibt es über Deutschland hinaus bereits umfangreiche Erfahrungen hinsichtlich der HGÜ-Technologie. Diese Aspekte gelten auch für DC-Hub-Ansätze. Daher hat die Bundesnetzagentur bei den aktuell geplanten DC-Hub- bzw. Multi-terminal-Lösungen ein besonderes Augenmerk auf die maximale Ausfalleistung im Falle eines DC-Kurzschlusses gelegt und zieht aktuell nur Lösungen in Betracht, bei denen hierdurch keine zusätzlichen Probleme zu erwarten sind. Diese Situation kann sich insbesondere bei Verfügbarkeit eines DC-Leistungsschalters ändern.

Außerdem kritisierten einige Konsultationsbeiträge die Technologie der Konverteranlagen, die jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt. HGÜ-Systeme mit den erforderlichen Konverteranlagen wiesen hohe Errichtungs- und Betriebskosten auf und hätten einen großen Platzbedarf. Bei der HGÜ-Technik müsse man nicht nur die Leitungsverluste, sondern auch die Verluste der Konverter berücksichtigen. Die Technik rechne sich deshalb erst ab bestimmten Leitungslängen.

Ein entscheidender Vorteil der HGÜ-Technik ist die nahezu verlustfreie Energieübertragung. Auch unter Berücksichtigung der Konverterverluste ist die Gleichstromtechnik über lange Distanzen im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung und deren Verluste im Vorteil. Die von der Bundesnetzagentur bestätigten HGÜ-Verbindungen weisen insofern ausreichende Streckenlängen auf. Wenn zukünftig mehr und mehr konventionelle Erzeugungsanlagen (insbesondere Kernkraftwerke) vom Netz gehen, muss ihr Beitrag zur Bereitstellung von Blindleistung, welche für die Netzstabilität unabdingbar ist, anderweitig abgedeckt werden. Konverteranlagen, welche jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt, können durch gezielte Steuerung dazu beitragen.

3.2 Erdkabel

Viele Konsultationsbeiträge sprachen sich für den verstärkten Einsatz von Erdkabeln aus. Dieser solle sich nicht auf einige ausgewiesene Wechselstrom-Pilotstrecken beschränken, sondern wie bei den Gleichstromkorridoren großflächig stattfinden. Das führe zu größerer Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung. Insbesondere in sensiblen Bereichen und in der Nähe von Siedlungen sei eine Erdverkabelung unumgänglich. Eine Optimierung und die Auswahl der zu betrachtenden Technologien müsse auch noch in den weiteren Planungsebenen möglich bleiben. Auch die Vorverlegung von Leerrohren müsse stärker berücksichtigt werden.

Für einen großflächigen Einsatz von Erdkabeln auch im Höchstspannungs-Wechselstrombereich müsste zunächst der Gesetzgeber den erforderlichen rechtlichen Rahmen schaffen. Die Diskussionen um den Netzentwicklungsplan haben insofern eine breite öffentliche Debatte angestoßen. Allerdings ist es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Vielmehr bleibt dies späteren Planungsstufen vorbehalten. Mit dem Netzentwicklungsplan wird lediglich bestätigt, wo ein Transportbedarf besteht. Allerdings rät die Bundesnetzagentur grundsätzlich, zusätzliche Erdkabel-Piloten allenfalls bei Leitungen, die nicht einer Verstärkung des vermaschten Netzes gerade an dessen neuralgischen Punkten dienen und für die Gesamtstabilität bedeutsam sind, vorzusehen. Eher verantwortbar sind weitere Erdkabel-Pilotvorhaben dort, wo ein Ausfall der betroffenen Leitung sich weniger auf das gesamte Netz auswirkt. Vor einem flächendeckenden Einsatz der Technologie ohne Vorliegen umfangreicher Erfahrungen aus den Piloten wird gewarnt.

Weitere Konsultationsbeiträge bemängelten eine fehlerhafte Darstellung der Kosten für eine Erdverkabelung. Eine Erdverkabelung sei im Vergleich zu einem Freileitungssystem nicht teurer und könne in Hinblick auf ihre Lebensdauer auch günstiger sein. Eine genaue Gegenüberstellung der Freileitungs- und der Erdkabeltechnik sei daher zwingend notwendig.

Eine verbindliche Aussage hinsichtlich der Mehrkosten von Erdkabeln im Übertragungsnetz ist kaum möglich. Generell hängen sie von den jeweiligen Gegebenheiten des Einzelfalls (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen) und von der eingesetzten Übertragungstechnologie (Gleichstrom, Wechselstrom) ab. Insbesondere die Topologie des schlussendlich gewählten Trassenverlaufs wirkt sich auf die Kosten aus. Je nach Beschaffenheit des Erdreichs (z.B. sandig oder felsig) oder der Anzahl an Hindernissen, die zu überwinden sind (Gebirge, Gewässer, Naturschutzgebiete, Städte), steigen die Kosten. Bei Gleichstromvorhaben geht die dena-Technologieübersicht „Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen.“ vom Juli 2014, die im Rahmen der beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angesiedelten „Plattform Zukunftsfähige Energienetze“ unter Beteiligung wissenschaftlicher Institutionen wie dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, der Kabelhersteller, der Verlege- und Tiefbauunternehmen, Betroffener sowie von Planungs- und Sicherheitsbehörden erstellt wurde, für eine einsystemige HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW von einem Mehrkostenfaktor von 2 bis 3 gegenüber der Freileitungsvariante aus. Eine solche einsystemige HGÜ-Strecke besteht typischerweise aus drei Leiterseilen für Plus, Minus und Rückleiter. Auf einen Strommast passen in der Regel zwei Systeme, eines rechts und eines links vom Mast. Die Mehrkosten für das Auflegen einer zweiten Stromkreisbeseilung fallen bei einer Freileitung kaum ins Gewicht, weil die wesentlichen Kosten durch Baumaßnahmen und Masten bereits für die erste Beseilung erbracht wurden. Bei einer Erdverkabelung hingegen müssen die Kabel für ein zweites System entweder in einen zweiten Graben verlegt werden, oder man benötigt für beide Systeme einen entsprechend größer zu dimensionierenden gemeinsamen Kabelgraben. Dies treibt neben den eigentlichen Materialkosten und dem

zusätzlichen Planungsaufwand für die breitere Trasse insbesondere die Baukosten nach oben. Dementsprechend ergibt sich für zweisystemige HGÜ-Strecken (2x2 GW) ein Mehrkostenfaktor von 4 bis 6.

4. Verfahrens- und Beteiligungsfragen

Allgemein kritisierten einige Konsultationsbeiträge unverändert, dass der Entwurf des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern stammt. Sie sehen mit Skepsis, dass diejenigen die Netze planen, die mit dem beim Netzausbau ihr Geld verdienen. Viele Konsultationsbeiträge forderten, die gesamte Netzentwicklungsplanung einer unabhängigen Stelle zu übertragen und auch weitere Gutachter einzubeziehen. Einige meinen gar, es gebe kein transparentes öffentliches Beteiligungsverfahren und die Planung verstoße gegen die demokratischen Grundrechte. Die zur Verfügung gestellten Informationen seien zu komplex und die Erläuterungen für die Bürgerinnen und Bürger nicht nachvollziehbar. Auch die Verfahrensfristen seien zu kurz. Eine sachliche Stellungnahme der Bürger und Kommunen werde so ausgeschlossen. Mit dem Netzentwicklungsplan stünden Anfangs- und Endpunkte der Vorhaben bereits fest und es bestehe wenig bis gar kein Spielraum für die Verschiebung von Korridoren. Die betroffenen Gemeinden müssten dem Netzentwicklungsplan einzeln zustimmen.

Die Öffentlichkeitsbeteiligung zum Netzentwicklungsplan entspricht den Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes. Diese Beteiligung bedeutet aber nicht, dass der Netzentwicklungsplan einer „Zustimmung“ aller Betroffenen bedürfte. Es liegt in der Natur der Sache, dass nicht jedermann mit einer bundesweiten Planung einverstanden sein wird. Sie oder er kann aber Hinweise, Kritik und auch Wünsche in das Verfahren einbringen und die Bundesnetzagentur als Verfahrensführerin setzt sich damit auseinander. Nicht weniger, aber eben auch nicht mehr ist Sinn und Zweck eines Beteiligungsverfahrens. Wer sich einbringt, kann insofern auch Einfluss auf den Prozess nehmen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen über eine umfangreiche Expertise bei der Netzberechnung und können Energiemarkt und Erzeugung sehr praxisnah und realistisch einschätzen. Die Netzberechnung ist eine komplexe Aufgabe, bei der nicht von vornherein auf die Erfahrung der Übertragungsnetzbetreiber verzichtet werden sollte, die sich am besten mit der Planung und dem Betrieb des Netzes auskennen. Das heißt gerade nicht, dass die von ihnen gemachten Vorschläge nicht sorgfältig überprüft und gegebenenfalls auch verworfen werden. Darüber hinaus müssen die Übertragungsnetzbetreiber später den täglichen Betrieb mit diesem Netz bewerkstelligen und gewährleisten, dass es nicht zu Stromausfällen kommt. Den Entwurf einer Planung demjenigen zu übertragen, der später die Folgen tragen und verantworten muss, ist durchaus sinnvoll. Ebenso sinnvoll ist es, Planerstellung und Planprüfung nicht in eine Hand zu geben. Es ist lebensfremd zu meinen, bei einer solchen Einheit von Planen und Prüfen kämen bessere Ergebnisse heraus als bei einem „Vier-Augen“-System.

Dazu werden in einem ersten Schritt die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber sowohl von der unabhängigen und neutralen Bundesnetzagentur als auch von einem weiteren unabhängigen, in einem offenen Ausschreibungsverfahren ermittelten Gutachter überprüft. Begleitend sorgen die beiden Konsultationsrunden für einen transparenten Umgang mit den Szenarien wie auch der Bedarfsermittlung.

Glossar

(n-0)	Mit dem (n-0)-Fall oder -Zustand wird der ungestörte Normalbetrieb eines Netzes beschrieben, in dem keine Komponente ausgefallen oder abgeschaltet ist.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilernetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.
Anlagen (Energieanlagen)	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein, § 3 Nr. 15 EnWG
Betriebsführung	Die Betriebsführung ist der Oberbegriff für die Netzführung und die Wartung und Instandhaltung aller Betriebsmittel des Netzes.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie → Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht und muss gezielt kompensiert werden.

Bruttoendenergieverbrauch	Der Bruttoendenergieverbrauch nach EU Richtlinie 2009/28/EG errechnet sich aus dem Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und den Verlusten in den Erzeugungsanlagen und beim Transport.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Es enthält eine Liste der notwendigen Höchstspannungsleitungen, die ausgebaut werden müssen.
Bundesbedarfsplan-Netz	Das Übertragungsnetz, das sich aus dem Startnetz und zusätzlich den Vorhaben des Bundesbedarfsplans ergibt.
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe → Wechselstrom
EEG-Umlage	Mit der EEG-Umlage werden die Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entstehen, auf die Stromendverbraucher verteilt. Die Höhe des Umlagebetrages ergibt sich aus dem Unterschied der Einnahmen und Ausgaben, die bei der Verwertung des EEG-Stroms aus erneuerbaren Energiequellen entstehen.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Emissionen	Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen, Schall usw.) in die Umwelt
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen.
Energieträger	Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).
erneuerbare Energien (EE)	erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energieträger und -quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.

Freileitung	Die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung von elektrischer Energie, bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Masten, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter (Leitenseile) und Isolatoren, jeweils mit Zubehörteilen.
Generator	Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1.000 kV). Oft findet sich dafür auch das Kürzel „DC“, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter (Konverter) erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.
Hochspannungsnetz	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110 kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind auch größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Hochstrombeseilung	Unter Hochstrombeseilung versteht man die Verwendung von Leitenseilen mit deutlich größeren Leiterquerschnitten. Dadurch ist die Strombelastbarkeit höher als bei klassischen Leitenseilen und es kann mehr Strom übertragen werden. Außerdem sind die entstehenden Netzverluste geringer. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleitenseilen geplant.
Hochtemperaturleitenseile	Leitenseile, die gegenüber konventionellen Leitenseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind und damit mehr Strom übertragen können. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleitenseilen geplant.
Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.
Iteration	Prüfungsdurchgang im Rahmen der sequenziellen Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen.

Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilernetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss.
Kilowattstunde	Die Kilowattstunde (kWh) ist eine Maßeinheit für Energieerzeugung und -verbrauch. Eine kWh ist die Energie, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage mit einer Leistung von einem Kilowatt (=1.000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.
Konverter(station)	Ein Konverter bzw. eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert. Hierfür muss am Anfangs- und Endpunkt des Transportnetzes eine Konverterstation errichtet werden, die den Strom jeweils von Wechselstrom in Gleichstrom verwandelt oder umgekehrt.
Kraft-Wärme-Kopplung	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und dabei auch die entstehende Abwärme mit zu nutzen. In vielen konventionellen Kraftwerken verpufft diese Abwärme einfach, die gut zwei Drittel der eingesetzten Energie ausmacht. In KWK-Anlagen wird sie dagegen aufgefangen und als Heizungswärme (zum Beispiel Fernwärme), zum Erhitzen von Schwimmbädern oder für industrielle Prozesswärme weitergegeben.
Kupplung	Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch Sammelschienen).
Kurzschlussleistung	Die Kurzschlussleistung ist ein Begriff aus der elektrischen Energietechnik und ist insbesondere für Stromnetze und deren Kurzschlussbehandlung von Relevanz. Sie ist eine Bemessungsgröße, um die Beanspruchung einer elektrischen Anlage und dabei insbesondere das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Ein Leistungsschalter muss dabei über eine der Kurzschlussleistung liegende Ausschaltleistung verfügen, um im Kurzschlussfall sicher und ohne Schäden am Schalter den Stromfluss trennen zu können.

Last	Die Last, gemessen Watt, ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzkpunkt. Der Begriff Grundlast beschreibt einen Energiebedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht. Dieser gleichbleibende Bedarf wird von den Kraftwerken gedeckt. Die Mittellast wird täglich nur stundenweise zusätzlich zur Grundlast benötigt. Kurzfristige Bedarfsspitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt.
Lastflussberechnung	Die Lastflussberechnung ist in der elektrischen Energietechnik eine meist computergestützte Methode der numerischen Analyse von Energieversorgungsnetzen. Da diese Methode auf Näherungen beruht, wird diese iterativ, also mehrmals hintereinander durchgeführt.
Laststeuerung / Lastmanagement	Unter Laststeuerung bzw. -management, auch bezeichnet als Demand Side Management oder Demand Side Response, ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung bzw. zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Energiebereich zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel ein (Groß-)Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.
Leistung	Die Leistung gibt an wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) – gemessen in Volt (V) – und Strom (I) – gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden unterschieden: → Wirkleistung, → Blindleistung und → Scheinleistung.
Leiteseile	Leiteseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Metallseile
Maßnahme	Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch Projekt).
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.

Netz	<p>Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen. Letzteres dient dann der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen.</p>
Netzanschluss	<p>Ein Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.</p>
Netzbetreiber	<p>Ein Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.</p>
Netzentgelt	<p>Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der Bundesnetzagentur zu genehmigen.</p>
Netzentwicklungsplan	<p>Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist ein Plan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen, die in einem bestimmten Betrachtungsjahr in der Zukunft für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft.</p>
Netzknoten	<p>Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.</p>

Netznutzungsfall	Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.
Netzverluste	Bei der Übertragung geht immer ein kleiner Teil der transportierten Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie je kleiner, desto höher die Spannung ist. Beispielsweise sind bei einer Spannung von 380 kV die Verluste kleiner als bei 220 kV. Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie durch das Umwandeln von Gleichstrom in Wechselstrom geht ebenfalls ein Teil der Energie verloren.
NOVA-Prinzip	NOVA steht für Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.
Offshore	Mit Offshore werden vor der Küste liegende Gebiete bezeichnet; Offshore-Windenergieanlagen dienen der Stromerzeugung auf See. Sie nutzen den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.
Phasenschieber	Ein Phasenschieber ist eine elektronische Schaltung, die die Phase einer elektrischen Schwingung verschiebt.
Photovoltaik	Durch Photovoltaik (PV) wird Sonnenenergie direkt mittels Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt (Solarenergie). Im Unterschied dazu wird bei der Solarthermie das Sonnenlicht in Wärme umgewandelt.
Pumpspeicher	Pumpspeicher (PSW) sind Wasserkraftwerke, die in Zeiten von Stromüberfluss (bzw. niedrigen Strompreisen) Strom verbrauchen, um Wasser von einem niedriger gelegenen Becken in ein höher gelegenes Becken pumpen, und in Zeiten mit hohen Strompreisen das Wasser durch Fallrohre herunterfallen lassen und so elektrische Energie erzeugen bzw. zurückgewinnen.

Projects of Common Interest	Projects of Common Interest (PCI) sind Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse. Die seit Juni 2013 geltende Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) soll zum Erreichen der energiepolitischen Ziele der EU, zu einem funktionierenden Energiebinnenmarkt und zur Versorgungssicherheit beitragen. Gleichzeitig sollen die erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz gefördert werden. Diese Ziele sollen unter anderem durch einen effektiven und beschleunigten Netzausbau erreicht werden. Die TEN-E-Verordnung gibt vor, wie Vorhaben von gemeinsamem Interesse identifiziert werden. Kriterien sind unter anderem der wirtschaftliche, der soziale und der ökologische Nutzen der Vorhaben sowie grenzüberschreitende Auswirkungen des Vorhabens auf mindestens zwei Mitgliedstaaten.
Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen an die Anforderungen des Netzes angepasst. Erzeuger „vor“ dem Engpass werden angewiesen, ihre Einspeisung (die sonst zu einer Überlastung führen würde und im Netz nicht transportiert werden kann) zu drosseln. Dafür müssen „hinter“ dem Engpass andere Erzeuger ihre Einspeisung entsprechend erhöhen. Die dadurch verursachten Kosten werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.
Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.
Sammelschiene	Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.
Schalthandlung	Betätigung eines Schalters (z. B. Trenner, Leistungsschalter) – oder: Schalten eines Elements im Netz.
Scheinleistung	Der Begriff bezeichnet die Gesamtleistung aus → Wirkleistung und → Blindleistung, die in einem Wechselstromsystem bereitgestellt werden muss. Die Scheinleistung wird in der Einheit Voltampere (VA) angegeben.

Da in einem Gleichstromsystem keine Blindleistung entsteht, gibt es auch dort auch keine Scheinleistung. Daher wird die Leistung eines Gleichstromsystems in Watt (W) angegeben.

Speicher	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder ab zugegeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei erneuerbaren Energie auszugleichen. Ist der Strompreis ausschlaggebend für den Betrieb des Speichers, ist er marktgetrieben. Speicher können u.a. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher sein.
Spitzenkappung	Spitzenkappung bedeutet, das Netz nicht für die seltenen Leistungsspitzen von Photovoltaik- und Onshore-Windanlagen auszulegen, die nur dann auftreten, wenn die Sonneneinstrahlung bzw. das Windaufkommen außergewöhnlich hoch sind. Auf diese Weise wird der Ausbaubedarf in den Netzen auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß reduziert.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Startnetz	Das Startnetz ist das der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegte Netz. Es besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und den bereits in Umsetzung befindlichen Maßnahmen, bei denen der energie-wirtschaftliche Bedarf (z. B. durch das Energieleitungsausbaugesetz oder durch einen Planfeststellungsbeschluss) bereits festgestellt ist.
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel eines Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen wie Ausfällen oder Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche zukünftige Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energie-politischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.

Topologieänderungen	<p>Bei Topologieänderungen handelt es sich z. B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, wodurch die an der Sammelschiene angeschlossenen Stromleitungen entweder zusammengeschaltet werden oder aber getrennt betrieben werden. Daher wird durch eine solche Schalthandlung die Topologie des Netzes verändert. Dadurch ist es möglich, den Stromfluss im Höchstspannungsnetz in eingeschränktem Maße zu steuern. Solche Topologieänderungen können jedoch großflächige Auswirkungen auf das Netz haben, so dass insbesondere darauf geachtet werden muss, dass dadurch nicht an anderer Stelle neue Probleme im Netz entstehen. Weiterhin dürfen beim Trennen von Sammelschienen die Spannungswinkel nicht unzulässig groß werden, da sonst die Sammelschiene danach nicht wieder geschlossen werden kann. Daneben dürfen bei der Planung des Netzes nicht zu viele Topologieänderungen angewendet werden, da sich hier zwar unter Umständen theoretisch eine Überlastung auch mit der Anwendung einer Vielzahl von Schalthandlungen beheben lässt, dies jedoch im täglichen Betrieb nicht realistisch möglich ist. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass im Betrieb kurzfristig komplexe Schalthandlungen gefunden werden und zugleich deren Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können.</p>
Transformatoren	<p>Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380 kV (Höchstspannung) auf 110 kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.</p>
Übertragungsnetz	<p>Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Übertragung von elektrischer Energie zu nachgeordneten Netzen und erfüllt Verbundaufgaben auf nationaler und internationaler Ebene. Es wird daher häufig auch als „Verbundnetz“ bezeichnet. Um Verluste gering zu halten werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).</p>
Übertragungsnetzbetreiber	<p>Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.</p>
Umrichter	<p>Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.</p>
Umspannwerk	<p>Ein Umspannwerk ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.</p>

Verbundnetz	Das Verbundnetz dient als Zusammenschluss von Übertragungsnetzen insbesondere dem überregionalen inländischen und grenzüberschreitenden Austausch größerer Energiemengen, und soll die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung verbessern.
Vermaschung	Knotenpunkte von elektrischen Übertragungsnetzen sind in der Regel nicht nur mit zwei anderen Knoten verbunden, sondern mit einer Vielzahl von Knoten. Dadurch steigt die Sicherheit, dass bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Netzelementes die entsprechenden Regionen trotzdem noch versorgt werden können und das übrige Netz ohne Störung betrieben werden kann.
Verteilernetz	Das Verteilernetz dient der regionalen Verteilung der Energie (daher auch der Name), aber zunehmend auch dem „Einsammeln“ von dezentral erzeugter Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie früher Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilernetzebene.
Wechselstrom	auch Dreiphasenwechselstrom Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Wechselstromnetz ausgebaut. Es handelt sich um eine sinusförmige Wechselspannung die eine Phasenverschiebung von 120 Grad aufweist und mit einer Frequenz von 50 Hz schwingt.
Wirkleistung	Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur → Blindleistung) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zielnetz	Das Zielnetz ist die Summe aller Maßnahmen aus dem Startnetz und einem bestimmten Zubaunetz.
Zubaunetz	Als Zubaunetz werden meist die im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben sowie die übrigen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen (Zubau-)Maßnahmen bezeichnet. Je nachdem, welche Zubaumaßnahmen man betrachtet, kann man weiterhin begrifflich zum Beispiel nach einem Zubaunetz für ein bestimmtes Szenario oder einem für Wechselstrom differenzieren.

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Wechselstrom
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
DC	direct current, Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Laststeuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MVar	Megavar („voltampère réactif“), Einheit für Blindleistung
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacities, Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
OWP	Offshore-Windpark
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PCI	Project(s) of Common Interest
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Netzentwicklungsplan des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter

Impressum

Herausgeber

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

Stand

Januar 2022

Text

Referat 624