

Transparenz Stromnetze

Stakeholder-Diskurs und Modellierung
zum Netzausbau und Alternativen





Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 1771
D-79017 Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49 761 45295-0
Fax: +49 761 45295-288

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49 6151 8191-0
Fax: +49 6151 8191-133

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49 30 405085-0
Fax: +49 30 405085-388

info@oeko.de

www.oeko.de

Projekt-Website

www.transparenz-stromnetze.de

Autorinnen und Autoren

Christof Timpe
Dr. Dierk Bauknecht
Franziska Flachsbarth
Dr. Matthias Koch

Unter Mitarbeit von
Dr. Bettina Brohmann
Christoph Heinemann
Friedhelm Keimeyer
Lothar Rausch
David Ritter
Silvia Schütte
Moritz Vogel
Christian Winger
(alle Öko-Institut e.V.)

Stand: Juli 2018

Grafik: Tobias Binnig

Bildnachweise:

Titel © blende11.photo - Fotolia.com,
S.42 © Thorsten Schier - Fotolia.com,
andere © Öko-Institut

Die Workshops des Projekts wurden konzipiert und moderiert durch Dr. Christian Hoffmann und Hilke Oberhansberg (e-fect dialog evaluation consulting eG).

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit werden in dieser Publikation Begriffe wie „Bürger“ oder „Verbraucher“ etc. in der maskulinen Schreibweise verwendet. Grundsätzlich beziehen sich diese Begriffe aber auf beide Geschlechter.

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 01 UN1218 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

GEFÖRDERT VOM



**Bundesministerium
für Bildung
und Forschung**



FONA

**Forschung für Nachhaltige
Entwicklung**

BMBF

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
Zusammenfassung	5
1. Umbau der Übertragungsnetze für Strom im Zuge der Energiewende	8
1.1. Prozessablauf im Netzentwicklungsplan Strom	8
1.2. Zentrale Inhalte des aktuellen Netzentwicklungsplans	13
1.3. Gesellschaftliche Diskussion zum Umbau der Stromnetze	17
1.4. Simulationsrechnungen zum Netzausbaubedarf	18
2. Optionen für die Zukunft der Energiewende – die im Projekt untersuchten Szenarien	21
2.1. Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“	22
2.2. Szenario „Zügiger Kohleausstieg“	25
2.3. Szenario „Dezentrale Energiewende 1 – Lastausgleich auf Ebene der Übertragungsnetzknoten“ ...	27
2.4. Szenario „Dezentrale Energiewende 2 – Lastausgleich auf Ebene der Regierungsbezirke und Bundesländer“	30
2.5. Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	35
2.6. Zusammenfassung der Szenario-Analysen	39
3. Verbesserung der Beteiligungsmöglichkeiten beim Netzentwicklungsplan	40
4. Schlussfolgerungen der Stakeholder-Gruppe des Projekts	41
5. Fazit des Öko-Instituts	45
Glossar	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Die fünf Schritte der Planungsverfahren zum Aus- und Umbau der Übertragungsnetze	9
Abbildung 2:	Von der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan 2017 - 2030 bestätigte Maßnahmen	15
Abbildung 3:	Struktur des inländischen Übertragungsnetzes im Modell PowerFlex-Grid EU	19
Abbildung 4:	Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Zügiger Kohleausstieg“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024	26
Abbildung 5:	Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024	29
Abbildung 6:	Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	32
Abbildung 7:	Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans 2030 - 2017	33
Abbildung 8:	Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030	34
Abbildung 9:	Bestand und Zubau an erneuerbaren Energien im Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	36
Abbildung 10:	Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030	37
Abbildung 11:	Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Szenarien im Projekt Transparenz Stromnetze	22
Tabelle 2:	Ergebnisse der Modellierung der Szenarien „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“	23
Tabelle 3:	Summen der Erzeugungsdefizite und –überschüsse an allen Knoten des Netzes im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“	28
Tabelle 4:	Veränderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Szenario „Dezentrale Energiewende 1“	30
Tabelle 5:	Defizite bzw. Überschüsse von Strom in den drei Schritten der regionalen Lastdeckung (Summe über alle Netzknoten)	31

Zusammenfassung

Im Zuge der Energiewende ergeben sich für die Übertragungsnetze für Strom deutlich veränderte Aufgaben. Sie sollen den künftig vorwiegend aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom zu den Lastzentren übertragen und zugleich dabei helfen, die Fluktuationen der Stromerzeugung aus Wind und Sonne überregional auszugleichen. Hierzu muss das über Jahrzehnte gewachsene Stromnetz um- und ausgebaut werden. Der Planungsprozess für die Entwicklung des Übertragungsnetzes wird durch die vier Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans durchgeführt.

Allerdings gibt es sehr unterschiedliche Auffassungen darüber, wie und in welchem Umfang die strukturellen Veränderungen des Netzes vorgenommen werden sollten. Dabei verknüpfen sich Auseinandersetzungen zu Umweltverträglichkeit und Gesundheitsrisiken von Stromleitungen mit grundsätzlichen Debatten um die Ausgestaltung der Energiewende. Die Notwendigkeit neuer Stromtrassen hängt wesentlich davon ab, wie die Energiewende konkret realisiert werden soll und welche Alternativen es zum Ausbau neuer Leitungen gibt. Eine der entscheidenden Größen hierfür ist das Ambitionsniveau bei der mittel- und langfristigen CO₂-Reduktion. Mit der Verabschiedung des Klimaschutzplans 2050 und der Ratifikation des Klimaabkommens von Paris hat sich Deutschland sehr weitgehende Zielsetzungen gegeben. Hieraus lassen sich als weitere zentrale Größen ableiten, wie rasch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in den nächsten Jahrzehnten weiter ausgebaut werden soll und wieviel erneuerbar erzeugter Strom für die Dekarbonisierung von Verkehr, Wärmesektor und Produktionsprozessen zur Verfügung gestellt werden muss. Kontrovers wird über die Möglichkeiten diskutiert, in welchem Umfang eine stärker dezentral ausgestaltete Energiewende den Umfang des erforderlichen Netzausbaus reduzieren kann.

Ein zentraler Kritikpunkt verschiedener Akteure am Netzentwicklungsplan ist, dass die der Planung zugrundeliegenden Szenarien nicht weit genug aufgefächert seien und daher nur ein Teil der als wahrscheinlich erachteten künftigen Entwicklungen berücksichtigt werde. Aus diesem Grund lag ein Schwerpunkt des Projekts „Transparenz Stromnetze“ auf der Entwicklung und Analyse von über den Netzentwicklungsplan inhaltlich hinausreichenden Szenarien für die Entwicklung des Stromsektors. Diese Szenarien wurden von einer Gruppe von Stakeholdern definiert, vom Öko-Institut mithilfe des

Strommarkt- und Netzmodells PowerFlex Grid EU analysiert und die Ergebnisse mit den Stakeholdern intensiv diskutiert. Zu den wichtigsten untersuchten Szenarien gehörten:

■ Verzicht auf die HGÜ-Leitung „Südostlink“

Basierend auf den Szenarien B 2024 bzw. B 2034 des Netzentwicklungsplans wurden die Auswirkungen eines Verzichts auf das Projekt „Südostlink“ (HGÜ-Korridor D) untersucht. Es zeigte sich, dass in diesem Fall deutlich mehr Redispatch zur Vermeidung von Überlastungen auf den verbleibenden Leitungen des Netzes erforderlich wäre. Hierbei müssten im Jahr 2034 im Vergleich zum Referenzszenario jeweils etwa 2,5 TWh Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Braunkohle abgeregelt werden. Um die Abregelung erneuerbarer Energien zu vermeiden, müssten in Süddeutschland deutlich höhere Leistungen von Windkraft und Photovoltaik sowie Speicher zugebaut werden. Die Möglichkeiten zum stabilen Betrieb des verbleibenden Netzes ohne den „Südostlink“ konnten mit dem hier verwendeten Modell nicht bewertet werden.

■ Zügiger Kohleausstieg

Ebenfalls auf Basis des Szenarios B 2024 des Netzentwicklungsplans wurden die Auswirkungen einer Reduktion der Leistung der Braunkohlekraftwerke von derzeit ca. 15 GW auf 6 GW und von Steinkohlekraftwerken von 26 GW auf 14 GW untersucht. Die ausfallende Kapazität wurde durch einen verstärkten Zubau erneuerbarer Energien entsprechend der Zielstellungen der Bundesländer sowie durch den Zubau von 18 GW an Gaskraftwerken (vor allem in Kraft-Wärme-Kopplung) kompensiert. Ein so veränderter Kraftwerkspark würde zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen von über 80 Mio. t führen. Bei Anwendung des nach dem Netzentwicklungsplan geplanten Stromnetzes in diesem Szenario kommt es zur Abregelung von erneuerbaren Energien im Umfang von ca. 18 TWh und zu einer nennenswerten Anzahl zusätzlicher Netzenspässe. Dies deutet darauf hin, dass dieses Netz nicht robust genug ist, um das Szenario „zügiger Kohleausstieg“ gut zu unterstützen. Ein für den Kohleausstieg optimiertes Netz würde aller Voraussicht nach zu einer geringeren Abregelung erneuerbarer Energien, niedrigeren CO₂-Emissionen und niedrigeren variablen Stromgestehungskosten führen.

■ Szenarien „Dezentrale Energiewende“

Im Zuge des Projekts wurden mehrere Varianten einer dezentralen Energiewende analysiert. Dabei stand eine möglichst dezentrale Deckung des Strombedarfs im Mittelpunkt, d.h. ein Vorrang für dezentrale Erzeugung und Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Stromnachfrage. Allen dezentralen Szenarien liegen eine Reduktion der Stromnachfrage sowie ein zügiger Kohleausstieg und ein verstärkter, lastnaher Ausbau der erneuerbaren Energien zugrunde. Die Kapazitäten für Lastmanagement durch die Stromverbraucher wurden gegenüber den Annahmen im Netzentwicklungsplan deutlich erhöht.

In einer ersten, kleinräumigen Variante für ein dezentrales Szenario wurde unterstellt, dass in der Region um jeden einzelnen der insgesamt ca. 400 Knoten des Übertragungsnetzes die Last soweit wie technisch möglich durch lokale Erzeugung gedeckt wird. Nur die dann noch verbleibenden Defizite werden durch Nutzung des Übertragungsnetzes gedeckt. Im Ergebnis dieses Szenarios auf Basis des Netzentwicklungsplans 2024 zeigt sich unter anderem, dass der verstärkte Einsatz teurer Kraftwerke im Rahmen des Vorrangs für lokale Stromerzeugung zu erhöhten variablen Kosten der Stromerzeugung führt. Das im Netzentwicklungsplan vorgesehene Stromnetz kann durch dieses Szenario im Jahresdurchschnitt um mehr als 10 % entlastet werden. Allerdings liegt die maximale Belastung im gesamten Stromnetz und auch in den meisten einzelnen Leitungen kaum unterhalb des Referenzszenarios des Netzentwicklungsplans. Dies deutet darauf hin, dass bei der hier beschriebenen Variante einer dezentralen Energiewende nur auf sehr wenige neue Leitungen verzichtet werden kann.

Für ein weiteres, auf dem Netzentwicklungsplan 2030 basierendes dezentrales Szenario wurde die dezentrale Lastdeckung in größeren Regionen auf Basis der 39 Regierungsbezirke organisiert. Weiterhin wurde der Zubau der erneuerbaren Energien noch stärker auf die Regionen der Lastschwerpunkte fokussiert. Abweichend von den vorstehend genannten Szenarien wurde eine modifizierte Methodik der Netzmodellierung verwendet: Während bisher das Zielnetz des Netzentwicklungsplans übernommen und dessen Auslastung untersucht wurde, konnten nun für das hier untersuchte Szenario und für das Referenzszenario eigene Zielnetze entwickelt und deren Topologie und Auslastung verglichen werden. Das zentrale Ergebnis der Analyse mit dieser Methodik ist, dass das hier untersuchte Szenario einer dezentralen Energiewende aller Voraussicht nach mit einem

geringeren Netzausbau realisiert werden könnte als das Szenario des Netzentwicklungsplans 2030. Allerdings würde das hier definierte Szenario eine sehr hohe Konzentration von Wind- und Photovoltaikanlagen in der Nähe der Verbrauchszentren sowie ein verändertes Design des Strommarktes erfordern. Die Realisierung dieser Maßnahmen würde eine große Herausforderung darstellen und könnte an mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz scheitern.

■ Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“

Mit diesem Szenario wurde der Netzausbaubedarf für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien untersucht. Auch diese Analyse basiert auf dem Netzentwicklungsplan 2030, es wurde jedoch bewusst offen gelassen, bis wann ein Anteil von 85 % Erneuerbaren erreicht werden könnte. Unterstellt wurden ein auf 500 TWh reduzierter Strombedarf, ein lastnaher Ausbau der Erneuerbaren und zudem eine für jedes Bundesland optimierte Verteilung auf Windkraft und Photovoltaik mit dem Ziel, den jeweiligen Lastverlauf möglichst gut durch erneuerbare Energien decken zu können. Das Ergebnis der Analyse auf Basis der modifizierten Methodik der Netzmodellierung ist durchaus überraschend: Das Zielnetz für das hier untersuchte Szenario benötigt sogar etwas weniger Netzzubau als das Zielnetz des Referenzszenarios B 2030. Es muss weiter untersucht werden, inwieweit die methodischen Einschränkungen des hier verwendeten Modells dieses Ergebnis erklären. Zu bedenken ist allerdings, dass wie beim zweiten Szenario einer dezentralen Energiewende auch dieses Szenario zu einer sehr hohen Konzentration von Wind- und Photovoltaikanlagen in der Nähe der Verbrauchszentren führt. Es ist unklar, ob hierfür eine gesellschaftliche Akzeptanz geschaffen werden kann.

In einer Gesamtschau auf die untersuchten Szenarien kann festgehalten werden, dass sowohl die Effekte einer weitgehenden Dezentralisierung der Energiewende in Verbindung mit einem Kohleausstieg als auch der Netzbedarf bei langfristig hohen Anteilen erneuerbarer Energien umfassend weiter analysiert werden sollten. Hieran sollten auch die Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur mitwirken. Die in diesem Projekt durchgeführten Analysen haben Hinweise darauf geliefert, dass das Zielnetz des aktuellen Netzentwicklungsplans für die beiden genannten Entwicklungen möglicherweise nicht optimal ausgelegt ist und der Netzausbau unter der Annahme eines sehr lastnahen Ausbaus erneuerbarer Energien möglicherweise reduziert werden könnte. Allerdings haben die Szenarien, die zu einem geringeren Bedarf an Netzausbau führen



könnten, eine sehr hohe Konzentration von Windkraft- und Photovoltaikanlagen nahe der Lastzentren zur Voraussetzung. Es bedarf daher immer einer umfassenden Bewertung der Szenarien, die neben den Auswirkungen auf den Netzausbau auch die weiteren relevanten Voraussetzungen und Effekte berücksichtigt. Nur auf dieser Grundlage können die gesellschaftliche Realisierbarkeit und die Relevanz dieser Szenarien für den Diskurs zum Netzausbau bewertet werden.

In Bezug auf bessere Beteiligungsmöglichkeiten beim Netzentwicklungsplan und eine größere Transparenz bei der Netzplanung hat das Projekt einen konkreten Vorschlag entwickelt. Demnach sollte ein „Expertengremium Netze“ geschaffen werden, über das unabhängiges Expertenwissen und weitere Stakeholder als Vertreter der Öffentlichkeit in institutionalisierter Form in die fachlichen Diskurse einbezogen werden. Das Gremium sollte sowohl bei der Erstellung der Szenariorahmen wie auch bei der Entwicklung der Netzentwicklungspläne konkrete, rechtlich abgesicherte Mitwirkungsrechte erhalten.

In Anschluss an die Entwicklung und Diskussion der dargestellten Szenarien hat die Gruppe der an dem Projekt beteiligten Stakeholder ein gemeinsames Dokument mit Schlussfolgerungen aus ihrer Arbeit erstellt. Eine zentrale Forderung der Stakeholder an die Szenarien des Netzentwicklungsplans ist, dass

diese den aktuellen energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung und der EU vollständig entsprechen müssen. Eines der Szenarien soll die weit gehenden Anforderungen abbilden, die sich aus dem Klimaschutz-Abkommen von Paris für den deutschen Stromsektor ergeben. Weiterhin soll mindestens eines der Szenarien einen vorrangig lastnahen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorsehen. Der geplante Netzausbau und die hierzu jeweils bestehenden Alternativen sollen umfassender als bisher transparent gemacht und die zugehörigen Entscheidungen gesellschaftlich verhandelt werden. Die Bundesnetzagentur soll künftig umfassende Prüfungen der Korrektheit der von den ÜNB vorgelegten Daten durchführen. Die Stakeholder fordern weiterhin, dass Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur diese Daten und geeignete Netzmodelle öffentlich verfügbar machen und sicher stellen, dass Modellrechnungen zum Netzentwicklungsplan und zu weiteren Szenarien auf Anforderung fachlich interessierter Akteure durchgeführt werden können.

Im Rückblick auf das gesamte Projekt hat die hier angewandte Methodik der „partizipativen Modellierung“ zahlreiche methodische und inhaltliche Erkenntnisse geliefert und Optionen aufgezeigt, die weiterverfolgt werden sollten, um Verfahren und Ergebnis der Netzplanung in Deutschland weiter zu verbessern.

1. Umbau der Übertragungsnetze für Strom im Zuge der Energiewende

Die Energiewende bedeutet für den Stromsektor vor allem, dass die Erzeugung von Strom weitgehend oder sogar vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt wird. Nur so können die ambitionierten Klimaschutzziele erreicht werden, die sich Deutschland durch Beschlüsse der Bundesregierung und durch die Ratifikation des Klimaschutz-Abkommens von Paris gesetzt hat. Neben dem bereits 2011 festgeschriebenen Ausstieg aus der Nutzung der Atomkraft und dem weiteren zügigen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gehört zur Energiewende daher auch, die Stromerzeugung auf Basis von Kohle in absehbarer Zeit massiv zu reduzieren bzw. zu beenden.

Das Übertragungsnetz für Strom (vgl. Glossar) hat die Aufgabe, einen überregionalen Austausch von Strom innerhalb Deutschlands und im europäischen Stromverbund zu ermöglichen. Damit können zum einen regionale Überschüsse und Defizite an Strom ausgeglichen werden. Zugleich dient das Netz auch der Versorgungssicherheit für den Fall, dass Kraftwerke oder andere Anlagen ausfallen. Das Übertragungsnetz kann und soll bei seiner Transportaufgabe nicht danach unterscheiden, aus welchen Energieträgern der transportierte Strom erzeugt wurde: Es dient also sowohl dem Transport von Strom aus Erneuerbaren Energien als auch dem aus Atomenergie und Kohle, solange diese Energieträger noch genutzt werden.

Der Umbau der Stromversorgung im Zuge der Energiewende verändert die bisherige regionale Erzeugungsstruktur. Erneuerbare Energieanlagen werden vorzugsweise an Standorten errichtet, die ertragreich sind und an denen die Anlagen für die Bevölkerung am ehesten akzeptabel erscheinen. Diese Standorte liegen vor allem im Fall der Windkraft oft in Regionen, in denen eine relativ niedrige Nachfrage nach Strom

besteht. Daher weisen viele Szenarien darauf hin, dass die Menge des überregional zu transportierenden Stroms und die Übertragungsentfernung gegenüber dem bisherigen, eher an den Lastschwerpunkten konzentrierten fossil-nuklearen Erzeugungssystem sogar zunehmen können. Um dies abzumildern, sehen andere Szenarien eine stärker dezentrale Erzeugung von erneuerbarem Strom vor. Der Strom wird in diesem Fall verstärkt in räumlicher Nähe zu den Schwerpunkten des Strombedarfs und in zeitlicher Koordination mit dem Bedarf erzeugt bzw. durch Speicher und Flexibilitätsoptionen abgepuffert.

Der steigende Anteil der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne erfordert einen verstärkten überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch über die Stromnetze und den zunehmenden Einsatz von weiteren Flexibilitätsoptionen, also den flexiblen Betrieb aller Kraftwerke, Lastmanagement bei den Verbrauchern und die Nutzung von Stromspeichern. Alle diese Veränderungen werden nicht nur für Deutschland erwartet, sondern auch (in unterschiedlicher Intensität) in anderen europäischen Ländern, die mit Deutschland im europäischen Stromverbund zusammengeschlossen sind.

Um den veränderten Anforderungen im Zuge der Energiewende gerecht zu werden, muss das deutsche Stromnetz derzeit und in den nächsten Jahren deutlich umgebaut werden. Dieser Umbaubedarf wird nach den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes für das Übertragungsnetz durch den Netzentwicklungsplan Strom festgestellt. Die Bundesnetzagentur ist die für die Prüfung des Netzentwicklungsplans zuständige Behörde und zugleich die Genehmigungsbehörde für die Leitungsprojekte, die die Grenzen der Bundesländer oder zum Ausland hin überschreiten.

1.1. Prozessablauf im Netzentwicklungsplan Strom

Die Planungen zum Aus- und Umbau der Übertragungsnetze und die Beteiligung der Öffentlichkeit laufen in fünf Schritten ab. Details zu diesen Schritten sind auf der Website der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan dokumentiert.¹ Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan finden sich auf einer eigenen Website.²

Die Entscheidung über die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und Dringlichkeit eines Netzprojekts wird bereits im dritten Schritt, bei der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans, abschließend getroffen. Aus diesem Grund stehen die ersten drei Schritte im Fokus der bundesweiten Diskussion über den Bedarf zum Netzausbau.

¹ <https://www.netzausbau.de>

² <https://www.netzentwicklungsplan.de>

Abbildung 1: Die fünf Schritte der Planungsverfahren zum Aus- und Umbau der Übertragungsnetze



Quelle: Bundesnetzagentur: Zusammenfassung Bedarfsermittlung zum Netzentwicklungsplan 2017, S. 8

1. Entwicklung von Szenarien der Stromversorgung

Am Anfang des Prozesses steht die Festlegung von Rahmenparametern für eine Bandbreite von Szenarien der Stromversorgung in Deutschland und in Europa. Im **Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans** werden mindestens drei Szenarien mit einem Zeithorizont von 10 – 15 Jahren entwickelt, sowie ein Szenario mit einem Zeithorizont von bis zu 20 Jahren. Zu den Annahmen der Szenarien gehören unter anderem Projektionen der Stromnachfrage, die zukünftige Erzeugungsstruktur aus erneuerbaren und fossilen Energien³ sowie über die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen und Speichern. Der Szenariorahmen enthält auch Annahmen darüber, wie sich Strombedarf, Kraftwerke und Speicher in den Szenarien regional verteilen.

Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Bundesnetzagentur einen Entwurf des Szenariorahmens vor, den die Behörde dann auf ihrer Website veröffentlicht und alle Interessierten zur Kommentierung einlädt. Die Behörde wertet die Rückmeldungen aus dem Konsultationsverfahren aus, führt bei Bedarf eigene Analysen zum Szenariorahmen durch und entscheidet über notwendige Anpassungen des Szenariorahmens. Der letztlich von ihr genehmigte Szenariorahmen stellt die verbindlichen Eingangsdaten für den zweiten Prozessschritt dar: die

Modellierung des Netzentwicklungsplans. Dieser Prozess wird alle zwei Jahre wiederholt, um aktuelle Entwicklungen in die Planungen des Netzausbaus einfließen zu lassen.

Der Szenariorahmen des zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Broschüre gültigen Netzentwicklungsplans 2017 - 2030 wurde von der Bundesnetzagentur im Juni 2016 genehmigt und enthält drei Szenarien mit dem Zeithorizont 2030, von denen eines mit einem Ausblick auf das Jahr 2035 fortgeschrieben wurde. Die Bandbreite der erwarteten Entwicklungen wird durch ein „konservatives Szenario“ A mit eher langsamem Ausbau der erneuerbaren Energien und einem ambitionierteren „Innovationsszenario“ C aufgespannt, in dem die Erneuerbaren etwas schneller wachsen und im Zuge der sog. Sektorkopplung mehr Strom für die Elektrifizierung des Verkehrs, des Wärmebedarfs von Gebäuden und von Produktionsprozessen bereitgestellt wird. Zwischen diesen beiden Szenarien liegt das „Transformations-szenario“ B, das auch bis zum Jahr 2035 fortentwickelt wird. In der Version 2017 des Szenariorahmens wurden die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung erstmals in einem Netzentwicklungsplan explizit berücksichtigt. Dementsprechend wurden für alle Szenarien mit Ausnahme des Szenarios A (2030) maximal zulässige CO₂-Emissionen des Stromsektors festgelegt. Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung⁴ wurde erst nach der Genehmigung des

³ Die derzeit noch in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke müssen nach den Festlegungen des Atomgesetzes bis Ende 2022 abgeschaltet werden und spielen daher in den Szenarien des Netzentwicklungsplans keine Rolle mehr.

⁴ <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050>

Szenariorahmens verabschiedet. Dennoch entsprechen die in diesem Szenariorahmen festgelegten Emissionsgrenzen nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber in etwa den Minderungszielen des Klimaschutzplans 2050 für den Stromsektor.⁵

Der Entwurf für den „Szenariorahmen 2030, Version 2019“ wurde von den Netzbetreibern im Januar 2018 vorgelegt. Die Konsultation durch die Bundesnetzagentur lief bis Februar 2018. Im Juni 2018 wurde der neue Szenariorahmen mit einer Reihe von inhaltlichen Änderungen gegenüber dem Entwurf genehmigt (vgl. S. 16). Der erste Entwurf des hierauf basierenden Netzentwicklungsplans wird Anfang 2019 erwartet.

2. Erstellung der Netzentwicklungspläne und des Umweltberichts

Basierend auf den Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens führen die Übertragungsnetzbetreiber Berechnungen mithilfe eines Marktmodells durch, das den wirtschaftlich optimalen Einsatz der verfügbaren Kraftwerke sowie von Flexibilitätsoptionen einschließlich der Stromspeicher ermittelt. Die Modellierung minimiert also die variablen Betriebskosten des angenommenen Erzeugungsparks unter der Maßgabe, die vorgegebene Stromnachfrage zu decken. Die erneuerbaren Energien haben in dieser Modellierung einen Einspeisevorrang, da ihre variablen Kosten geringer sind als die aller anderen Kraftwerke. Die Modellierung fokussiert auf Deutschland, umfasst aber auch die anderen Länder Europas, mit denen Deutschland über das europäische Verbundnetz zusammenarbeitet. Bei dieser „idealen“ Marktmodellierung spielt die begrenzte Kapazität des Übertragungsnetzes für die Übertragung von Strom keine Rolle. Es wird also davon ausgegangen, dass das Netz den Strommarkt nicht durch Engpässe einschränken sollte. Allerdings beinhaltet die Modellierung bereits eine sog. „Spitzenkappung“ bei Photovoltaik und Windkraft an Land. Hierbei wird die maximale Erzeugungsleistung pauschal so gekürzt, dass maximal 3 % der möglichen Jahresstromerzeugung gekappt werden. Die Spitzenkappung wird vor allem mit Blick auf Engpässe im Verteilnetz vorgenommen. Dies erlaubt es, das Verteilnetz auf eine Situation auszulegen, in der nicht jede Kilowattstunde erneuerbarer Energie abtransportiert werden muss. Im Hinblick auf den Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes kann dies ebenfalls einen senkenden (aber auch steigenden) Effekt haben.

Diese Berechnungen werden für jedes der drei Szenarien für 2030 sowie für den Ausblick auf das Jahr 2035 durchgeführt. Sie liefern als Ergebnis sowohl für jedes Kraftwerk als auch für jeden Speicher den wirtschaftlich optimalen Betrieb für jede Stunde der modellierten Jahre.

Im nächsten Schritt wird dann mit Hilfe von Lastflussrechnungen im Detail analysiert, ob das sog. „Startnetz“ (das aktuell bestehende Übertragungsnetz plus weitere, bereits in Umsetzung befindliche Ausbaumaßnahmen) ausreichend ist, um das ideale Marktergebnis in jedem Szenario und jeder Stunde zu unterstützen. Eingriffe in den Anlagenbetrieb zur Behebung von Netzengpässen werden hier – abgesehen von der bereits genannten Spitzenkappung bei erneuerbaren Energien – nicht unterstellt. Diese Maßnahmen bleiben dem realen Netzbetrieb vorbehalten. Um für diesen Netzbetrieb einen ausreichenden Handlungsspielraum zur Verfügung zu stellen, wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans zumindest das innerdeutsche Netz weitgehend „engpassfrei“ geplant.

Bei den Netzanalysen geht es unter anderem um die maximal zulässige Belastung der Netzelemente, um zulässige Bandbreiten für die Spannung im Netz und um die Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Falle dass eine beliebige Netzkomponente ausfällt („(n-1)-Sicherheit“, vgl. Glossar). Ergänzend werden Untersuchungen zur dynamischen Stabilität des Netzes durchgeführt.⁶

Falls das Startnetz nicht ausreicht, werden Maßnahmen zur Vermeidung von Überlastungen untersucht. Dabei soll in der Reihenfolge „Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau“ vorgegangen werden („NOVA-Prinzip“). Mit Netzoptimierung ist dabei gemeint, dass die nutzbare Kapazität von Leitungen durch bestimmte Maßnahmen im Netzbetrieb erhöht wird. Netzverstärkung bedeutet, in einer bestehenden Trasse Leitungen mit höherer Kapazität zu verlegen. Mit Netzausbau wird hier die Errichtung von neuen Leitungen in einer neuen Trasse oder von neuen Umspannwerken und Schaltanlagen bezeichnet. Hierzu gehören auch die geplanten Leitungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ, vgl. Glossar). In den jüngsten Netzentwicklungsplänen wird vor dem Einsatz zusätzlicher Leitungen zudem geprüft, ob durch technische Maßnahmen im bestehenden Netz der Lastfluss so gesteuert werden kann, dass Überlastungen vermieden werden.

⁵ Nach Ansicht des Öko-Instituts sind in den Modellierungen für den Netzentwicklungsplan allerdings Anpassungen in Bezug auf die Kraft-Wärme-Kopplung und den Einsatz von Gichtgas erforderlich. Diese werden dazu führen, dass für die weitere konventionelle Stromerzeugung ein geringeres CO₂-Budget zur Verfügung steht.

⁶ Details der Vorgehensweise haben die Übertragungsnetzbetreiber in gemeinsamen „Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ festgelegt: <http://www.netzentwicklungsplan.de/ZUX>.



Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln auf Basis der Netzmodellierungen, welche Maßnahmen der Netzverstärkung und des Netzausbaus in den untersuchten Szenarien als notwendig erachtet werden. Die Ergebnisse werden in einem **ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans** dokumentiert. Die Übertragungsnetzbetreiber führen eine öffentliche Konsultation des Entwurfs durch. Auf Basis der Ergebnisse der Konsultation überarbeiten die Netzbetreiber ihren Entwurf und übergeben diesen der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur erstellt parallel zum Konsultationsverfahren den Umweltbericht zum Netzentwicklungsplan.⁷

Der überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans wird von der Bundesnetzagentur anhand eigener Modellierungen und Analysen fachlich geprüft. Bei Bedarf werden die Netzbetreiber zu Nachbesserungen verpflichtet. Dabei erachtet die Behörde eine Maßnahme innerhalb eines Szenarios als notwendig, wenn folgende zwei Kriterien kumulativ erfüllt sind:

- **Wirksamkeit:** Die Maßnahme muss eine Überlastung im bisher geplanten Netz verhindern oder deutlich reduzieren, einschließlich der Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit.⁸

- **Erforderlichkeit:** Eine Maßnahme im Drehstromnetz gilt dann als erforderlich, wenn die verstärkte oder ausgebaute Leitung im Zuge der Modellrechnungen in wenigstens einer Stunde eines Modelljahres zu mindestens 20 % der Nennkapazität ausgelastet ist. Bei niedrigeren Auslastungen wird im Einzelfall geprüft, ob die Transportaufgabe nicht durch Verstärkungen im Verteilnetz effizienter erfüllt werden kann.

Bei der Prüfung des Zielnetzes wendet die Bundesnetzagentur seit der Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2017 ein neues Verfahren an: Ausgehend vom bestehenden Netz und den Maßnahmen des aktuellen Bundesbedarfsplans werden in einem sequenziellen Verfahren kleine Bündel von weiteren Maßnahmen gebildet, die die Engpässe im Netz voraussichtlich am besten beheben können. Schritt für Schritt werden einzelne dieser Bündel überprüft und nach jedem Schritt werden die tatsächlich wirksamen Maßnahmen in das Zielnetz übernommen. Für dieses Netz werden wiederum Engpässe ermittelt und ein neues Bündel von geeigneten Maßnahmen identifiziert. Das Verfahren wird so lange wiederholt bis entweder im Zielnetz keine bedeutenden Engpässe mehr bestehen oder die verbliebenen von den Netzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen

⁷ Ergänzend zum Netzentwicklungsplan „Strom“ wird ein separater Netzentwicklungsplan „Offshore“ vorgelegt, der die Anbindung der auf See geplanten Windparks an die Umspannwerke an Land darstellt.

⁸ Es gibt noch weitere Kriterien der Wirksamkeit, z.B. wenn die Maßnahme die grenzüberschreitende Transportkapazität erhöht oder unerwünschte sog. „Ringflüsse“ über das Ausland reduziert.

keine nennenswerte Wirkung auf noch vorhandene Engpässe haben.

Weiter prüft die Bundesnetzagentur, ob eine Maßnahme robust gegenüber Veränderungen ist. In den Netzentwicklungsplan gehen nur diejenigen Maßnahmen ein, die in allen Szenarien wirksam und erforderlich sind.

Sofern diese Prüfungen keinen Bedarf zur weiteren Überarbeitung der Planungen ergeben bzw. nachdem die Übertragungsnetzbetreiber die von der Behörde geforderten Änderungen realisiert haben, führt die Bundesnetzagentur eine erneute öffentliche Konsultationsrunde zum **zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans** durch.

Unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Konsultation und der eigenen Analysen erteilt die Bundesnetzagentur dann die **Bestätigung zum Netzentwicklungsplan**. Diese beinhaltet in der Regel Einschränkungen gegenüber den von den Netzbetreibern vorgelegten Entwürfen. So hat die Bundesnetzagentur beispielsweise im Dezember 2017 den Netzentwicklungsplan 2017 - 2030 bestätigt und dabei 69 der insgesamt 165 von den Netzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nicht bestätigt. Die nicht bestätigten Maßnahmen betreffen überwiegend Verstärkungen im Drehstromnetz mit insgesamt 2.350 km Länge, aber auch den Ausbau des Drehstromnetzes auf einer Länge von 150 km.

Der Umweltbericht wird gemeinsam mit dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans zur Konsul-

tation gestellt. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse fließen in die Entscheidung zur Bestätigung der Planungen der Netzbetreiber mit ein.

3. Verabschiedung des Bundesbedarfsplans als Bundesgesetz

Basierend auf den bestätigten Netzentwicklungsplänen und dem Umweltbericht legt die Bundesregierung dem Bundestag und dem Bundesrat mindestens alle vier Jahre den Entwurf eines Gesetzes für den Bundesbedarfsplan vor. Dieses Gesetz enthält in einem Anhang eine Liste der Leitungen, für deren Verstärkung oder Ausbau der Gesetzgeber eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit und einen vordringlichen Bedarf feststellt. Nach Beratung und Beschluss im Parlament erhält diese Planung Gesetzeskraft. Dies soll die nachfolgenden Verfahrensschritte für diese Maßnahmen beschleunigen.

Der letzte Bundesbedarfsplan wurde im Dezember 2015 auf Basis des Netzentwicklungsplans 2024 verabschiedet.⁹ Dabei hat der Gesetzgeber eine der im Netzentwicklungsplan bestätigten Maßnahmen nicht übernommen und beim geplanten HGÜ-Korridor D einen anderen südlichen Endpunkt festgelegt. Der nächste Bundesbedarfsplan muss Ende 2019 verabschiedet werden.

4. Bundesfachplanung bzw. Raumordnungsverfahren

Der Netzentwicklungsplan und auch der Bundesbedarfsplan machen noch keine genauen Aussagen

⁹ Das Bundesbedarfsplangesetz 2015 wurde durch das Strommarktgesetz vom Juni 2016 in einem Detailpunkt nachträglich modifiziert.



zum Verlauf einer geplanten neuen Leitung. Erst im nun anschließenden Verfahrensschritt schlagen die Netzbetreiber einen konkreten Trassenkorridor vor, ggf. mit alternativen Optionen. Bei Leitungen, die ausschließlich innerhalb eines Bundeslandes verlaufen, wird von den zuständigen Landesbehörden ein Raumordnungsverfahren durchgeführt. Sofern eine Leitung mehrere Bundesländer berührt oder eine Verbindung ins Ausland darstellt, ist die Bundesnetzagentur die zuständige Genehmigungsbehörde und führt eine sog. Bundesfachplanung durch.

5. Planfeststellungsverfahren

Im letzten Schritt des Planungsprozesses legt der Netzbetreiber konkrete Detailpläne einer Maßnahme zum Netzausbau vor, wiederum mit alternativen Optionen. Die zuständige Genehmigungsbehörde (Landesbehörde oder Bundesnetzagentur) führt eine Öffentlichkeitsbeteiligung durch und prüft auch die Umweltverträglichkeit des Projektes. Am Ende dieses Verfahrens steht ggf. eine Genehmigung des Projektes. Auf dieser Basis kann die Maßnahme dann realisiert werden.



1.2. Zentrale Inhalte des aktuellen Netzentwicklungsplans

Der aktuell gültige Netzentwicklungsplan 2017 mit Zieljahr 2030 und Ausblick bis 2035 wurde im Dezember 2017 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im zugehörigen Szenariorahmen wurden unter anderem folgende Festlegungen getroffen:

- Im „konventionellen“ Szenario A 2030 werden die Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien gegenüber dem Jahr 2015 um 42 % ausgebaut (Windkraft an Land +32 %, Photovoltaik +49 %). Parallel geht die Leistung von Kohlekraftwerken um 33 % zurück. Der Strombedarf sinkt leicht um 3 %. Flexibilitätsoptionen und Speicher werden mit insgesamt 6 GW nur moderat ausgebaut. Es gilt keine Begrenzung für die CO₂-Emissionen der Kraftwerke.
- Im „Transformationsszenario“ B 2030 liegt der Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten gegenüber dem Jahr 2015 bei 56 % (Windkraft an Land +42 %, Photovoltaik +69 %). Die Leistung von Kohlekraftwerken wird um 51 % reduziert. Der Strombedarf steigt leicht um 3 %; Treiber hierfür sind unter anderem eine höhere Anzahl an Wärmepumpen und Elektroautos. Flexibilitätsoptionen und Speicher werden mit insgesamt 10 GW verstärkt ausgebaut. Die CO₂-Emissionen der Kraftwerke werden auf 165 Mio. t CO₂ gedeckelt.
- Im „Innovationsszenario“ C 2030 erhöht sich die Leistung erneuerbarer Kraftwerke gegenüber dem Jahr 2015 um 72 % (Windkraft an Land +51 %, Photovoltaik +95 %). Die Leistung der Kohlekraftwerke wird um 60 % auf dann noch 20 GW reduziert. Der Strombedarf steigt um 8 %, auch hierfür liegt ein Grund in einer verstärkten Nutzung von Wärmepumpen und Elektroautos. Der Ausbau von Flexibilitätsoptionen und Speichern wird auf 14 GW erhöht. Wie in Szenario B gilt ein

Deckel für die CO₂-Emissionen der Kraftwerke von 165 Mio. t CO₂.

- Das Szenario mit Ausblick auf das Jahr 2035 schreibt das Transformationsszenario B fort. Die Leistung der erneuerbaren Kraftwerke und die der Kohlekraftwerke entsprechen dabei im Jahr 2035 etwa dem Stand, der im „Innovationsszenario“ C für das Jahr 2030 angenommen wird. Der Strombedarf bleibt gegenüber dem Stand von 2030 im Szenario B konstant. Dabei wird ein weiterer Zuwachs bei Wärmepumpen und Elektroautos durch Effizienzgewinne in anderen Anwendungen kompensiert. Die nutzbare Leistung von Flexibilitätsoptionen und Speichern liegt bei 12 GW. Die Obergrenze für die CO₂-Emissionen der Kraftwerke wird auf 137 Mio. t CO₂ abgesenkt.

Nach Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber entsprechen die hier festgelegten Beschränkungen für die CO₂-Emissionen in den Szenarien B 2030 und C 2030 etwa den CO₂-Minderungszielen des Klimaschutzplans 2050 für den Sektor der Energiewirtschaft.¹⁰ Ein vollständiger Kohleausstieg bis zum Jahr 2035 ist in den Szenarien nicht abgebildet.

Eine Darstellung der Ergebnisse der Regionalisierung von Stromnachfrage und Stromerzeugung im Zuge des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030 sowie der Details der Markt- und Netzmodellierung würde den Rahmen dieses Kapitels sprengen. Diese Informationen können auf der Website der Bundesnetzagentur eingesehen werden.¹¹

Auf Basis der vorgenommenen Modellberechnungen hatten die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030 insgesamt 165 Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen zur Realisierung beantragt. 80 dieser Maßnahmen waren bereits im Bundesbedarfsplan 2015 enthalten. Die Gesamtlänge der beantragten Leitungen beträgt 8.850 km, davon entfallen 5.750 km (65 %) auf Verstärkungen im bestehenden Drehstromnetz, 550 km (6 %) auf neu zu bauende Drehstromleitungen und 2.150 km (24 %) auf die drei geplanten HGÜ-Trassen. Weitere 400 km betreffen vorwiegend Netzverknüpfungen ins Ausland.¹²

Im Zuge der Konsultation des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans und des zugehörigen Umweltberichts gingen bei der Bundesnetzagentur

insgesamt 15.000 Stellungnahmen ein. Sofern die jeweiligen Verfasser dem zugestimmt haben, wurden ihre Stellungnahmen auf der Website der Bundesnetzagentur veröffentlicht.¹³ Mit 98 % stammte der Großteil der Stellungnahmen von Privatpersonen. Mehr als 10.000 Stellungnahmen und somit mehr als zwei Drittel der Gesamtzahl stammten allein aus der Region Coburg. Unter den von Institutionen verschickten Stellungnahmen stammten 58 % von Behörden und Verwaltungsorganen (z.B. von Kommunen), 20 % von Verbänden oder Vereinen, 9 % von Bürgerinitiativen und 8 % von Unternehmen. Die Regierung von Tschechien hat 13 Stellungnahmen von tschechischen Behörden übermittelt.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur bezogen sich die Stellungnahmen überwiegend auf die Frage, wie die Energiewende ausgestaltet werden sollte und auf den energiewirtschaftlichen Bedarf für die beantragten Vorhaben. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur betrifft ein Teil dieser Fragen politische Entscheidungen, die nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans sind. Ein anderer Teil ist bei der Entwicklung des Szenariorahmens zu berücksichtigen. Im Dokument zur Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030 stellt die Bundesnetzagentur für die einzelnen Netzprojekte dar, inwiefern die Stellungnahmen aus der Konsultation zu der Entscheidung der Behörde über deren Bestätigung beigetragen haben.

Im Ergebnis hat die Bundesnetzagentur von den 85 beantragten Projekten, die nicht bereits Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind, nur 16 Projekte bestätigt. Mit 2.350 km hielt fast die Hälfte der beantragten Trassenkilometer für Verstärkungen im Drehstromnetz der Überprüfung durch die Behörde nicht stand. Auch 150 km Neubaustrecke im Drehstromnetz wurden nicht bestätigt. Schwerpunkte der nicht bestätigten Maßnahmen finden sich im nördlichen Netzgebiet der Transnet BW und dem angrenzenden Netzgebiet von Amprion sowie im nördlichen Teil des Netzgebiets der TenneT. Bestätigt wurden dagegen die drei beantragten HGÜ-Korridore, 400 km Ausbau neuer Trassen im Drehstromnetz sowie 3.400 km Verstärkung im Drehstromnetz und weitere 400 km mit Umstellungen auf HGÜ-Technik bzw. Netzverbindungen ins Ausland. Ein Großteil dieser Maßnahmen ist bereits im Bundesbedarfsplan 2015 enthalten.

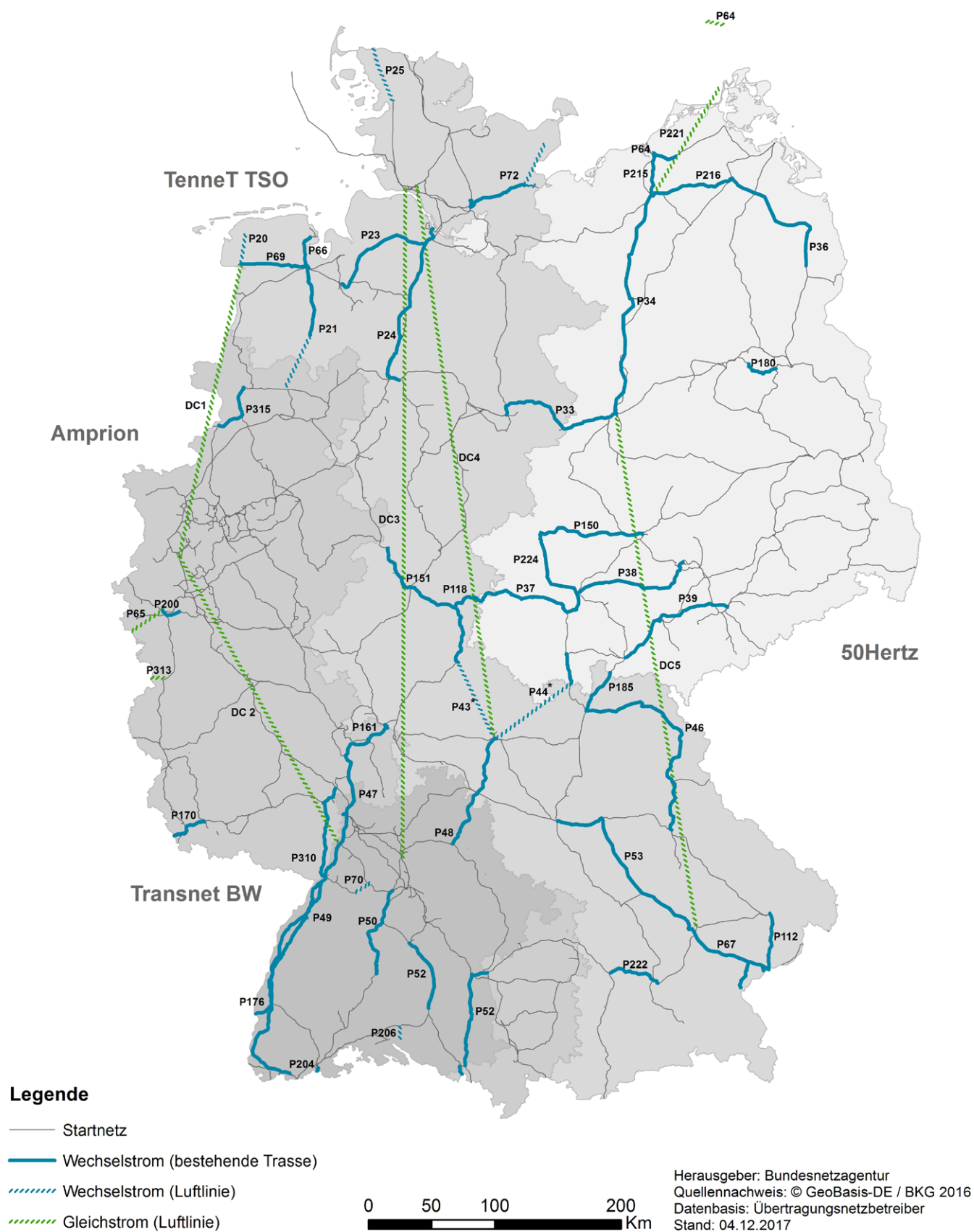
¹⁰ Vgl. hierzu Fußnote 5 auf Seite 10.

¹¹ https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2017/de.html

¹² Die Angaben in diesem und den folgenden Absätzen wurden der Bestätigung der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2017 - 2030 sowie der Zusammenfassung der Bundesnetzagentur zur Bedarfsermittlung 2017 - 2030 entnommen.

¹³ https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2017/archiv/de.html

Abbildung 2: Von der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan 2017 - 2030 bestätigte Maßnahmen



Quelle: Bundesnetzagentur: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2017 - 2030, S. 320

Im Juni 2018 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2019 – 2030 genehmigt. Dieser weist sowohl gegenüber dem eingangs beschriebenen Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2017 – 2030 wie auch gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen 2019 – 2030 wichtige Änderungen auf:

- Die Bundesnetzagentur geht auf der Grundlage des Koalitionsvertrags der Bundesregierung vom März 2018 von einer höheren Geschwindigkeit der Energiewende aus. So wird nun für alle Szenarien ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung auf 65 % des Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2030 angenommen.
- Parallel hierzu wird die Verstromung von Kohle schneller als bisher angenommen reduziert. Der Entwurf des Szenariorahmens 2019 ging gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen 2017 noch von einer nur um wenige Prozentpunkte verstärkten Reduktion der Leistung der Kohlekraftwerke aus. In der finalen Fassung für 2019 wird die Leistung dieser Kraftwerke nun gegenüber dem Szenariorahmen 2017 um 15 % (Szenario C) bis 31 % (Szenario A) verringert.
- Erstmals gilt auch für das Szenario A ein Klimaschutzziel für den Stromsektor. Entsprechend der Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 wurde für die Marktmodellierung festgelegt, dass die Emissionen im Jahr 2030 in allen drei Szenarien maximal 184 Mio. t CO₂ betragen dürfen. Das Emissionslimit der Szenarien B und C ist also nicht ambitionierter als das Limit des Szenarios A und keines der Szenarien geht über die Festlegungen des Klimaschutzplans 2050 hinaus. Zur Einhaltung der Emissionsobergrenze soll in der Modellierung erneut ein erhöhter inländischer CO₂-Preis angenommen werden.
- Das genehmigte Szenario A 2030 (Geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) setzt vorwiegend auf größere Einheiten der Stromerzeugung (Kohle und Windkraft offshore). Im Vergleich zum Szenario A aus dem Jahr 2017 erhöht sich die Leistung der erneuerbaren Energien um 41 GW und die Leistung der Kohlekraftwerke wird um etwa 10 GW auf dann noch 22,9 GW reduziert.
- Das genehmigte Szenario B 2030 (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen) weist im Vergleich zu Szenario A weniger zentrale Erzeugungsstrukturen und eine verstärkte Sektorkopplung auf (Bereitstellung von Strom für Verkehr und Wärme). Im Vergleich zum Szenario B aus dem Jahr 2017 wird die Leistung der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um 50 GW erhöht und die der Kohlekraftwerke um etwa 5 GW auf dann noch 19,1 GW verringert. Im weiteren Verlauf bis zum Jahr 2035 sieht das Szenario B abgesehen von einem fortgeführten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik nur moderate Veränderungen im Kraftwerkspark vor. Die CO₂-Emissionsobergrenze wird jedoch deutlich auf 127 Mio. t abgesenkt.
- Im genehmigten Szenario C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen) werden die innovativen Technologien und Stromanwendungen noch deutlich ausgebaut. So wird für 2030 von 10 Mio. Elektrofahrzeugen, 10 GW an PV-Batteriespeichersystemen und einer auf 3 GW erhöhten Leistung von Power-to-Gas-Anlagen ausgegangen. Im Vergleich zum Szenario C aus dem Jahr 2017 erhöht sich die Leistung der erneuerbaren Energien um 52 GW, die der Kohlekraftwerke reduziert sich um 3 GW auf dann noch 17,1 GW.
- Zusätzlich wurde ein neues „Zwischenszenario“ B 2025 definiert, das zur Überprüfung der von den Netzbetreibern beantragten kurzfristigen Netzmaßnahmen dient. Bis zum Jahr 2025 wird von etwa einer Halbierung der Leistung von Kohlekraftwerken gegenüber dem aktuellen Stand ausgegangen.

Mit dem neuen Szenariorahmen richtet die Bundesnetzagentur somit die Netzplanung auf Szenarien aus, die den Klimaschutz im Rahmen der Beschlusslage der Bundesregierung stärker berücksichtigen. Zugleich greift sie absehbare Entwicklungen einer verstärkten Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme und Elemente einer dezentralen Stromerzeugung auf. Damit reagiert sie auf einige der zentralen Kritikpunkte, die im Rahmen der Konsultationen geäußert wurden.

1.3. Gesellschaftliche Diskussion zum Umbau der Stromnetze

Der Aus- und Umbau der Stromnetze im Zuge der Energiewende ist gesellschaftlich umstritten. Ähnlich wie beim ebenfalls kontroversen Diskurs zum Ausbau der Windkraft verknüpfen sich hier konkrete Auseinandersetzungen zu Umweltverträglichkeit und Gesundheitsrisiken einer Technologie (hier: Stromleitungen in Drehstrom- oder Gleichstromtechnik) mit grundsätzlichen Debatten um die Ausgestaltung der Energiewende. Sowohl bei der Windkraft als auch bei den geplanten Trassen des Übertragungsnetzes wird für die betroffene Bevölkerung vor Ort deutlich, dass das Umsteuern auf erneuerbare Energien im Zuge der Energiewende zu einer stärkeren Inanspruchnahme von Flächen durch Energie-Infrastrukturen führt.

Im bisherigen fossil-nuklearen Energiesystems waren Umweltbelastungen großteils auf relativ eng begrenzte Gebiete konzentriert, wie die Standorte von Großkraftwerken oder Braunkohle-Tagebaue, oder nicht offensichtlich wahrnehmbar, wie z.B. die Emissionen von Treibhausgasen oder die Risiken der Kernenergie. Nun geht es darum, die erneuerbaren Energien (v.a. Windkraft) auf größeren Flächen zu nutzen und die über Jahrzehnte nicht wesentlich veränderte Infrastruktur der Übertragungsnetze an die Anforderungen des künftigen Energiesystems anzupassen.

Bei der Debatte um die Notwendigkeit neuer Stromtrassen steht die Frage im Mittelpunkt, wie die Energiewende konkret realisiert werden soll und welche Alternativen es zum Ausbau neuer Leitungen gibt. Dabei sind in der Regel folgende Aspekte von Bedeutung:

- Das **Ambitionsniveau bei der Reduktion klimaschädlicher Treibhausgase** ist eine grundsätzliche Rahmensetzung, von der viele weitere Aspekte der Energiewende abhängig sind. Nach der Beschlusslage der Bundesregierung sollen die Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 um 80 % bis 95 % reduziert werden. Bei dem Zwischenziel einer Reduktion um 40 % bis zum Jahr 2020 droht aktuell eine klare Verfehlung; es wäre nur mit mutigen, kurzfristig wirksamen Maßnahmen wie einer deutlichen Reduktion der Verstromung von Kohle noch erreichbar. Die Geschwindigkeit des Kohleausstiegs hat auch Auswirkungen auf den erforderlichen Netzausbau. Mit dem Klimaschutzplan 2050 hat die Bundesregierung das geltende bundesweite Re-

duktionsziel von 55 % für das Jahr 2030 erstmals auf die einzelnen Sektoren der Emittenten aufgeteilt. Durch die Ratifikation des Klimaabkommens von Paris hat sich Deutschland zugleich sehr ambitionierten globalen Klimaschutzziele angeschlossen. Aus diesen Zielen lässt sich eine strikte Begrenzung des für Deutschland verbleibenden Budgets an Treibhausgas-Emissionen ableiten, für dessen Einhaltung eine Reduktion um 80 % bis 2050 nicht ausreichend wäre. Inwieweit entsprechend ambitionierte Ziele der Treibhausgas-Minderung in dem von der aktuellen Bundesregierung geplante Klimaschutzgesetz verankert werden sollen, ist derzeit offen.

- Ebenfalls von zentraler Bedeutung ist der **Umfang der Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung**, der sich nicht zuletzt aus den Klimazielen ergibt. Seit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 konnten insbesondere Windkraft und Photovoltaik ihre Anteile an der Stromerzeugung erheblich steigern, der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2017 auf über 36 %.¹⁴ Die Bundesregierung plant, dieses Wachstum fortzusetzen und hat in ihrem Koalitionsvertrag vorgesehen, diesen Anteil bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu steigern. Dieses Ziel steht jedoch unter dem Vorbehalt eines erfolgreichen Netzausbaus. Auch der Bruttostromverbrauch kann sich unterschiedlich entwickeln: Zum einen reduzieren effizientere Technologien die Nachfrage nach Strom, zum anderen werden aber teilweise immer mehr Dienstleistungen nachgefragt. Das gilt auch für die Sektorkopplung, in deren Rahmen erhebliche Mengen an Strom für die CO₂-Reduktion in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrieprozesse eingesetzt werden sollen.
- In der energiepolitischen Diskussion spielt weiterhin eine **verstärkt dezentrale Ausgestaltung der Energiewende** eine große Rolle. Dabei steht die Erwartung im Mittelpunkt, dass eine dezentrale Energiewende es erlauben würde, auf einen Teil des heute geplanten Ausbaus der Übertragungsnetze zu verzichten. Die Bedeutung des Begriffs „dezentral“ ist jedoch komplex und nicht einheitlich definiert. Die meisten Akteure verbinden hiermit, dass neue Anlagen zur Stromerzeugung (z.B. aus erneuerbaren Energien) geographisch möglichst in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte

¹⁴ Umweltbundesamt / Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): *Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2017*, März 2018.

errichtet werden sollen, ggf. in Kombination mit regionalen Speichern. Für die Auslastung der Netze ist weiterhin relevant, ob auch der Betrieb der Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen regional optimiert werden soll. Da sich der Anlageneinsatz üblicherweise nach dem Großhandelspreis für Strom richtet, würde dies eine regionale Differenzierung dieses Preises erfordern. Weitere mögliche Aspekte der Dezentralität sind die Netzebene, auf der Anlagen angeschlossen sind und einspeisen bzw. Strom entnehmen können, sowie die Eigentümerschaft und damit die wirtschaftliche Kontrolle über die einzelnen Anlagen. Mit einer umfangreichen Beteiligung lokaler Akteure an den Erzeugungsanlagen und Speichern wird die Erwartung verbunden, dass die Akzeptanz für den Bau der Anlagen erhöht wird und zugleich die lokalen Interessen bei Gestaltung und Be-

trieb der Anlagen besser berücksichtigt werden. Eine dezentrale Ausgestaltung der Energiewende kann auch bedeuten, weniger auf eine europäische Integration der Strommärkte zu setzen, für die auch ein Ausbau der Netze benötigt wird.

Im Zuge der kontroversen Diskussion um den Netzbau wurde im Vorfeld des Bundesbedarfsplangesetzes 2015 eine politische Entscheidung getroffen, dass ein Großteil der Strecke der geplanten drei HGÜ-Leitungen als **Erdkabel** ausgeführt werden soll. Hiermit sollen u.a. die optischen Auswirkungen neuer Freileitungen vermieden und somit die Akzeptabilität der Projekte in den betroffenen Regionen erhöht werden. Auch für einige neue Drehstromleitungen wurde eine Ausführung als Pilotprojekte zur Erdverkabelung festgelegt.

1.4. Simulationsrechnungen zum Netzausbaubedarf

Im Rahmen der Entwicklung des Netzentwicklungsplans werden von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur verschiedene Computermodelle eingesetzt. Diese dienen der regionalen Verteilung des Strombedarfs und des Zubaus an erneuerbaren Kraftwerken, der Berechnung des wirtschaftlich optimalen Kraftwerkeinsatzes und den Lastflussrechnungen für das Übertragungsnetz.

Im Zuge des Projektes „Transparenz Stromnetze“ war eine derart umfassende Modellierung nicht möglich. Ein Grund hierfür ist, dass detaillierte Daten zu den einzelnen Elementen des Übertragungsnetzes nur den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur zur Verfügung stehen. Im Rahmen des Projektes konnten ausschließlich öffentlich verfügbare Daten sowie die von der Bundesnetzagentur im Rahmen von § 12f Abs. 2 EnWG bereitgestellten Informationen verwendet werden.

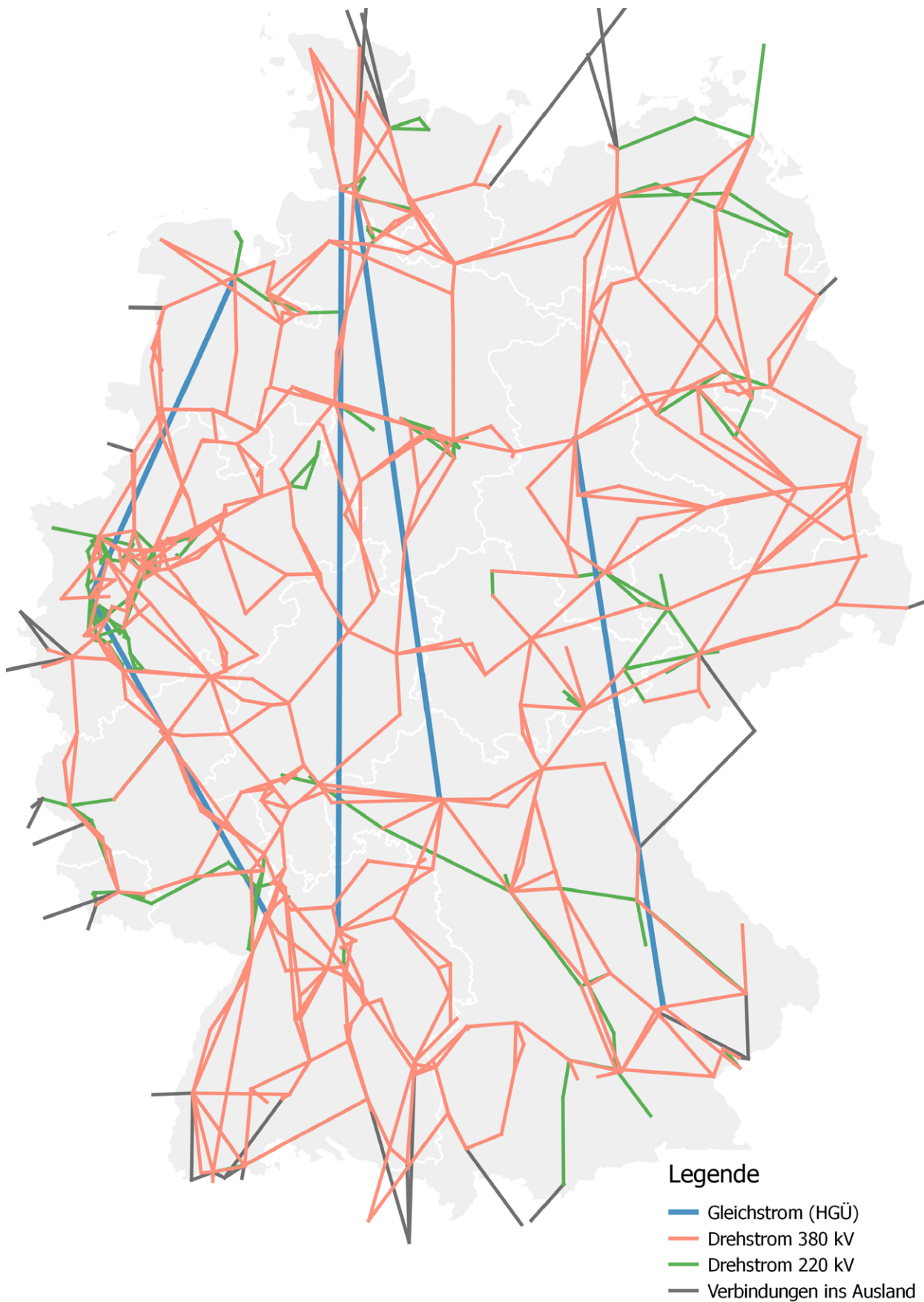
Für die Analyse von Szenarien und den hieraus resultierenden Belastungen des Übertragungsnetzes wurde das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts umfassend erweitert. Das so entstandene fortgeschrittene Modell PowerFlex-Grid EU ermittelt den Einsatz von thermischen Kraftwerken, Strom einspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerken und flexiblen Stromverbrauchern so, dass die kurzfristigen variablen Kosten der genutzten Anlagen minimiert werden. Als Nebenbedingung der Modellierung wird u.a. festgelegt, dass die Nachfrage nach Strom und Wärme gedeckt werden muss. Nach Bedarf kann zudem als Nebenbedingung vorgegeben werden, dass die Leistungsrestriktionen der Leitungen des Übertragungsnetzes

eingehalten werden müssen. In diesem Fall wird durch Redispatch-Maßnahmen (vgl. Glossar) vom optimalen Strommarktergebnis abgewichen. Der Betrachtungshorizont ist auf ein Jahr in stündlicher Auflösung festgelegt.

Das deutsche Stromnetz wird auf Höchstspannungsebene (380/220 kV) mit allen Umspannwerken und mit Hilfe des „DC-Ansatzes“ abgebildet, so dass die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des Leistungsflusses im Netz weitestgehend Berücksichtigung finden. Ebenfalls abgebildet werden die geplanten HGÜ-Leitungen, auf denen sich der Leistungsfluss steuern lässt. Die aus methodischen Gründen erforderlichen Vereinfachungen und Linearisierungen der Netzmodellierung gehen zu Ungunsten der Abbildung von Leitungsverlusten und des Bedarfs zum Transport von Blindleistung und führen dazu, dass die Netzbelastung durch das Modell tendenziell unterschätzt wird. Dies ist bei der Interpretation der Modellergebnisse zu berücksichtigen. Im Rahmen der Optimierungsläufe kann zudem die Anforderung der (n-1)-Sicherheit des Stromnetzes nicht unmittelbar berücksichtigt werden. Als eine angemessene Näherung für den Einbezug dieser Aspekte wird ein Sicherheitsabschlag von 30 % auf die maximal nutzbare Kapazität der Drehstrom-Leitungen angewendet.

Deutschland wird im Rahmen des Modells als Teil des europäischen Netzverbunds dargestellt. Die anderen Länder des Verbunds werden jeweils aggregiert als ein Knoten mit brennstoff- und baujahrspezifischen Kraftwerksklassen abgebildet. Der Leistungsaustausch zwischen den Ländern ist durch

Abbildung 3: Struktur des inländischen Übertragungsnetzes im Modell PowerFlex-Grid EU



Quelle: Darstellung des Öko-Instituts, Kartengrundlage © GeoBasis-DE / BKG 2017

die in der Realität festgelegte maximale Handelskapazität (Net Transfer Capacity) beschränkt.

Als Hauptindikatoren gibt das Modell basierend auf dem stundenscharfen Anlageneinsatz den resultierenden Brennstoffmix, die CO_2 -Emissionen, die Nettoimporte bzw. -exporte von Strom, die EE-Abregelung und den resultierenden Großhandelspreis für Strom aus. Aus den Modellergebnissen können unter anderem die gesamten variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt werden. Da das Modell keine Investitionen in alternative Optionen vornimmt, müssen Aussagen über Investitionskosten bei Bedarf durch separate Abschätzungen ermittelt werden.

In der Standardversion des Modells wird für einen Modelllauf ein bestimmtes Übertragungsnetz vorgegeben, z.B. des Zielnetzes eines Netzentwicklungsplans, die Leistungsbeschränkungen der Leitungen werden jedoch nicht berücksichtigt. Im Nachgang zur Modellierung kann die Auslastung bzw. Überlastung der einzelnen Elemente dieses Netzes analysiert werden. Hieraus können Schlussfolgerungen über die Erforderlichkeit einzelner Leitungen abgeleitet werden. In einer weiteren Modellversion können die Netzrestriktionen in der Strommarktmodellierung unmittelbar berücksichtigt werden, so dass innerhalb des Modells der Anlageneinsatz mit Redispatch ermittelt wird. Aufgrund der im Rahmen des hier verwendeten DC-Modells vorgenommenen Linearisierungen sind diese Ergebnisse indikativ zu

verstehen: Erscheint aufgrund der Ergebnisse des Modells eine Leitung als verzichtbar, so ist dies als Hinweis zu interpretieren, dass die Notwendigkeit dieser Leitung genauer untersucht werden sollte. Umgekehrt gilt dementsprechend, dass das Modell keinen vollumfänglichen Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit einer Leitung geben kann.

Im Laufe des Projekts wurde weiterhin ein zusätzlicher Baustein für das Modell entwickelt, mit dessen Hilfe für ein bestimmtes Strommarkt-Szenario iterativ ein geeignetes Zielnetz entwickelt werden kann. Das Modul ist konzeptionell an die Methoden angelehnt, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber den Bedarf zum Netzausbau bestimmen und die Bundesnetzagentur diesen überprüft. Dem Modell werden ein Startnetz und ein Pool möglicher Netzausbaumaßnahmen vorgegeben (z.B. die im Netzentwicklungsplan bestätigten Projekte). Das Modell identifiziert der Reihe nach die jeweils wirksamste Maßnahme, um die Summe der Netzüberlastungen zu verringern. In einem schrittweisen Verfahren wird das geplante Netz somit um jeweils eine Ausbaumaßnahme erweitert. Die Iteration wird beendet, wenn die aufsummierte Netzüberlastung auf ein akzeptables Maß reduziert werden konnte. Auch bei diesem Verfahren sind die Ergebnisse indikativ zu verstehen: Aus einem Vergleich der Zielnetze für verschiedene Strommarkt-Szenarien kann grob auf den Unterschied dieser beiden Szenarien im Hinblick auf den Netzausbaubedarf geschlossen werden.



2. Optionen für die Zukunft der Energiewende – die im Projekt untersuchten Szenarien

Wie im vorstehenden Kapitel dargestellt, basiert die Netzplanung auf dem jeweils aktuellen Szenario-rahmen des Netzentwicklungsplans. Ein zentraler Kritikpunkt am Szenario-rahmen ist, dass die Bandbreite der die Szenarien prägenden Parameter zu eng gefasst sei. Bemängelt wird auch, dass für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs zwar verschiedene Szenarien zugrunde gelegt, aber dennoch nicht alle Optionen berücksichtigt werden, durch die der Netzausbau möglicherweise reduziert werden kann. Dies sind zum Beispiel netzdienlich eingesetzte Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastmanagement, ein dezentraler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch oder ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung. Die Bandbreite alternativer Optionen, deren Berücksichtigung eine wichtige Voraussetzung für Akzeptanz ist, werde demnach im Netzentwicklungsplan zu wenig in den Blick genommen.

Im Rahmen des Projektes wurde eine Gruppe von Stakeholdern gebildet, die über einen Zeitraum von drei Jahren hinweg verschiedene Szenarien definiert hat, die vom Projektteam des Öko-Instituts mit Hilfe des Modells PowerFlex Grid EU modelliert und ausgewertet und abschließend gemeinsam mit den Stakeholdern interpretiert wurden. Zu dieser Gruppe gehörten Vertreter der folgenden Organisationen:

- Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland – BUND e.V.
- BUND Naturschutz in Bayern e.V.
- Bürgerinitiativen Pro Erdkabel NRW
- Bürgerinitiative Südkreis gegen Megamasten – Lamspringe / Landwehr / Bodenbug wehren sich
- Deutsche Umwelthilfe e.V.
- FORUM Gemeinsam gegen das Zwischenlager und für eine verantwortbare Energiepolitik e.V.
- Germanwatch e.V.
- NABU – Naturschutzbund Deutschland e.V.
- Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. – vzbv
- WWF Deutschland

Methodisch wurde bei dieser Methode der „partizipativen Modellierung“ jeweils so vorgegangen, dass das Modell zunächst auf das jeweilige Szenario B des aktuellen Netzentwicklungsplans als Referenzszenario kalibriert und dann im zweiten Schritt das neu definierte Szenario mit diesem Referenzszenario verglichen wurde. Kernfrage war also immer, wie sich das neu definierte Szenario im Vergleich zum Referenzszenario auf den Strommarkt und den Netzausbaubedarf auswirkt. Die Analyse beschränkte sich auf die Ebene der Übertragungsnetze. Die Anforderungen der Szenarien an die Verteilnetze konnten in diesem Projekt nicht untersucht werden.

Ein wichtiger Kritikpunkt an den Szenarien des Netzentwicklungsplans war z.B. regelmäßig die weiterhin hohe Bedeutung fossiler Kraftwerke, die der Netzplanung zugrunde gelegt wurde, und die daraus folgenden hohen Treibhausgas-Emissionen. Der Szenario-rahmen 2017 - 2030 hat erstmals Vorgaben zu den maximalen Treibhausgas-Emissionen der Kraftwerke einbezogen und somit eine Verbindung zu den Klimaschutzzielen der Bundesregierung hergestellt.¹⁵ Gerade das Thema Kohleausstieg spielt auch bei den im Projekt „Transparenz Stromnetze“ von den Stakeholdern definierten Szenarien eine zentrale Rolle. Für ein transparentes Verfahren erscheint es unabdingbar, die Auswirkungen ernsthaft diskutierter neuer energiepolitischer Zielstellungen auf den Bedarf zum Ausbau der Netze zu untersuchen.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über alle Szenarien, die im Projekt betrachtet wurden. In den nachfolgenden Kapiteln stellen wir fünf ausgewählte Szenarien vor.

¹⁵ Ähnliche Begrenzungen waren bereits im Szenario-rahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 enthalten. Der Prozess zur Erstellung dieses Plans wurde jedoch aufgrund der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2016 abgebrochen, so dass dieser Szenario-rahmen nicht zur Anwendung gelangte.

Tabelle 1: Szenarien im Projekt Transparenz Stromnetze

Szenario	Charakterisierung
Referenzszenario 2024/2034, 2025 bzw. 2030	Entspricht Szenarien B 2024, B 2034, B2 2025 sowie B 2030 des Netzentwicklungsplans
Netzszenerien 2024 und 2034 Verzicht auf die HGÜ-Leitung „Südostlink“	Verzicht auf HGÜ-Korridor D (Stand 2015) Wolmirstedt – Gundremmingen
Netzszenerien 2024 und 2034 Verzicht auf HGÜ-Korridor D (Stand 2015) Wolmirstedt – Gundremmingen	Verzicht auf HGÜ-Korridor A Emden – Osterath – Philippsburg
NetzszENARIO 2024 „Konverter Mecklar“	Anbindung des Knotens Mecklar an den HGÜ-Korridor C, Verzicht auf Maßnahme P43
Strommarkt-Szenario 2024 „Rückgang Braunkohle“	Verringerung der Braunkohle-Leistung auf 6 GW (entsprechend Greenpeace-Szenario)
Strommarkt-Szenario 2024 „Lastnahe EE-Verteilung“	50% des Zubaus der erneuerbaren Energien werden lastnah (auf Ebene der Bundesländer) zugebaut
Strommarkt-Szenario 2024 „Zügiger Kohleausstieg“	Verringerung der Braun- und Steinkohle-Erzeugung (entsprechend Greenpeace-Szenario)
Strommarkt-Szenario „Dezentrale Energiewende“ Verschiedene Varianten, Zeithorizonte 2024, 2025 und 2030	Nachfragerückgang, Kohleausstieg, dezentrale Verteilung von erneuerbaren und Erdgas-Kraftwerken, vorrangig dezentraler Ausgleich von Angebot und Nachfrage
Strommarkt-Szenario 2025 „Geordneter Kohleausstieg“	Variation des CO ₂ -Instruments für das Szenario B2 2025 des Netzentwicklungsplans
Strommarkt-Szenario 2030 „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	Erneuerbare Energien decken 85 % des Strombedarfs, stark lastnahe Verteilung, vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung

2.1. Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung „Südostlink““

Das Szenario untersucht, welche Effekte sich im Strommarkt und im Netz ergeben, wenn auf den HGÜ-Korridor „Südostlink“ (auch als „Korridor D“ bezeichnet) verzichtet wird, bei sonst unveränderten Annahmen. Die Modellierung basiert auf den An-

nahmen des von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplans Strom 2024 vom September 2015. Der zeitliche Horizont der Modellierung reicht wie beim Szenario B des Netzentwicklungsplans bis zum Jahr 2024 bzw. 2034.

Nach einer Kalibrierung des Modells auf die Szenarien B 2024 bzw. B 2034 des Netzentwicklungsplans wurde der HGÜ-Korridor Südostlink aus dem Netz entfernt. Darüber hinaus wurden keine Veränderungen an den Datensätzen vorgenommen.

Gegenüber dem Jahr 2024 ist das Referenzszenario 2034 in Deutschland durch einen Zuwachs der Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) um knapp 60 % und einen Rückgang der verfügbaren Erzeugungskapazität von Kohlekraftwerken um mehr als ein Viertel auf knapp 30 GW geprägt. Die installierte Leistung von Erdgaskraftwerken steigt dagegen um ein Drittel auf 38 GW an.

Ergebnisse der Modellierung

Die wichtigsten Ergebnisse des Vergleichs des Szenarios „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“ mit dem im Modell abgebildeten Szenario B des Netzentwicklungsplans (Referenzszenario) für die Jahre 2024 und 2034 sind in Tabelle 2 dargestellt. Die

längerfristigen Wirkungen des Korridors D bzw. des Verzichts auf diesen Korridor zeigt insbesondere die Modellierung für das Jahr 2034. Das Szenario wurde sowohl ohne als auch mit Redispatch berechnet. Die in Tabelle 2 dargestellten Daten beruhen auf der Annahme, dass Redispatch zulässig ist.

Tabelle 2: Ergebnisse der Modellierung der Szenarien „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“

	2024	2034
Der Rückgang der inländischen Stromerzeugung betrifft vor allem Braunkohle (in 2034 trotz reduzierter Kraftwerksleistung) Steinkohle Erneuerbare Energien	-2,3 TWh -1,5 TWh -0,3 TWh	-2,6 TWh -0,6 TWh ca. -2 TWh
Transport zwischen Nord- und Süddeutschland ¹⁶ auf dem HGÜ-Korridor D im Referenzszenario	12,7 TWh	14 TWh
Zwischen Nord- und Süddeutschland übertragenen Strommengen ohne Korridor D (als Summe der übertragenen Strommenge im Drehstromnetz und den verbleibenden beiden HGÜ-Trassen)	-7,4 TWh (-10 %)	-9,3 TWh (-13 %)
Anteil der Transportaufgabe des Korridors D aus dem Referenzszenario, den das Drehstromnetz und die verbleibenden beiden HGÜ-Trassen A und C unter den Annahmen des Modells übernehmen können	ca. 40 %	ca. 34 %

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Durch die geringere Übertragungskapazität zwischen Nord- und Süddeutschland kommt es zu einer stärkeren Inanspruchnahme der Nachbarländer. Insbesondere steigen die Importe von Strom aus Österreich und den dahinter in zweiter Reihe liegenden Ländern nach Süddeutschland deutlich an.

Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Modellanalyse können wie folgt interpretiert werden:

Ein Verzicht auf den HGÜ-Korridor D erhöht die Überlastung auf den verbleibenden Leitungen. Insofern trägt der Bau des Korridors D zum Erhalt eines einheitlichen Strommarkts in Deutschland bei. Wird Redispatch als Option zugelassen, so sind die durch einen Verzicht auf Korridor D in der mittleren und längeren Frist resultierenden Effekte auf den Strommarkt dennoch überschaubar: Der Verzicht auf Korri-

dor D wird durch inländischen Redispatch, eine Veränderung des europäischen Stromaustausches und eine stärkere Beanspruchung des verbleibenden Drehstrom- und HGÜ-Netzes in Nord-Süd-Richtung kompensiert. An die Stelle eines Teils der deutschen Stromexporte treten andere europäische Erzeuger, insbesondere erhöht sich der Import aus Österreich. In Bayern kommt es durch den Redispatch zu einer erhöhten Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, welcher an die Stelle von Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken und erneuerbaren Energien tritt.

In diesem Szenario wurde im Modell ein europaweiter Redispatch zugelassen, den es so in der Praxis bislang nicht gibt. Dadurch konnte sich im Modell der Kraftwerkseinsatz in den Nachbarländern an die neue Netzsituation in Deutschland anpassen. Würde man dagegen einen Redispatch nur in Deutschland zulassen, so würde sich der innerdeutsche Redispatch erhöhen.

16 In dieser Auswertung setzt sich Süddeutschland aus Bayern und Baden-Württemberg zusammen, alle anderen Bundesländer wurden als Region „Norddeutschland“ zusammengefasst.

Im Jahr 2024 hat Korridor D einen noch kaum spürbaren Nutzen für die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Jahr 2034 ist dieser Nutzen dagegen deutlich größer. Hierbei spielt auch die bis dann geplante zweite Ausbaustufe des Korridors eine Rolle. Im Jahr 2034 vermeidet der Korridor D im In- und Ausland eine Abregelung Erneuerbarer in Höhe von ca. 2,6 TWh. Dies entspricht allerdings nur etwa 15 % der insgesamt durch den südlichen Teil von Korridor D übertragenen Strommenge.

Die zusätzliche Belastung im Drehstromnetz bei einem Verzicht auf Korridor D erscheint im Hinblick auf die Auslastung mit dem Transport von Wirkleistung grundsätzlich vertretbar. Inwieweit hierdurch die Stabilität des verbleibenden Netzes wesentlich beeinträchtigt wird, kann durch die hier vorgenommenen Modellrechnungen jedoch nicht beurteilt werden.

Die Effekte des Korridors D auf die Stromerzeugung aus Braunkohle liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Effekte auf die Abregelung erneuerbarer Energien: Bei einem Verzicht auf Korridor D würde die Erzeugung aus Braunkohle in Ostdeutsch-

land im Jahr 2024 um 3 % (2,2 TWh) und im Jahr 2034 um 6 % (2,5 TWh) gegenüber dem Referenzszenario des Netzentwicklungsplans sinken. Der dämpfende Effekt auf die Verstromung von Braunkohle entspricht in beiden betrachteten Jahren ebenfalls nur ca. 15 % der insgesamt über Korridor D zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern übertragenen Strommenge. Es ist daher nicht angemessen, Korridor D als „Braunkohleleitung“ zu bezeichnen.

Falls bei einem Verzicht auf den Korridor D die gesamte Stromerzeugung in Deutschland und insbesondere die Erzeugung aus erneuerbaren Energien konstant gehalten werden sollen, so müsste die installierte Leistung der Windkraft vor allem in Bayern stärker ausgebaut werden als im Netzentwicklungsplan 2024 angenommen. Dies steht allerdings im Widerspruch zu der restriktiven Genehmigungspraxis für Windkraft in diesem Bundesland. Zudem müssten im Süden zusätzliche Speicher errichtet und/oder andere zusätzliche Flexibilitätsoptionen verfügbar gemacht werden. Ein Verzicht auf Korridor D würde insofern andere, zusätzliche Investitionen nach sich ziehen, die ihrerseits gesellschaftliche Konflikte auslösen können.



2.2. Szenario „Zügiger Kohleausstieg“

In diesem Szenario werden die Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle erheblich reduziert. Mit der Definition dieses Szenarios soll eine Strategie abgebildet werden, die durch Reduzierung der Kohleverstromung weitgehende Klimaschutzziele erreichen möchte. Dies ist im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2024 deshalb bedeutend, weil die Vorgaben des Szenariorahmens für diesen Netzentwicklungsplan nicht mit den Klimaschutzzielen der Bundesregierung kompatibel

waren. Als Ersatz für die wegfallende Stromerzeugungskapazität aus Kohle wurde ein verstärkter Zubau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie aus Erdgas vorgesehen. Mit diesem Szenario soll also untersucht werden, ob das gemäß Netzentwicklungsplan geplante Stromnetz auch dazu geeignet ist, eine stärker an Klimaschutzzielen orientierte Entwicklung des Stromsektors in Deutschlands zu unterstützen.

Folgende Veränderungen wurden gegenüber dem Szenario B des Netzentwicklungsplans 2024 (Referenzszenario) vorgenommen:

- Reduktion der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken von derzeit ca. 15 GW bis zum Jahr 2024 auf 6 GW
- Reduktion der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken von 26 GW auf 14 GW
- Erhöhung der EE-Einspeisung gemäß den Zielen der Bundesländer (Szenario C 2024 des Netzentwicklungsplans) als Ausgleich für die wegfallende Erzeugung aus Kohle
- Zubau von 18 GW an Gaskraftwerken, so dass im Ergebnis die gesicherte Leistung des neuen Kraftwerksparks nach einem vereinfachten Verfahren derjenigen des Referenzszenarios entspricht
- Höhere Flexibilität durch Demand Side Management (DSM, vgl. Glossar)

Ergebnisse der Modellierung

Im Vergleich zum Referenzszenario B 2024 des Netzentwicklungsplans sind aus der Modellierung folgende relevanten Veränderungen im Jahr 2024 hervorzuheben:

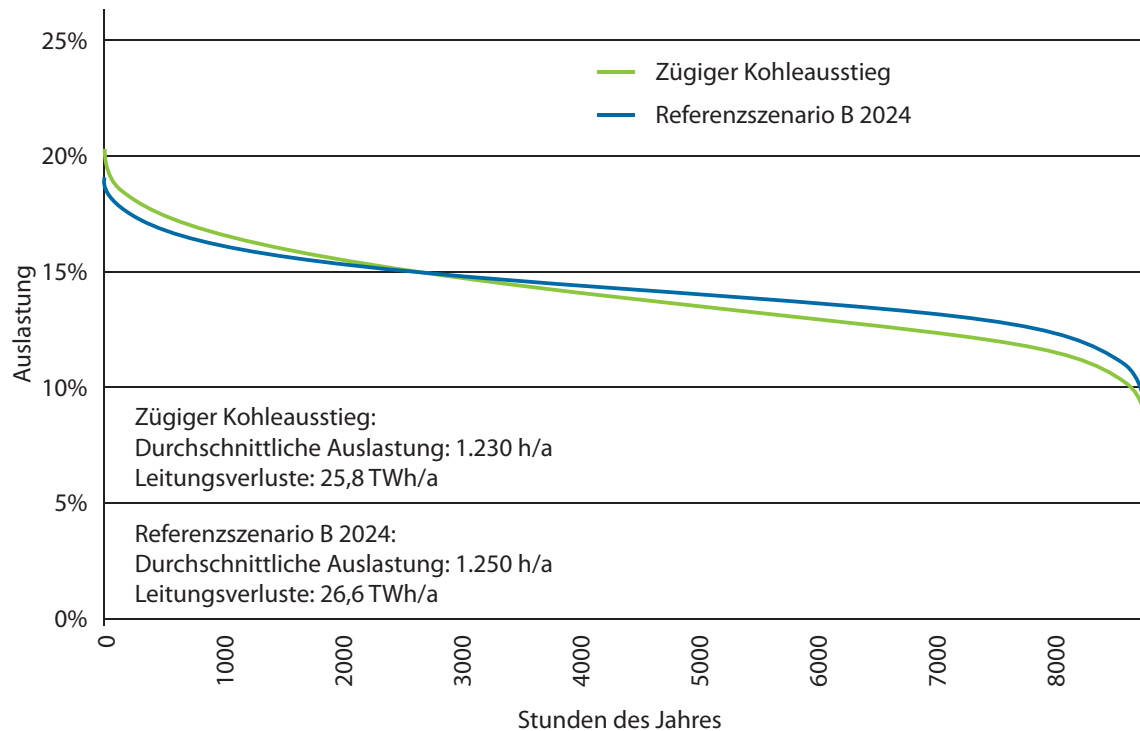
Durch die veränderten Erzeugungskapazitäten kommt es zu deutlichen Verschiebungen der Stromerzeugung innerhalb Deutschlands. Die Effekte im europäischen Ausland sind mit einem Rückgang der Erzeugung um 3,5 TWh überschaubar. In Deutschland stehen dem Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle um 56,3 TWh und aus Steinkohle um 45,2 TWh eine zusätzliche Stromerzeugung aus inländischen EE von 58,2 TWh sowie aus Erdgas von 48,7 TWh gegenüber. Insgesamt erhöht sich somit die Stromerzeugung in Deutschland geringfügig. Allerdings hätten die zusätzlichen EE-Kapazitäten ohne Netzengpässe eine zusätzliche Erzeugung von ca. 76 TWh liefern können. Hiervon mussten knapp 18 TWh abgeregelt werden.¹⁷

Da der Kohleausstieg im Wesentlichen die nördlichen Bundesländer betrifft, führt dieses Szenario zu einem Rückgang der von Nord- nach Süddeutschland übertragenen Strommengen um etwa ein Drittel. Der Stromtransport auf den HGÜ-Leitungen in Richtung Süden reduziert sich um etwa 50 %.

Die durchschnittliche Auslastung aller Leitungen im Übertragungsnetz sinkt um ca. 10 %: Dabei ist die Belastung des Netzes im Referenzszenario aufgrund der höheren, dauerhaft ausgelasteten Kohlekapazitäten gleichmäßiger als im hier untersuchten Szenario mit Kohleausstieg, in dem u.a. die fluktuierenden erneuerbaren Energien deutlich stärker ausgebaut werden. Gleichzeitig wird das Netz in der Spitze zu Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung stärker belastet (siehe Abbildung 4).

¹⁷ Um einen Teil dieser Strommenge nutzbar zu machen wären ein anders strukturiertes Netz oder zusätzliche Speicherkapazitäten notwendig.

Abbildung 4: Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Zügiger Kohleausstieg“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Erläuterung zu Abbildung 4: Als Modellergebnis liegt für beide Szenarien die Auslastung für jede Leitung des Netzes für alle 8.760 Stunden des modellierten Jahres vor. Um einen Überblick über die Auswirkung der Szenarien auf die Auslastung des Netzes zu gewinnen eignet sich die hier dargestellte geordnete Jahresdauerlinie der durchschnittlichen Netzbelastung. Sie zeigt nicht die Auslastung einer Leitung, sondern die stündlichen Durchschnittswerte der Auslastung aller Leitungen. Für die Grafik wird für jedes dargestellte Szenario die Stunde mit der höchsten durchschnittlichen Auslastung ganz links aufgetragen und alle weiteren Stunden in der Reihenfolge absteigender durchschnittlicher Auslastung angeordnet.

Basierend auf den Ergebnissen der Modellierung kann einerseits die Erforderlichkeit einiger im Netzentwicklungsplan vorgesehener Maßnahmen hinterfragt werden, z.B. zwischen Sachsen bzw. Thüringen und Nordbayern, wo das Netz durch den Kohleausstieg entlastet wird. Andererseits kommt es im hier untersuchten Szenario im Drehstromnetz insbesondere im Nordosten Deutschlands zu einer deutlichen Erhöhung der Leitungsauslastungen. Es entstehen auf insgesamt 35 Leitungsabschnitten neue Leitungsengpässe.

Interpretation der Ergebnisse

Die relativ weitgehenden Änderungen des Szenarios „zügiger Kohleausstieg“ bei den Kapazitäten der Stromerzeugung in Deutschland führen zu erheblichen Veränderungen im Strommarkt. Durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken und den verstärk-

ten Zubau von erneuerbaren Energien und Gaskraftwerken (v.a. in Kraft-Wärme-Kopplung) werden die jährlichen CO₂-Emissionen des Stromsektors bis zum Jahr 2024 um über 80 Mio. t reduziert.

Das nach dem Netzentwicklungsplan geplante Stromnetz kann die Versorgung der Verbraucher im Jahr 2024 im Rahmen dieses Szenarios und unter den im verwendeten Modell gemachten Vereinfachungen noch sicherstellen, es kommt jedoch zu umfangreichen Redispatch-Maßnahmen. Dies und die hiermit korrespondierende nennenswerte Zahl zusätzlicher Netzeengpässe deuten darauf hin, dass das gemäß Netzentwicklungsplan 2024 geplante Netz nicht robust genug ist, um das Szenario „zügiger Kohleausstieg“ gut zu unterstützen.

Durch die Entwicklung eines für das Szenario „zügiger Kohleausstieg“ optimalen Netzes könnten die

Einsparung an CO₂-Emissionen und die Reduktion der variablen Stromerzeugungskosten noch deutlich erhöht werden. Das bedeutet nicht, dass dieses Szenario letztlich zu einem geringeren Netzausbau bedarf führt, es erfordert vielmehr möglicherweise einen anderen Netzausbau. Es ist deshalb zu begrü-

ßen, dass im Netzentwicklungsplan Grenzen für die CO₂-Emissionen der Kraftwerke inzwischen stärker berücksichtigt werden. Um auf einen beschleunigten Kohleausstieg vorbereitet zu sein, sollte ein derartiges Szenario im Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden.

2.3. Szenario „Dezentrale Energiewende 1 – Lastausgleich auf Ebene der Übertragungsnetzknuten“

Eine Kernidee dieses Szenarios ist eine dezentrale Deckung des Strombedarfs, d.h. ein Vorrang für dezentrale Erzeugung und Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Nachfrage. In der ersten Variante des Szenarios „Dezentrale Energiewende“ findet der Ausgleich zunächst jeweils an den Übertragungsnetzknuten statt. Passend dazu werden auch die Erzeugungsanlagen in Deutschland stärker dezentral verteilt, das heißt stärker in der Nähe der Lastzentren.

Dieses Szenario stellt die methodisch weitreichendste Abweichung vom Vorgehen im Netzentwicklungsplan dar. Das Vorgehen weicht vom sonst üblichen Redispatch oder von einer möglichen Unterteilung Deutschlands in verschiedene Preiszonen ab. Zwar führen auch Redispatch und Preiszonen zu einem dezentralen Ausgleich zwischen Erzeugung

und Verbrauch, wenn auch nicht unbedingt bezogen auf einen Übertragungsnetzknuten. Jedoch findet bei diesen Ansätzen nur dann ein Redispatch statt bzw. ergeben sich nur dann unterschiedliche Preise in den verschiedenen Preiszonen, wenn tatsächlich ein Netzengpass besteht. In der hier gewählten Methode werden Erzeugung und Verbrauch dagegen grundsätzlich soweit möglich zunächst dezentral ausgeglichen, d.h. auch dann, wenn ein zentraler Ausgleich über das Netz (insbesondere auch über das bestehende Netz) möglich wäre.

Inwieweit ein solches Konzept im Rahmen des bestehenden, liberalisierten Strommarktes zum Beispiel bezüglich des Marktdesigns umgesetzt werden kann, ist bisher weitgehend unklar und wurde im Rahmen des Projektes nicht untersucht.

In diesem Szenario findet der dezentrale Ausgleich in einem ersten Schritt der Modellierung so weit wie möglich an jedem Übertragungsnetzknuten statt. Die Stromnachfrage in der Region um jeden Knuten kann hierbei Schritt nur durch die dortige Einspeisung aus erneuerbaren Energien und durch lokale thermische Kraftwerke gedeckt werden. Erst im zweiten Schritt können dann Überschüsse oder Defizite, die sich an den einzelnen Knuten im ersten Schritt ergeben, deutschland- und EU-weit ausgeglichen werden, indem das Übertragungsnetz genutzt wird.

Als Netz innerhalb Deutschlands wird das Zielnetz des Netzentwicklungsplans 2024 hinterlegt. Die Übertragungskapazitäten ins Ausland werden gegenüber dem heutigen Stand nicht weiter ausgebaut.

Für den Strommarkt werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Reduktion der Stromnachfrage von 550 TWh/a auf 480 TWh/a (-13 %).
- Verstärkter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß dem Szenario C des Netzentwicklungsplans 2024. Die regionale Verteilung des Zubaus von Windkraft an Land und der Photovoltaik erfolgt zu 50 % lastnah (auf Ebene der Bundesländer) und zu 50 % entsprechend der Verteilung im Netzentwicklungsplan.
- Reduktion der Leistung von Braunkohle-Kraftwerken auf 6 GW und von Steinkohle-Anlagen auf 14 GW, Ersatz durch Erdgas-Kraftwerke. Das Ziel der Bundesregierung eines Anteils von 25 % der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung wird durch den Zubau von gasbetriebenen Blockheizkraftwerken erreicht.
- Erhöhung des CO₂-Preises im Emissionshandel von 29 EUR/t auf 40 EUR/t.
- Verstärkte Nutzung von Lastmanagement in der Industrie sowie in Gewerbe und Haushalten (maximale aggregierte flexible Leistung ca. 4,7 GW).

Ergebnisse der Modellierung

Die Modellierung zeigt, dass in diesem Szenario die variablen Kosten der Stromerzeugung ansteigen, innerhalb Deutschlands um 3,4 Mrd. € oder 18 % gegenüber dem Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans. Dabei überlagern sich mehrere Effekte und die variablen Kosten steigen, obwohl mehr Erneuerbare einspeisen und der Stromverbrauch zurückgeht. Das liegt an dem erhöhten CO₂-Preis sowie einer deutlichen Zunahme der Stromerzeugung aus Erdgas (+112 TWh) und Öl (+5 TWh). Vor allem Erdgas kompensiert den Rückgang der Kohle. Die CO₂-Emissionen in Deutschland sinken gegenüber dem Referenzszenario um ein gutes Drittel.

Es zeigt sich hier aber auch der Effekt, dass ein dezentraler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch

zu höheren variablen Kosten führt als ein Ausgleich in einem größeren Marktgebiet: Kraftwerke mit höheren variablen Kosten kommen zum Einsatz und Speicher werden auch zu Zeiten genutzt, in denen sie aus Gesamtsystemsicht nicht benötigt werden. Die Investitionskosten dieses Szenarios in Kraftwerke, Speicher und Netze konnten in diesem Projekt nicht bewertet werden.

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch an den einzelnen Übertragungsnetzknuten führt in dieser Variante des Dezentral-Szenarios im ersten Modellierungsschritt zu erheblichen Defiziten und Überschüssen an den einzelnen Knoten. Insbesondere die Erzeugung aus Wind-Offshore kann für die Lastdeckung innerhalb der regionalen Zellen praktisch nicht genutzt werden.

Tabelle 3: Summen der Erzeugungsdefizite und –überschüsse an allen Knoten des Netzes im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“

	Modellierungsschritt 1 (Netzknoten)	Modellierungsschritt 2 (Gesamtsystem)
Erzeugungsdefizite	211 TWh	0 TWh
Erzeugungsüberschüsse	171 TWh	38 TWh
davon EE-Überschüsse	149 TWh	38 TWh

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

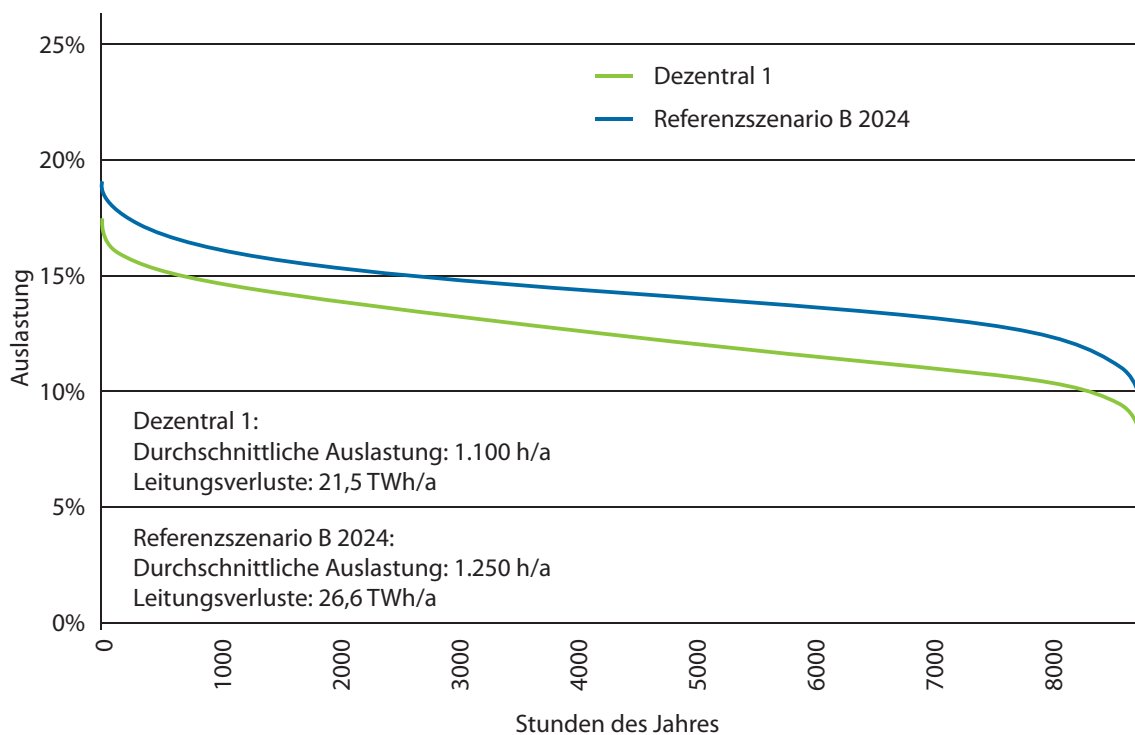
Gleichzeitig steigt der Export von Strom, da neben dem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien durch den Einsatz dezentraler Kraftwerke Kapazitäten bei kostengünstigen Großkraftwerken freierwerden, die somit in den europäischen Strommarkt exportieren können.

Wie Abbildung 5 zeigt, geht die durchschnittliche Auslastung der Leitungen im Übertragungsnetz in diesem Szenario um etwa 11 % zurück.¹⁸ Zudem nehmen die Leitungsverluste überproportional ab. Auch hier wirken mehrere Effekte, zum einen die dezentrale, lastnahe Verteilung der zugebauten erneuerbaren Energien, zum anderen die dezentrale Lastdeckung an den einzelnen Übertragungsnetzknuten. Trotz der regionalen Lastdeckung sinkt das Maximum der durchschnittlichen Auslastung nur leicht von 19 % auf 17 %. Dies deutet darauf hin, dass

sich die maximalen Auslastungen der einzelnen Leitungen nicht signifikant reduzieren – und diese sind ein wesentliches Kriterium für die Erforderlichkeit einer Leitung. Dies bestätigt auch eine detaillierte Analyse der Auslastung einzelner Leitungen: Nur bei zwei Ausbauvorhaben des Netzentwicklungsplans verringert sich die Auslastung gegenüber dem Referenzszenario im hier verwendeten Modell so, dass der Grenzwert von 20 % der maximal zulässigen Leistung in keiner Stunde des Jahres erreicht wird. Diese beiden Leitungen würden also das Erforderlichkeitskriterium der Bundesnetzagentur in diesem Szenario möglicherweise nicht mehr erfüllen.

¹⁸ Zum Verständnis dieser Darstellung vgl. die Erläuterung zu Abbildung 4 auf Seite 24.

Abbildung 5: Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt kommt es jedoch in diesem Szenario zu einer deutlichen Entlastung des Drehstromnetzes, vor allem zwischen Thüringen und Bayern. Den Netzentlastungen stehen aber auch zusätzliche Engpässe gegenüber, d.h. verschiedene Leitungen erreichen ihre maximale Belastungsgrenze und müssten ggf. ausgebaut werden.

Interpretation der Ergebnisse

Mit der hier beschriebenen dezentralen Energiewende wird ein oft diskutiertes Szenario konkretisiert und analysiert das bisher im Netzentwicklungsplan keine Rolle spielt.

Der Ausgleich innerhalb der Regionen um die einzelnen Knoten des Übertragungsnetzes führt dazu, dass spürbar weniger Strom über das Übertragungsnetz transportiert wird. Das Szenario verdeutlicht allerdings auch, dass ein Rückgang der transportierten Strommenge nicht gleichzusetzen ist mit einem Rückgang der Spitzenbelastungen im Netz. Entsprechend führt der verringerte Stromtransport

kaum dazu, dass neu geplante Leitungen das Kriterium der Erforderlichkeit nicht mehr erfüllen.¹⁹

Die Ergebnisse dieses Szenarios unterstützen die These, dass auch bei einer dezentralen Erzeugung des erneuerbaren Stroms ein Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig ist. Wenn sich Regionen weitgehend selbst aus Windkraft und Photovoltaik versorgen, wird es häufig Zeiten mit hohen lokalen Stromüberschüssen geben, ebenso wie Perioden mit geringer lokaler Stromerzeugung. Die Überschüsse können über ein gut ausgebautes Netz mit anderen Regionen ausgetauscht werden. Durch den Austausch über das Netz kann die Anzahl der insgesamt benötigten Wind- und Solaranlagen reduziert werden. Die Alternative zum Netzausbau wären in diesem Fall große und relativ teure lokale Speicher. Falls dabei auch eine Speicherung von Strom über längere Zeiträume notwendig wird, würde dies hohe Investitionen erfordern und zu zusätzlichen Energieverlusten führen, so dass letztlich deutlich mehr erneuerbarer Strom erzeugt werden müsste, um den Bedarf zu decken.

¹⁹ Im Zuge des Projekts wurde das von der Bundesnetzagentur verwendete Kriterium für die Erforderlichkeit einer Leitung (Auslastung von 20% der Nennkapazität für mindestens eine Stunde des Jahres) mehrfach hinterfragt. Zu beachten ist jedoch, dass dieses Kriterium nicht allein für die Entscheidung über eine Leitung ausschlaggebend ist (vgl. den Abschnitt zur Erstellung der Netzentwicklungspläne in Kapitel 1.1).

2.4. Szenario „Dezentrale Energiewende 2 – Lastausgleich auf Ebene der Regierungsbezirke und Bundesländer“

Die Erkenntnisse des zuvor beschriebenen Szenarios „Dezentrale Energiewende 1“ wurden für eine weiter entwickelte Version genutzt. Um die negativen Auswirkungen des auf die kleinen Regionen um die einzelnen Knoten des Übertragungsnetzes ausgerichteten ersten Szenarios zum Beispiel auf die variablen Kosten der Stromerzeugung zu reduzieren, fin-

det der dezentrale Ausgleich in dieser Version nicht mehr an den einzelnen Netzknoten statt, sondern in Kaskaden zunächst auf der Ebene der Regierungsbezirke, dann auf der Ebene der Bundesländer und schließlich in Gesamtdeutschland bzw. Europa. Der dezentrale Ausgleich ist also weniger kleinräumig.

Im Gegensatz zum Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ wird hier das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030 als Referenzszenario verwendet. Das Volumen des Ausbaus erneuerbarer Energien orientiert sich am Szenario C 2030 (2017), das bei Windkraft und Photovoltaik insgesamt einen um 6 % niedrigeren Ausbau vorsieht als das Szenario C 2024. Die erneuerbaren Energien wurden in diesem Szenario sehr stark regional verteilt, so dass bereits durch diese Verteilung die regionale Nachfrage möglichst dezentral gedeckt werden kann. Gleichzeitig wurde eine Neuverteilung zwischen Windkraft und Photovoltaik vorgenommen, um die verbleibende Residuallast zu minimieren. Im Ergebnis wurde im Vergleich zum Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ für die Windkraft der Zubau in Bayern erheblich vergrößert und in vielen anderen Ländern reduziert. Bei der Photovoltaik ergab sich eine Erhöhung vor allem in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen, während Bayern einen geringeren Zubau erfährt.

Tabelle 4: Veränderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ in ausgewählten Bundesländern

	Wind	PV
Bayern	+18,6 TWh (+153%)	-5,4 TWh (-39%)
Brandenburg	-8,5 TWh (-52%)	-1,3 TWh (-43%)
Mecklenburg-Vorpommern	-4,4 TWh (-56%)	-0,7 TWh (-62%)
Niedersachsen	-8,5 TWh (-32%)	+1,1 TWh (+29%)
Nordrhein-Westfalen	-1,4 TWh (-4%)	+3,7 TWh (+44%)
Sachsen-Anhalt	-7,9 TWh (-59%)	-1,0 TWh (-58%)
Schleswig-Holstein	-5,1 TWh (-34%)	+0,5 TWh (+28%)

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Neue Methodik: Iterative Entwicklung eines Zielnetzes

In diesem Szenario wurde mit dem „iterativen Netzausbau“ eine neue Methode angewandt, die von der Modellierung der zuvor genannten Szenarien abweicht (vgl. auch Kapitel 1.4). Dabei wird nicht das Zielnetz des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt und dann dessen Belastung modelliert. Vielmehr wird ausgehend von einem Startnetz anhand der resultierenden Leitungsüberlastungen in einem schrittweisen Verfahren ein eigenes Zielnetz für das Szenario entwickelt. Hierfür stehen die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Ausbaumaßnahmen zur Verfügung. Grundsätzlich ist diese Methode des iterativen Netzausbaus an die Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur zur Entwicklung und Prüfung des Zielnetzes im Netzentwicklungsplan angelehnt. Allerdings gibt es auch Abweichungen, die dazu führen, dass der Netzausbaubedarf unterschätzt wird: Insbesondere konnte in diesem Projekt die (n-1)-Sicherheit des Zielnetzes noch nicht sichergestellt werden. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Ergebnisse der Modellierung

Trotz höherer Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weist das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2030 des Netzentwicklungsplans aufgrund des Vorrangs regionaler Erzeugungsanlagen in Deutschland etwa 20 % höhere variable Stromerzeugungskosten auf. Die Gesamtkosten des Erzeugungssystems un-

ter Einbeziehung des Investitionsbedarfs wurden in diesem Projekt nicht ermittelt. Die CO₂-Emissionen können wie erwartet deutlich gesenkt werden.

Die angenommene Nachfrage von 537 TWh, die unter der Nachfrage des Referenzszenarios von 564 TWh liegt, führt in den einzelnen Schritten der regionalen Lastdeckung in Summe aller Netzknoten zu den folgenden Defiziten bzw. Überschüssen.

Tabelle 5: Defizite bzw. Überschüsse von Strom in den drei Schritten der regionalen Lastdeckung (Summe über alle Netzknoten)

	Modellierungsschritt 1 (Regierungsbezirk)	Modellierungsschritt 2 (Bundesland)	Modellierungsschritt 3 (Gesamtsystem)
Erzeugungsdefizite	160 TWh	71 TWh	0 TWh
Erzeugungsüberschüsse	115 TWh	93 TWh	0 TWh
davon EE-Überschüsse	109 TWh	89,5 TWh	0 TWh

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Wie bereits beim Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ überlagern sich auch bei diesem Szenario sowohl bei den Kosten als auch beim Netzausbaubedarf die Effekte der verschiedenen Annahmen, die gegenüber dem Referenzszenario vorgenommen wurden. Von Bedeutung sind hier zum Beispiel die Effekte der deutlich stärkeren regionalen Verteilung der erneuerbaren Energien, der durchgeführte mehrstufige regionale Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage und die höheren Kosten für CO₂-Emissionen. Es wurde nicht separat untersucht, wie groß der Einfluss der regionalisierten Marktlogik im Vergleich zu den anderen Faktoren auf den Netzausbaubedarf ist.

Abbildung 6 zeigt die Struktur des iterativ entwickelten Zielnetzes für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“. Als einfache Linien sind hier die Leitungen des Startnetzes dargestellt. Die mit doppelten fetten Linien dargestellten Leitungen sind diejenigen Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen, die im Rahmen des iterativen Netzausbauverfahrens verwendet wurden. Mit doppelten nicht fetten Linien sind die nicht verwendeten Ausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan dargestellt.

Zum Vergleich kann die Abbildung 7 mit dem nach dem gleichen Verfahren entwickelten Zielnetz für das Referenzszenario B 2030 des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 herangezogen werden.

Abbildung 6: Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“

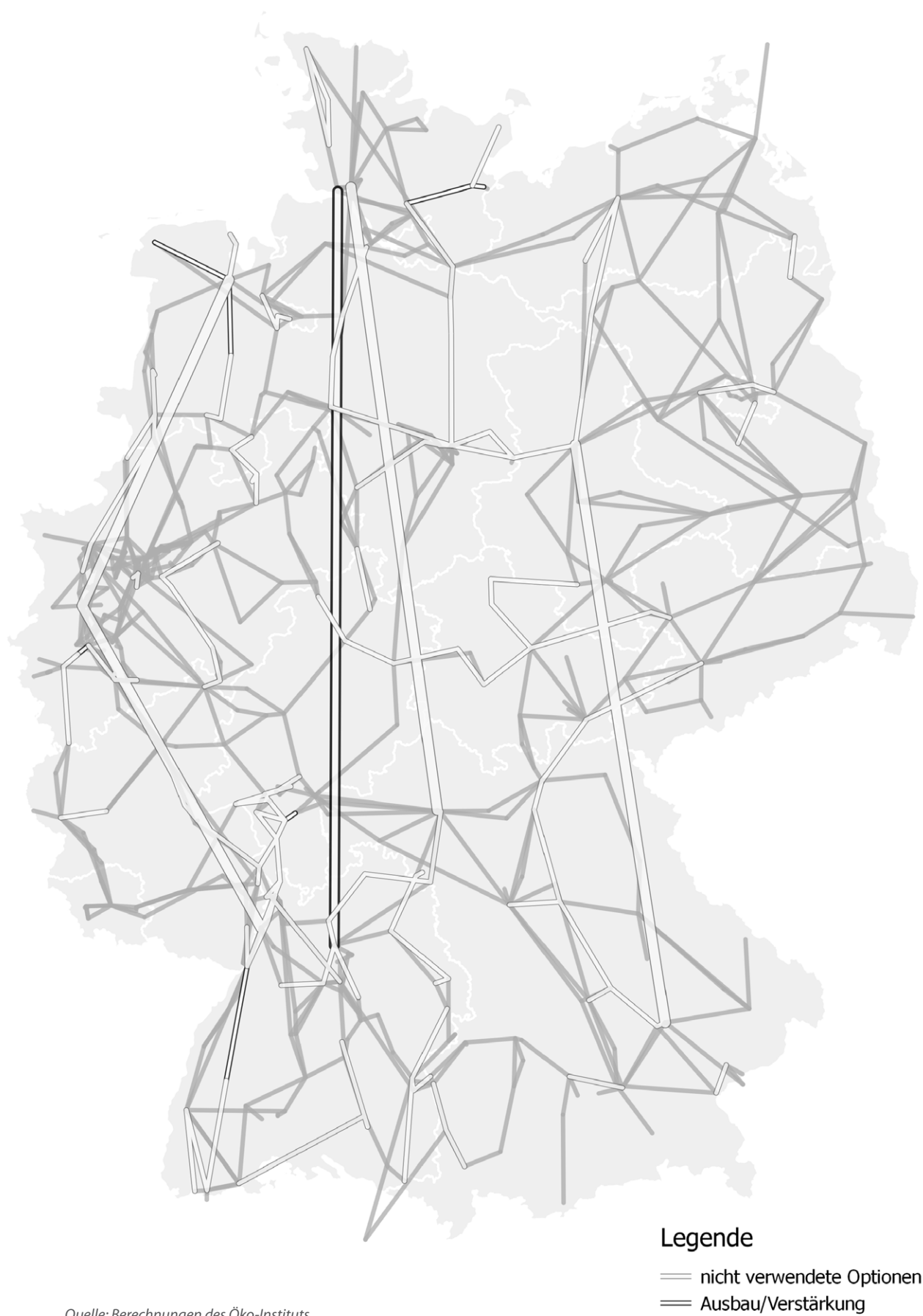
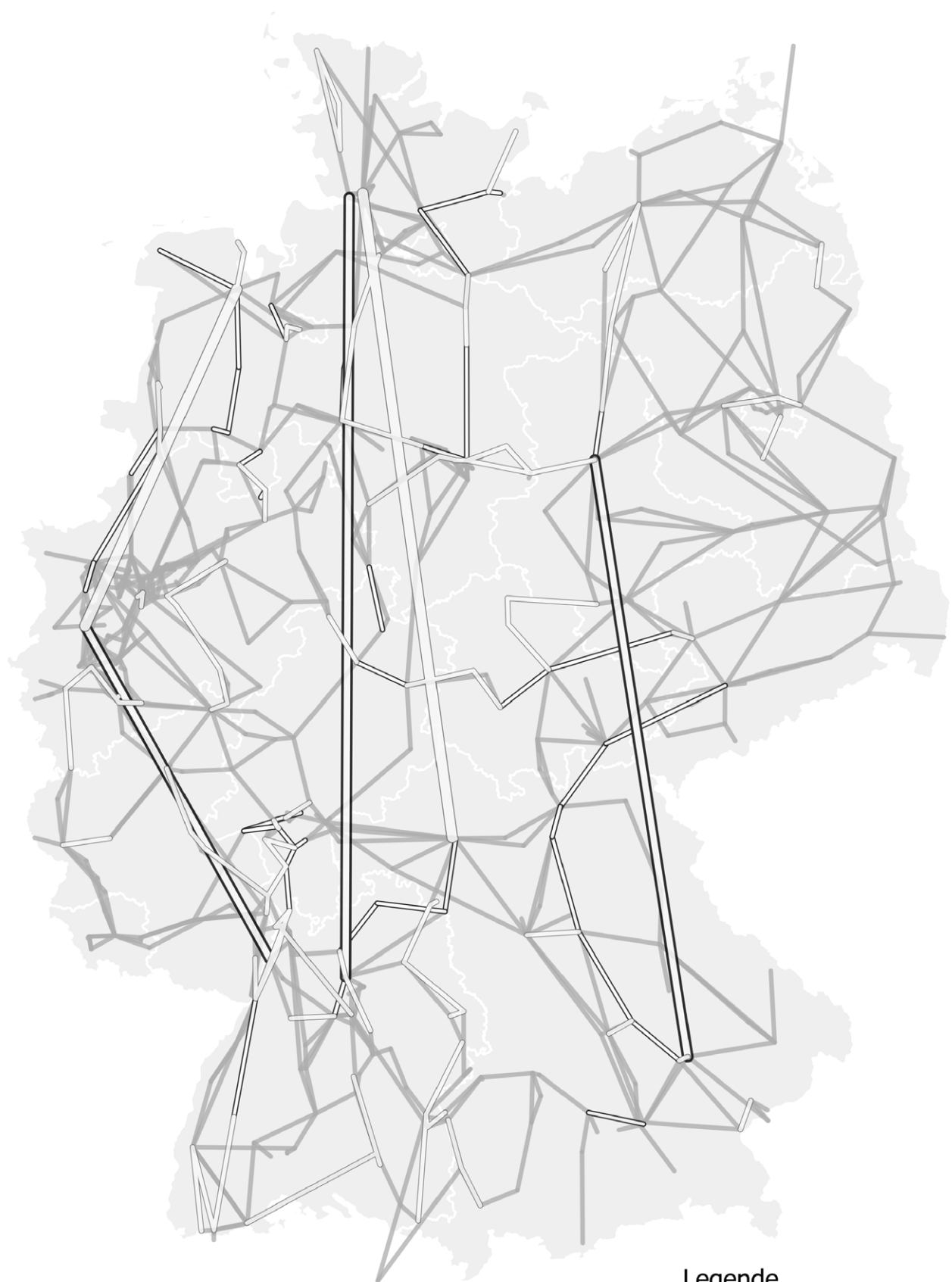


Abbildung 7: Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030



Legende

- nicht verwendete Optionen
- == Ausbau/Verstärkung

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

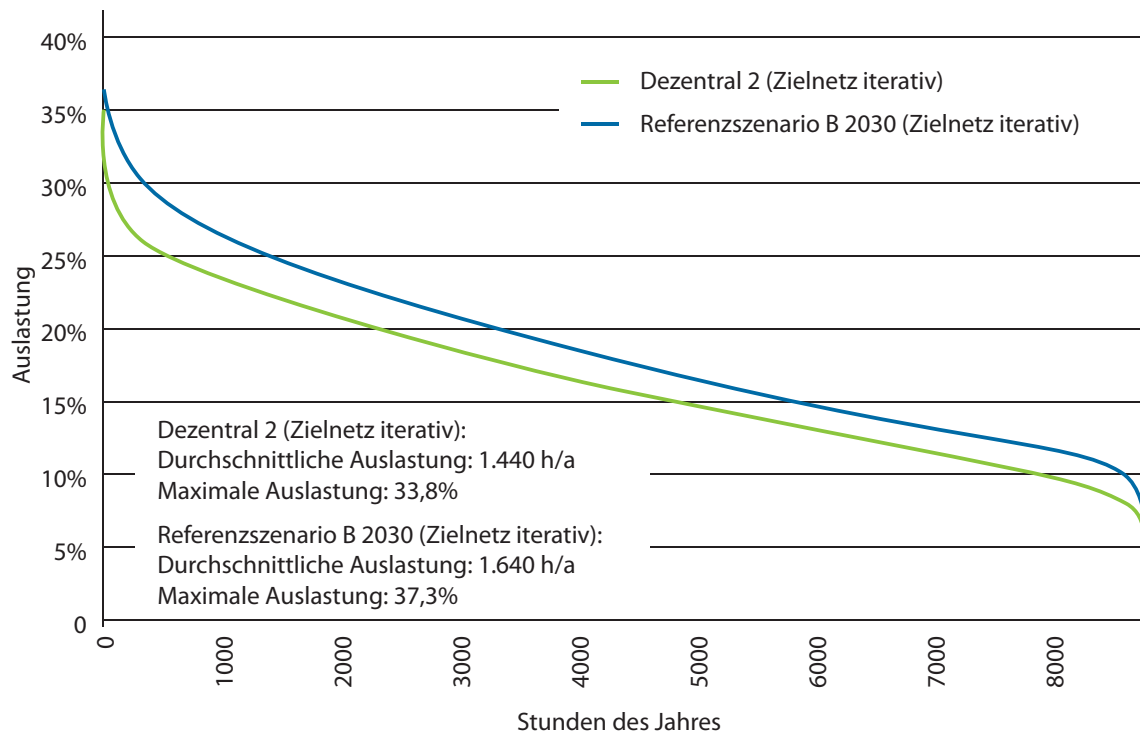
Das wichtigste Ergebnis der Analyse ist, dass das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ unter den Annahmen der eingesetzten Methodik einen deutlich geringeren Netzausbaubedarf erfordert. Im Vergleich zur Modellierung des Referenzszenarios des Netzentwicklungsplans B 2030 mit der gleichen iterativen Methodik werden im so ermittelten Zielnetz nur neun statt 48 Ausbauvorhaben benötigt.

In der Abbildung 8 ist wiederum die Jahresdauerlinie der mittleren Auslastung aller Leitungen in den Szenarien dargestellt. Aufgrund der hier mit einer anderen Methodik entwickelten Zielnetze, und weil hier die Auslastung zweier verschiedener Netze ver-

glichen wird, ist die Darstellung nicht unmittelbar mit Abbildung 5 vergleichbar.

Die durchschnittliche Netzauslastung ist in dem hier entwickelten Zielnetz des Szenarios „Dezentrale Energiewende 2“ um 12 % niedriger als in dem Zielnetz, das nach der gleichen Methodik für das Referenzszenario B 2030 entwickelt wurde. Das Maximum in der Stunde mit der höchsten durchschnittlichen Auslastung des Netzes liegt im Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ um 4 % niedriger als im Netz des Referenzszenarios. Entscheidend ist aber, dass das Zielnetz des dezentralen Szenarios mit einem deutlich geringeren Zubau neuer Leitungen auskommt.

Abbildung 8: Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Interpretation der Ergebnisse

Im Gegensatz zum ersten dezentralen Szenario kann in diesem Szenario und mit der hier angewendeten Methodik gezeigt werden, dass der Übertragungsnetzausbau aller Voraussicht nach deutlich reduziert werden kann. Auch wenn sich die Szenarien in verschiedenen Annahmen unterscheiden, so zeigt sich vor allem, dass es einen Unterschied macht, ob ein vorgegebenes, im Rahmen eines anderen Szenarios entwickeltes Netz übernommen und dessen Ausla-

stung analysiert wird oder ob ein für das Szenario spezifisches Netz aufgebaut wird. Dies bestätigt die These, dass ein vorgegebenes Netz aufgrund physikalischer Gegebenheiten relativ unabhängig von den Annahmen auf der Strommarktseite ausgelastet wird und damit in gewisser Weise zur „self-fulfilling prophecy“ wird.

Auch wenn hier aufgrund der Vereinfachungen der Modellierung der Netzausbaubedarf unterschätzt wird und die entwickelten Zielnetze daher nicht

direkt mit denen des Netzentwicklungsplans verglichen werden können, so weisen die Ergebnisse doch darauf hin, dass durch den dezentralen Ansatz zumindest im betrachteten Zeitraum bis 2030 auf einzelne Leitungen verzichtet werden kann. Allerdings ist dabei zu beachten, dass dem hier untersuchten Szenario sehr weitgehende Annahmen zugrunde liegen. So führte die lastnahe regionale Verteilung der erneuerbaren Energien zu sehr hohen Konzentrationen dieser Anlagen in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte und der vorrangig dezentrale Anlageneinsatz würde erhebliche Veränderungen des Marktdesigns erfordern, das vielfältige Auswirkungen haben kann, bis hin zu den Strompreisen für Endverbraucher. Die Umsetzung dieser Modellannahmen in der Praxis würde daher aller Voraussicht nach eine sehr große Herausforderung darstellen.

Bei der hier unterstellten vorrangig regionalen Lastdeckung ist auch zu bedenken, dass der dezentrale Ausgleich auch dann stattfindet, wenn im Stromnetz kein Netzengpass besteht. Das bedeutet, er zielt nicht nur darauf ab, zukünftigen Netzausbau zu vermeiden, sondern kann auch dazu führen, dass bestehende Leitungen nicht soweit wie möglich ausgenutzt werden.

Neben der erwarteten Reduktion des Netzausbaubedarfs müsste ein solcher Ansatz deshalb mit weiteren Zielen begründet werden. So wird zum Beispiel oft das Argument einer höheren Akzeptanz einer dezentralen Energiewende angeführt. Allerdings liegen bislang kaum Erkenntnisse dazu vor, inwieweit eine vorrangig regionale Lastdeckung erforderlich ist, um die Akzeptabilität zu erhöhen.

Da der dezentrale Ausgleich, wie dargestellt, zusätzliche Kosten, höhere Stromverluste und damit einen größeren Bedarf an EE-Anlagen verursacht, die ggf. ebenfalls die Akzeptanz negativ beeinflussen können, sollte die Diskussion über dezentrale Konzepte so geführt werden, dass sämtliche Effekte gegeneinander abgewogen werden können. Es sollten also sowohl der Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes als auch die sonstigen Infrastruktureffekte miteinander verglichen werden.

2.5. Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“

Während der Netzentwicklungsplan nur eine mittelfristige Netzplanung vornimmt, untersucht dieses Szenario eine weitergehende Umsetzung der Energiewende mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien und den daraus resultierenden Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Auch für dieses

Szenario wurde mit dem Verfahren des iterativen Netzausbaus ein eigenes Zielnetz entwickelt. Als Referenzszenario dient das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030, wobei bewusst offen gelassen wird, bis zu welchem Zeitpunkt dieses Szenario realisiert werden könnte.

Der Kraftwerkspark wurde in diesem Szenario wie folgt definiert:

- Ausbau der erneuerbaren Energien, so dass 85 % des Strombedarfs inkl. Netzverluste, in Summe ca. 500 TWh, durch diese gedeckt werden können.

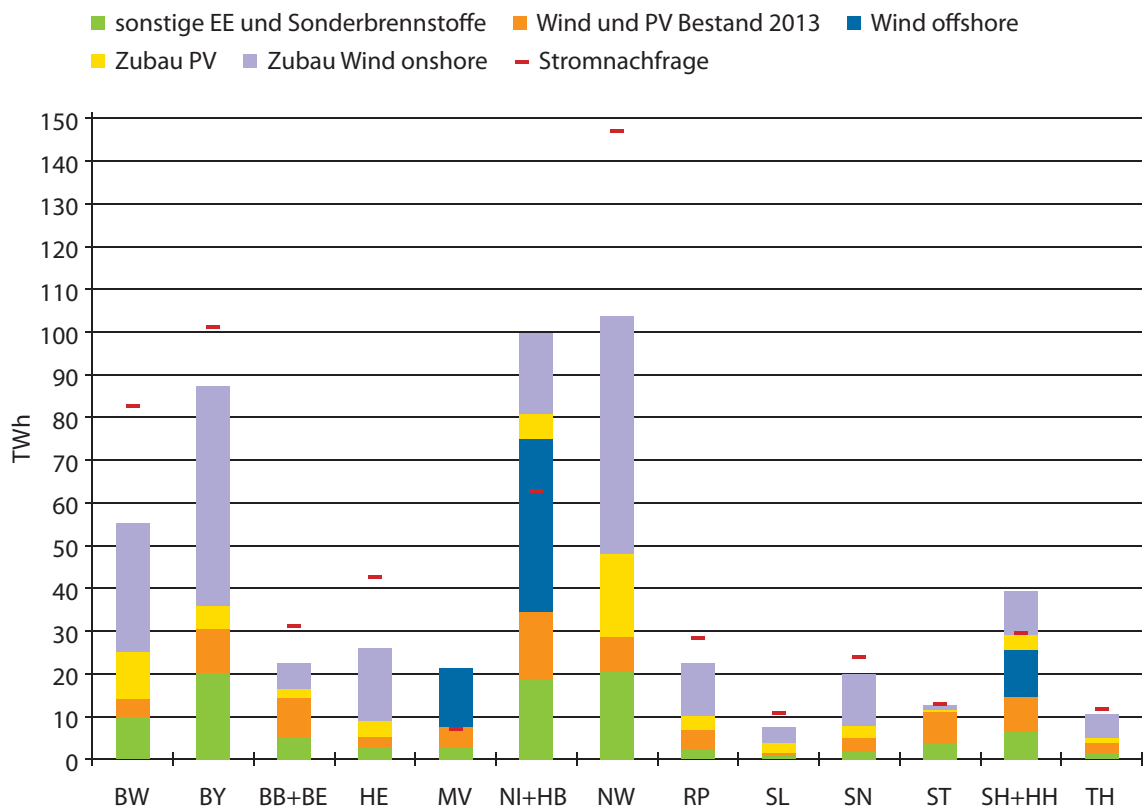
Dabei wurde der Zubau der Erneuerbaren wiederum lastnah durchgeführt mit dem Ziel, den Strombedarf in den einzelnen Bundesländern möglichst gut mit einer Mischung aus Windkraft an Land und Photovoltaik zu decken. Dadurch ergibt sich auch in diesem Szenario eine eher dezentrale Verteilung der erneuerbaren Energien.

- Für die konventionelle Stromerzeugung, die die verbleibenden 15 % der Nachfrage deckt, gelten folgende Festlegungen:
 - Vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung
 - Die durch externe Faktoren vorgegebene Stromerzeugung aus Sonderbrennstoffen (v.a. aus Müllverbrennung und industriellen Kuppelgasen) deckt ca. 30 TWh ab.
 - Als fossile Kraftwerke sind nur noch dezentrale Blockheizkraftwerke und moderne GuD-Anlagen mit hohem Wirkungsgrad (ca. 60 TWh) in Betrieb; beide Anlagentypen werden mit Erdgas betrieben.

Die hier angenommene lastnahe Verteilung der zusätzlichen Erneuerbaren bedeutet, dass insbesondere in Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-

Westfalen erhebliche Kapazitäten von Windkraft zugebaut werden müssten. Dies wird in der folgenden Abbildung deutlich.

Abbildung 9: Bestand und Zubau an erneuerbaren Energien im Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

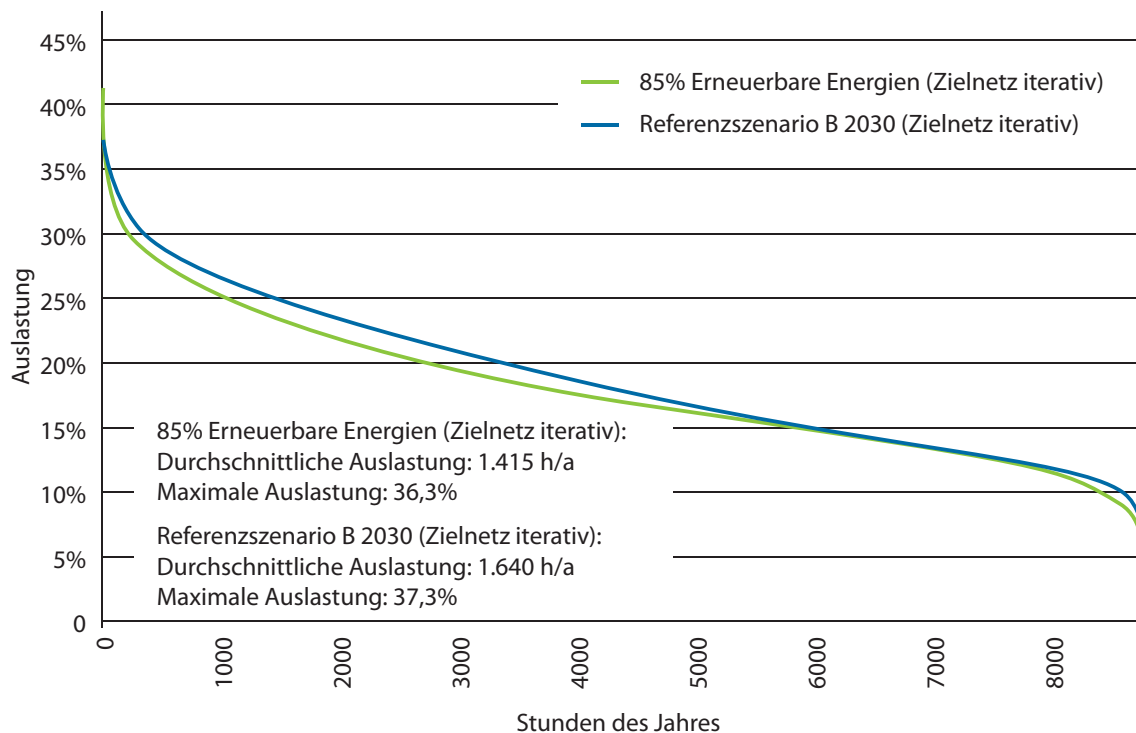
Ergebnisse der Modellierung

Im Vergleich zum Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030 weist das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“ vor allem aufgrund der hohen Anteile erneuerbaren Stroms deutliche Änderungen im Strommarkt auf. Dazu gehören geringere variable Stromerzeugungskosten²⁰ (-14 %) und deutlich geringere CO₂-Emissionen (-20 %). Durch eine regionale Optimierung des Mixes aus Photovoltaik und Windkraft kann ein vergleichsweise guter Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland erreicht werden. Die Import-Export-Bilanz ist in diesem Szenario ausgeglichen.

Das Ergebnis der Netzmodellierung ist durchaus überraschend: Das iterativ entwickelte Zielnetz für das hier untersuchte Szenario mit hohem Zubau erneuerbarer Energien benötigt mit 34 statt 48 Ausbauvorhaben etwas weniger Netzzubau als das Zielnetz des Referenzszenarios B 2030. Wie Abbildung 10 zeigt, ist die durchschnittliche Auslastung des Zielnetzes im Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“ in wenigen Stunden des Jahres höher als im Referenzszenario; das Maximum liegt bei 41 % im Vergleich zu 38 % der zulässigen Belastung der Leitungen.

²⁰ Auch in diesem Szenario wurden die erforderlichen Investitionen nicht bewertet.

Abbildung 10: Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 11 zeigt die Struktur des iterativ entwickelten Zielnetzes für dieses Szenario. Zum Vergleich kann die Abbildung 7 auf Seite 31 mit dem nach dem gleichen Verfahren entwickelten Zielnetz für das Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 herangezogen werden.

Interpretation der Ergebnisse

Die hier angewandte Methode des iterativen Netzausbaus liefert Anzeichen dafür, dass ein Szenario mit Kohleausstieg und hohen Anteilen an lastnah zugebauten EE-Kapazitäten zu einem etwas geringeren Netzausbaubedarf führen könnte als das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 - 2030.

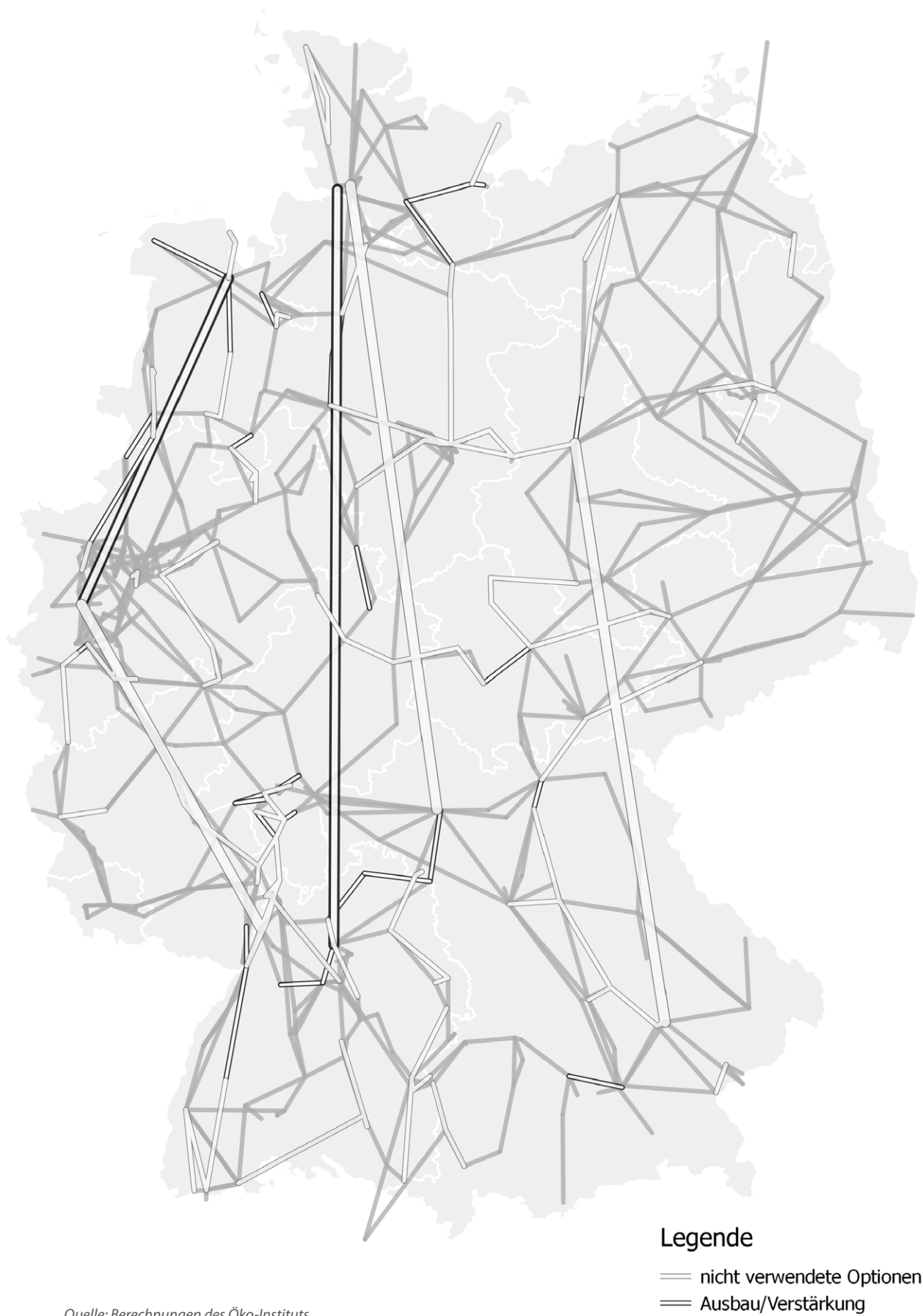
Es muss weiter untersucht werden, inwieweit die methodischen Einschränkungen des verwendeten Modells das unerwartete Ergebnis dieser Analysen erklären. Bei sehr hohen Anteilen erneuerbaren Stroms wie im hier definierten Szenario wäre es plausibel gewesen, wenn sich ein zusätzlicher Ausbaubedarf der Netze gegenüber dem Szenario des

Netzentwicklungsplans ergeben hätte. Zu dem Ergebnis tragen möglicherweise der niedrig ange-setzte Strombedarf, der lastnahe Ausbau der Erneuerbaren und die angenommene, entsprechend des Lastverlaufs in jedem Bundesland optimierte Verteilung zwischen Windkraft und Photovoltaik bei.

Die Anforderung eines lastnahen Zubaus erneuerbarer Energien führt jedoch wie schon bei den beiden dezentralen Szenarien zu sehr hohen Konzentrationen der neuen Anlagen in der Nähe der Lastzentren sowie dazu, dass insgesamt mehr Anlagen benötigt werden, um eine bestimmte Stromnachfrage zu decken. Wie bereits beim Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ diskutiert, kann die in Abbildung 9 gezeigte Entwicklung ihrerseits zu gesellschaftlichen Konflikten führen.

Die Analyse dieses Szenarios zeigt, dass auch im Rahmen des Netzentwicklungsplans ein Langfrist-Szenario mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien berücksichtigt werden sollte, um im Blick zu behalten, welches Netz langfristig benötigt wird.

Abbildung 11: Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

2.6. Zusammenfassung der Szenario-Analysen

Ein zentraler Kritikpunkt am Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans ist, dass dieser zu eng gefasst sei und die Bandbreite möglicher Entwicklungen nicht ausreichend abdecke. Die hier untersuchten Szenarien erweitern deshalb den Szenarienraum. Dadurch ergeben sich Erkenntnisse und neue Fragen, die eine genauere Untersuchung der dargestellten Szenarien rechtfertigen.

Neben der Bedeutung alternativer Entwicklungspfade zeigen die Analysen auch, dass bei der Szenarien- und Netzentwicklung eine langfristige Perspektive mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien berücksichtigt werden sollte. Die Netzplanung sollte also vom langfristigen Ziel her gedacht werden. Dabei können Leitungen, die in einer eher kurzfristigen Perspektive wie derzeit im Netzentwicklungsplan noch nicht erforderlich scheinen, später an Bedeutung gewinnen. Andererseits kann so erkannt werden, ob eine kurzfristig als erforderlich scheinende neue Leitung wirklich auch dem längerfristigen Bedarf entspricht und ggf. die Suche nach auch langfristig konsistenten Alternativen unterstützen.

Bei der Bewertung der Szenarien muss berücksichtigt werden, dass die zu treffenden Entscheidungen Auswirkungen nicht nur auf den Bedarf zum Netzausbau, sondern auch auf andere gesellschaftlich relevante Parameter haben, z.B. die Gesamtkosten der Stromversorgung und die Inanspruchnahme von Flächen. Alternative Szenarien können, z.B. über einen regional hoch konzentrierten Zubau von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen neue gesellschaftliche Konflikte auslösen und müssen in Bezug auf ihre Effekte, zum Beispiel die Gesamtkosten und deren Verteilung sowie der gesellschaftlichen Akzeptabilität mit den Szenarien des Netzentwicklungsplans verglichen werden.

Die Effekte neuer Leitungen im Übertragungsnetz sind komplex und beschränken sich im Regelfall nicht auf einen einzelnen Aspekt. In der Kommunikation sollten daher pauschale Aussagen wie „Leitung für den Transport von EE-Strom von A nach B“ oder „Braunkohleleitung“ unterbleiben, sofern die genannten Effekte nicht klar dominieren.

Die Szenarien zeigen außerdem, wie wichtig die Interaktion zwischen dem deutschen und dem europäischen Strommarkt ist. Probleme, die durch innerdeutsche Netzengpässe entstehen, können zu einem nicht unerheblichen Teil „exportiert“ werden. Hier stellt sich die Frage, inwieweit das real möglich und gewünscht ist.

Die Szenarienergebnisse werden stark davon beeinflusst, ob ein vorgegebenes Netz verwendet und belastet wird oder ob für das jeweilige Szenario ein Netz entwickelt wird. Bei einem vorgegebenen Netz ist der Effekt von veränderten Szenario-Annahmen (z.B. Kohleausstieg und lastnahe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) auf die Auslastung des Höchstspannungsnetzes in den meisten Fällen relativ gering. Dagegen gibt es deutliche Hinweise darauf, dass ein speziell für ein einzelnes Szenario entwickeltes Netz in den hier betrachteten Fällen oftmals deutlich kleiner dimensioniert werden könnte als das Zielnetz des Netzentwicklungsplans. Diese Methode, die in der hier verwendeten Form Vereinfachungen enthält, die den Netzbedarf unterschätzen, soll deshalb weiter entwickelt werden. Sofern die hier identifizierten Hinweise dabei bestätigt werden, stellt sich dennoch die Frage, in welchem Umfang es möglich sein wird, bereits zum heutigen Zeitpunkt die Spannweite der Szenarien deutlich einzuengen, auf die das künftige Übertragungsnetz ausgerichtet werden soll.

3. Verbesserung der Beteiligungsmöglichkeiten beim Netzentwicklungsplan

Der Rechtsrahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) bietet grundsätzlich gute Voraussetzungen für eine umfassende Beteiligung der Öffentlichkeit an den Planungsprozessen. Zu nennen sind die frühe Beteiligung bereits in der ersten Planungsphase (Szenariorahmen), die Beteiligung in allen weiteren Phasen (Ausnahme: Bedarfsplanung), die Jedermann-Beteiligung und die zahlreichen Beteiligungsinstrumente. Es existiert allerdings – insbesondere bei Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan – eine starke Wissensasymmetrie, die die bestehenden Beteiligungsmöglichkeiten teilweise ins Leere laufen lassen.

Vor diesem Hintergrund ist deshalb die Einbeziehung unabhängigen Expertenwissens und weiterer Stakeholder als Vertreter der Öffentlichkeit in institutionalisierter Form zu empfehlen („Expertengremium Netze“). Aufgabe des Expertengremiums ist die vermittelnde und unabhängige Begleitung der Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans (§§ 12a, 12b EnWG).

Als Instrument zur Umsetzung dieses Ansatzes sind verschiedene Modelle zu betrachten, die jeweils auf den Verfahrensstufen „Szenariorahmen“ und „Netzentwicklungsplan“ verankert werden können:

- Ebene Szenariorahmen: Das Expertengremium und verschiedene gesellschaftliche Stakeholder werden von der BNetzA eingeladen, den Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber zu prüfen und zu kommentieren („critical review panel“). Ergebnis der Diskussion kann die weitere Prüfung alternativer Szenarien durch die Experten oder die Netzbetreiber sein. Die Ergebnisse sind von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen und werden als Wissensgrundlage im Konsultationsverfahren veröffentlicht
- Ebene Netzentwicklungsplan: Das Expertengremium überprüft die Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zu den Szenarien (Modellierungen und Interpretation der Modellierungen) für die weitere Erstellung des Netzentwicklungsplans und stellt diese Ergebnisse der Bundesnetzagentur und den Stakeholdern vor. Insbesondere auf die Unsicherheiten der jeweiligen Modelle und verschiedene Optionen zur Interpretation der Ergebnisse ist dabei einzugehen. Die anschließende Diskussion kann zu dem Ergebnis führen, dass weitere Model-

lierungen vorgenommen und gerechnet werden müssen (von den Experten bzw. den Netzbetreibern). Ebenso wie beim Szenariorahmen sind die Ergebnisse von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen und werden als Wissensgrundlage im Konsultationsverfahren veröffentlicht.

Gesetzliche Vorbilder eines solchen Expertengremiums sind beispielsweise das Nationale Begleitgremium nach § 8 des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle (StandAG) sowie die unabhängige Expertenkommission zur Bewertung von Fracking-Vorhaben (vgl. § 13a Abs. 6 des Gesetzes zur Ordnung des Wasserhaushalts (WHG)).

Die Regelung des § 12b Abs. 1 Satz 5 EnWG („für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Modellierung“) ist als zusätzliches Argument für ein solches Expertengremium und für die Einbeziehung der Stakeholder heranzuziehen.

Die Bundesnetzagentur ist als zuständige Behörde dem Neutralitätsgebot verpflichtet und hat ein faires Verfahren zu gewährleisten. Da es für ein faires Verfahren innerhalb der hochkomplexen Verfahrenskaskade zum Netzausbau vor allem auch auf eine gleich verteilte Wissensbasis ankommt, sollten zusätzliche Instrumente für eine Wissensverbreiterung genutzt werden. Dazu gehören auch transparente Daten und Modellierungsansätze.

Da die Bundesnetzagentur verpflichtet sein sollte, die Berechnungen von Netzmodellen durch das Expertengremium bei ihren Entscheidungen zu beachten und um die Rechte und Pflichten des Expertengremiums klar zu definieren, ist eine gesetzliche Verankerung angebracht, bspw. in § 12a EnWG.

Das „Expertengremium Netze“ ist als unabhängiges Gremium unter anderem mit Experten für die Netzmodellierung zu besetzen. Damit es handlungsfähig ist, müssen die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, ihm die Netzdaten und bestehende Modellierungen zum frühestmöglichen Zeitpunkt zur Verfügung zu stellen.

Die gewählte Vorgehensweise des Projekts „Transparenz Stromnetze“ (Bereitstellung eines eigenständigen Netzmodells, Expertendiskussion und Stakeholderbeteiligung) hat unter anderem gezeigt, dass anhand der Berechnungen mit dem alternativen

Netzmodell die von den Netzbetreibern vorgenommenen Annahmen besser nachvollzogen werden können. Zudem konnten auf dieser Basis auch kritische Hinweise und Prüfaufträge formuliert werden. Durch die Berechnungen konnten Pro- und Contra-Argumente verifiziert und gewichtet werden.

Die Diskussion der Annahmen und Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber anhand von Alternativ-Modellen erhöht die Transparenz der Verfahren.

4. Schlussfolgerungen der Stakeholder-Gruppe des Projekts

Auf der Basis der untersuchten Szenarien hat die Gruppe von Stakeholdern, die das Projekt begleitet hat, intensiv über den Bedarf zum Umbau der Übertragungsnetze, über den Planungsprozess des Netzentwicklungsplans und Möglichkeiten zu dessen Verbesserung diskutiert. Die wichtigsten Ergebnisse aus dieser Diskussion haben die Stakeholder in Schlussfolgerungen dokumentiert²¹, die als separates Arbeitsergebnis aus dem Projekt zur Verfügung stehen und deren zentrale Inhalte in diesem Kapitel zusammengefasst werden²².

Die Stakeholder-Gruppe konnte einen großen Teil ihrer Schlussfolgerungen gemeinsam formulieren. Nur über einen kleinen Teil der Aussagen konnte keine Einigkeit herbeigeführt werden, so dass getrennte Voten von Teilen der Gruppe oder von einzelnen Organisationen formuliert wurden. Diese betreffen einige der im politischen Diskurs zum Netzausbau besonders sensiblen Themen.

Die Rolle des Öko-Instituts beschränkte sich in diesem Prozess auf die Moderation der Diskussion einschließlich der Entwicklung von Textvorschlägen. Die in diesem Kapitel zusammengefassten Schlussfolgerungen stellen daher die Einschätzungen der Stakeholder dar, nicht die des Öko-Instituts.

Schlussfolgerungen aus den im Projekt untersuchten Szenarien

Die Szenarien des Projekts sind in Kapitel 2 kompakt beschrieben und in einem separaten Ergebnisbericht umfassend dokumentiert, der auf der Website [www.transparenz-stromnetze.de](http://transparenz-stromnetze.de) zur Verfügung steht.²³ Die Berechnungen basieren u.a. auf Datensätzen, die von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt wurden. Deren Korrektheit konnte im Rahmen des Projekts nur teilweise verifiziert werden.

■ In einem Szenario **„Zügiger Kohleausstieg“** auf Basis des Netzentwicklungsplans 2024 wurde aus Gründen des Klimaschutzes eine drastische Reduktion der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle unterstellt (vgl. Darstellung in Kapitel 2.2). Das Szenario zeigte, dass die aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs wegfallende Stromerzeugung durch rascheren Ausbau von Photovoltaik und Windkraft sowie mit Erdgas betriebener Backup-Kraftwerke und einen Rückgang des Netto-Stromexports ersetzt werden kann. Das im Netzentwicklungsplan 2024 entwickelte Zielnetz ist vermutlich nicht optimal für ein solches Szenario ausgestaltet. Zu prüfen ist auch, ob im Zuge eines Kohleausstiegs einzelne Trassen des heutigen Netzes rückgebaut werden können.

■ In mehreren Szenarien einer **dezentral ausgestalteten Energiewende** wurden ein zügiger Kohleausstieg und ein Rückgang der Stromnachfrage aufgrund von Effizienzmaßnahmen mit einem lastnahen Zubau erneuerbarer Energien und der benötigten Backup-Kraftwerke auf Basis von Erdgas unterstellt. Darüber hinaus wurde festgelegt, dass der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage soweit wie technisch möglich und sinnvoll auf regionaler Ebene erfolgen soll (vgl. Kapitel 2.3 und 2.4). Hierzu sind regional unterschiedliche Großhandelspreise für Strom, ggf. auch differenzierte Endkundenpreise erforderlich. Die jeweiligen Regionen sollten einerseits ausreichend groß festgelegt werden, um Synergieeffekte zwischen verschiedenen Anlagen zu ermöglichen und zugleich keine relevanten internen Netzengpässe aufweisen.

In den so definierten Szenarien konnte der Anteil dezentraler Erzeugung an der Deckung der

²¹ Die Bürgerinitiative Südkreis trägt die hier dargestellten Schlussfolgerungen nicht mit.

²² http://transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Schlussfolgerungen_Stakeholder.pdf

²³ http://transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Oeko-Institut_2018_Ergebnisbericht_Szenarien.pdf

Stromnachfrage deutlich erhöht werden. Allerdings führten diese Szenarien zu einer hohen Konzentration von Windkraft und Photovoltaik in den Regionen der Lastschwerpunkte.

Die Stakeholder waren sich einig, dass eine stark dezentral ausgeprägte Energiewende im Jahresdurchschnitt zu einer Entlastung des Übertragungsnetzes führen kann. In den Modellierungen des Projekts lag jedoch die maximale Netzbelastung etwa so hoch wie in den Szenarien des Netzentwicklungsplans. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass auch eine dezentrale Energiewende einen Umbau der Übertragungsnetze erforderlich macht, wenn auch in etwas anderer Form als in den aktuellen Netzentwicklungsplänen angelegt. Die Modellergebnisse aus dem Projekt deuten darauf hin, dass in einer stark dezentralisierten Energiewende insgesamt ein geringerer Netzausbaubedarf bestehen könnte als im Netzentwicklungsplan unterstellt. Es bestand jedoch keine Einigkeit zwischen den Stakeholdern darüber, wie signifikant diese Unterschiede sind.

- In drei Szenarien wurde ein **Verzicht auf einen oder mehrere der geplanten HGÜ-Korridore** untersucht (vgl. als Beispiel Kapitel 2.1). Hierzu wurden aus dem Zielnetz des Netzentwicklungsplans entweder der Korridor A („Ultranet“ und „A Nord“), der Korridor D („Südostlink“) oder alle drei HGÜ-Korridore entfernt. Davon abgesehen wurden gegenüber den Szenarien des Netzentwicklungsplans keine Vorgaben verändert, es wurde also z.B. kein beschleunigter Kohleausstieg unterstellt. Unter den Annahmen dieser Szenarien und des verwendeten Modells wäre ein Verzicht auf einen der HGÜ-Korridore oder sogar auf alle drei Korridore grundsätzlich möglich. In diesem Fall käme es jedoch zu einer erhöhten Abregelung von erneuerbaren Energien im Norden und einer erhöhten Erzeugung aus fossilen Energien im Süden Deutschlands und damit insgesamt zu höheren CO₂-Emissionen. Bei einem Verzicht auf alle drei HGÜ-Korridore wären die Auswirkungen deutlich stärker und es müssten teurere Kraftwerke im Inland und im europäischen Ausland eingesetzt werden, um die Last zu decken. Es zeigte sich auch, dass der zeitliche Horizont der Analysen wichtig ist: Der Nutzen eines Netzausbauvorhabens z.B. für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in das System der Stromversorgung ist im Jahr 2034 oft deutlich größer als in 2024.
- Ein weiteres Szenario untersuchte einen **stark beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien** auf einen Anteil von 85 % der gesamten Stromerzeugung bis zum Jahr 2030, verbunden mit einem vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung

(vgl. Kapitel 2.5). Der Zubau der erneuerbaren Energien wurde möglichst lastnah und somit dezentral ausgeführt, mit einem hohen Anteil von Windkraft an Land. In diesem Szenario kam es zu einem vergleichsweise guten Ausgleich von inländischer Stromerzeugung und -nachfrage. Die Modellergebnisse deuten darauf hin, dass ein solches Szenario zu einem geringeren Netzausbaubedarf führen könnte als das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2030. Allerdings kommt es aufgrund des lastnahen Zubaus erneuerbarer Energien zu sehr hohen Konzentrationen von EE-Anlagen in den Regionen der Lastzentren. Einzelne Stakeholder bezweifeln, dass in der Bevölkerung die erforderliche Akzeptanz für einen so geballten Zubau geschaffen werden kann.

Schlussfolgerungen zu den im Netzentwicklungsplan verwendeten Szenarien und der hierfür eingesetzten Strommarktmodellierung

- Alle dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegenden Szenarien sollten die aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU einhalten. Hierzu gehört insbesondere das CO₂-Minderungsziel des Klimaschutzplans 2050 für den Sektor der Energiewirtschaft. Eines der Szenarien sollte darüber hinaus die weit gehenden Anforderungen abbilden, die sich aus dem Klimaschutz-Abkommen von Paris für den deutschen Stromsektor ergeben. Die Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind entsprechend festzulegen. Analog zur Systematik des Klimaschutzplans 2050 dürfen dem Stromsektor keine Gutschriften für CO₂-Emissionen aus KWK-Wärme zugeschlagen werden.
- Die bisher vorgelegten Szenarioberechnungen für den Netzentwicklungsplan verwenden eine nicht geeignete Methodik, um in den Modellrechnungen die vorgegebenen CO₂-Ziele für die Stromerzeugung in Deutschland einzuhalten. Die Annahme eines national erhöhten CO₂-Preises im Emissionshandel führt zu unrealistischen Verzerrungen in den Modellergebnissen zwischen deutschen und ausländischen Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Künftig sollte stattdessen entweder eine beschleunigte Stilllegung von inländischen Kohlekraftwerken, ein degressiv ausgestaltetes jährliches CO₂-Budget für diese Anlagen oder ein europaweit einheitlich angehobener CO₂-Preis angenommen werden, um die Sektorziele für CO₂ einzuhalten.
- Mindestens eines der Szenarien für den Netzentwicklungsplan sollte einen vorrangig lastnahen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorsehen, und zwar unabhängig von



derzeit geltenden restriktiven Genehmigungspraktiken für Windkraft in einzelnen Bundesländern.

- Um Potenziale zur Reduktion des Netzausbaus zu identifizieren, sollte die Modellierung des Netzentwicklungsplans künftig die verfügbaren Optionen von Redispatch konventioneller Kraftwerke, lastnahem Ausbau erneuerbarer Anlagen und Backupkraftwerken, netzdienlicher Kappung von Einspeisespitzen und Netzausbau integriert betrachten. Hierzu ist eine erweiterte Marktsimulation erforderlich, die den Netzausbau und hierzu alternative Maßnahmen umfassend und gleichberechtigt einbezieht.
- Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist in den bisherigen Szenarien des Netzentwicklungsplans nicht plausibel abgebildet. Offensichtlich wird die Wärmeauskopplung aus Kohlekraftwerken deutlich überschätzt. Die Modellmethodik sollte sowohl in Bezug auf die Ausweisung der KWK-Strommenge als auch bei der Bilanzierung von CO₂-Emissionen verbessert werden.

Weitere Schlussfolgerungen zum Netzentwicklungsplan

- Die Auswirkungen neuer Leitungen im Übertragungsnetz auf das System der Stromversorgung sind äußerst komplex. Sofern nicht nachgewiesen werden kann, dass ein Effekt klar dominant ist, sollten in der öffentlichen Kommunikation pauschale Aussagen wie „Leitung für den Transport von erneuerbarem Strom von A nach B“ oder

„Braunkohleleitung“ unterbleiben.

- Kraftwerke, die zentral ins Netz einspeisen sind Mitverursacher von Netzengpässen und daraus resultierenden Redispatchmaßnahmen mit den damit verbundenen Kosten. Das Netz wird auch durch die signifikanten Stromexporte ins Ausland zusätzlich belastet.
- Der Netzausbau und die hierzu jeweils bestehenden Alternativen sollten umfassender als bisher transparent gemacht und die Entscheidungen gesellschaftlich verhandelt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Alternativen (z.B. ein verstärkter Ausbau der Windkraft in Süddeutschland) ebenfalls neue gesellschaftliche Konflikte auslösen können. Die Alternativen zum Netzausbau sollten auch unter Kostengesichtspunkten geprüft werden, um die finanziellen Belastungen der Verbraucher so gering wie möglich zu halten.
- Um eine zuverlässige Grundlage für Genehmigungen von Netzentwicklungsplänen zu schaffen, muss die Bundesnetzagentur künftig umfassende, unabhängige Prüfungen der Korrektheit der von den ÜNB vorgelegten Daten durchführen und nachvollziehbar dokumentieren.
- Im Zug des Netzentwicklungsplans wird bei der Bewertung der Notwendigkeit neuer Leitungen auf Basis der Modellergebnisse unter anderem das Kriterium einer Mindest-Auslastung der neuen Leitung von 20 % in wenigstens einer Stunde des Jahres verwendet. Dieses Kriterium sollte nachvollziehbar begründet und in Form von Sensitivitäten variiert werden.

Schlussfolgerungen zur Verbesserung des Beteiligungsprozesses im Netzentwicklungsplan

- Das deutsche Energierecht sieht umfangreiche formelle Möglichkeiten für eine Beteiligung der Öffentlichkeit vor und regelt die Bereitstellung vielfältiger Informationen durch Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur. Dennoch verbleibt bei vielen Akteuren eine grundsätzliche Skepsis gegenüber der Bedarfsermittlung im Rahmen der Netzentwicklungspläne.
- Das Projekt ermöglichte über mehrere Jahre hinweg eine umfassende Beteiligung von unterschiedlichen Verbänden und Bürgerinitiativen. Die Entwicklung, Analyse und Diskussion alternativer Szenarien stellt eine qualitativ höhere Stufe der Partizipation dar als es der Netzentwicklungsplan bisher ermöglicht.
- Für eine verbesserte Transparenz zum Bedarf des Ausbaus der Übertragungsnetze sind öffentlich verfügbare Netzmodelle und Datensätze unabdingbar. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur sollten auf diese Weise dazu beitragen, dass der Bedarf zum Netzausbau von der interessierten Öffentlichkeit nachvollzogen werden kann.
- Darüber hinaus erscheint es zwingend, den Prozess des Netzentwicklungsplans um weitere Elemente der Partizipation und um die fundierte Analyse weiterer Szenarien (z.B. einer dezentralen Energiewende) zu ergänzen. Hierzu sollten folgende Dienstleistungsfunktionen für einen fachlichen Diskurs mit der interessierten Öffentlichkeit bereitgestellt werden:
 - Austausch zu den Inputdaten der Modellierung und die Interpretationen von Szenarien zum Netzausbaubedarf
 - Bereitstellung eines öffentlich verfügbaren Rechenmodells zum Netzausbaubedarf
 - Durchführung von Modellrechnungen zum Netzentwicklungsplan und zusätzlichen Szenarien auf Anforderung fachlich interessierter Akteure
 - Beratende fachliche Unterstützung (Empowerment) für interessierte Bürgerinnen und Bürger zum Thema Netzausbau
- Darüber hinaus wird gefordert, einen unabhängigen Forschungskomplex zu „Energiewende und Netze“ mit einem Schwerpunkt auf dezentralen Konzepten zu schaffen.
- Viele der Stakeholder fordern zudem einen verbesserten frühzeitigen Rechtsschutz zumindest für Verbände im Prozess des Netzentwicklungsplans. Hierzu sollte ein qualifiziertes Widerspruchsverfahren schon im Zuge der Aufstellung des Netzentwicklungsplans eingeführt werden. Einige Stakeholder fordern darüber hinaus eine Klagebefugnis von Verbänden gegenüber dem Netzent-



5. Fazit des Öko-Instituts

Die Übertragungsnetze für Strom sind eine der zentralen Infrastrukturen für die Energiewende. In der teilweise kontroversen gesellschaftlichen Diskussion über den Um- und Ausbau der Netze spiegeln sich unter anderem sehr unterschiedliche Auffassungen darüber wider, wie die Energiewende ausgestaltet werden soll. Durch die Beteiligungsmöglichkeiten im Zuge des Netzentwicklungsplans und der Planungsverfahren für einzelne Vorhaben haben Gesetzgeber, Behörden und Netzbetreiber bereits ein erhebliches Maß an Transparenz und Möglichkeiten zur Kommentierung geschaffen. Dennoch können und sollten alle Beteiligten Maßnahmen ergreifen, um zu einer besseren Netzplanung zu kommen. Die wichtigsten Vorschläge des Öko-Institut zum Abschluss des Projekts „Transparenz Stromnetze“ sind nachfolgend zusammengefasst.

1. Um sachgerecht über einen geeigneten Aus- und Umbau des Stromnetzes entscheiden zu können, sollte zunächst so weit wie heute möglich darüber entschieden werden, wie die Energiewende aussehen soll. Dazu bedarf es rascher energie- und klimapolitischer Entscheidungen, z.B. über die Präzisierung der quantitativen Ziele für die Minderung von Treibhausgasen in den nächsten Jahrzehnten, über einen zügigen Kohleausstieg und den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Solange unklar ist, ob im Jahr 2030 Kohlekraftwerke mit einer Leistung von null oder über 30 GW Leistung betrieben werden und die Spannweite der erneuerbaren Erzeugungsleistung für 2030 bei 150 bis 220 GW liegt, kann eine sachgerechte Netzplanung kaum gelingen und es besteht das Risiko, dass das Netz anders ausgebaut wird, als es später tatsächlich benötigt wird. Gleichzeitig sollte die Netzplanung über den bisherigen Planungshorizont hinaus berücksichtigen, wie sich der Stromsektor langfristig entwickeln wird, um die politisch definierten Ziele zu erreichen.
2. Im Lichte der politischen Entscheidungen kommt es dann darauf an, dass die Bandbreite der im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans definierten Szenarien angemessen festgelegt wird. Erst seit wenigen Jahren berücksichtigen die Szenariorahmen auch die noch nicht in Gesetzesform gegossenen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung. Aktuell ist zu fordern, dass mindestens eines der Szenarien die Verpflichtungen berücksichtigt, die Deutschland mit der Ratifikation des Klimaschutz-Vertrags von Paris eingegangen ist. Dies hat weitreichende

Auswirkungen auf den Stromsektor, die in der Netzplanung zu berücksichtigen sind. Dies entspricht auch einer der Schlussfolgerungen der am Projekt „Transparenz Stromnetze“ beteiligten Stakeholder.

3. Grundsätzlich gibt es zumindest für Teile der aktuell geplanten Maßnahmen des Netzausbaus realistische Alternativen, die gesellschaftlich verhandelbar sind. Diese Verhandlung sollte in einem offenen und fairen Diskurs stattfinden. Den Szenarien und Sensitivitäten des Netzentwicklungsplans kommt hierbei eine wichtige Funktion zu, aber es bedarf auch weiterer Möglichkeiten des Diskurses sowie unabhängiger Analysen und Expertise.
4. Verschiedene Kritiker der aktuellen Netzentwicklungspläne verweisen darauf, dass durch eine dezentral ausgestaltete Energiewende ein relevanter Teil des Netzausbaus vermieden werden könnte. Im Projekt „Transparenz Stromnetze“ wurden Szenarien einer stark dezentral geprägten Energiewende untersucht und Hinweise darauf gefunden, dass in diesen Szenarien in der Tat einige Neubauprojekte möglicherweise gar nicht oder zumindest nicht bis zum Ende des aktuellen Zeithorizonts im Jahr 2035 benötigt werden. Diese Hinweise sollten in Zusammenarbeit mit Bundesnetzagentur und den Netzbetreibern intensiv weiter untersucht werden. Zugleich muss aber auch eine ehrliche Debatte darüber geführt werden, welche anderweitigen Konsequenzen eine stark dezentral geprägte Energiewende hätte und inwiefern die untersuchten Szenarien überhaupt realistisch sind. Zu nennen sind insbesondere die in relativ kurzen Zeiträumen notwendige hohe Konzentration von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in räumlicher Nähe der Verbrauchsschwerpunkte vor allem im Süden und Westen des Landes sowie das unterstellte drastisch veränderte Design des Strommarktes. Es ist offen, wie solche „dezentralen Märkte“ in einem liberalisierten Strommarkt umgesetzt werden können und es wurde bisher nicht näher untersucht, welche Konsequenzen sich daraus für die Erlöse von Stromerzeugern und die Preise der Endverbraucher ergeben.
5. Auch wenn eine dezentrale Energiewende aus diesen Gründen in der Praxis möglicherweise nur moderate Effekte auf den Umfang neuer oder verstärkter Stromtrassen haben wird, so muss der gesellschaftliche Megatrend der Dezentrali-

sierung und Digitalisierung der Stromerzeugung dennoch in den künftigen Szenarien des Netzentwicklungsplans stärker berücksichtigt werden. Dabei sollte vertieft untersucht werden, welche Aspekte der Dezentralität wirklich relevant für die Planung des künftigen Übertragungsnetzes sein werden und inwiefern z.B. ein grundsätzlicher Vorrang für eine regionale Deckung des Strombedarfs Vorteile gegenüber flexibleren Konzepten hat, die regionale Preissignale und Redispatch gezielt dann einsetzen, wenn Netzengpässe bestehen. Die am Projekt „Transparenz Stromnetze“ beteiligten Stakeholder fordern in ihren gemeinsamen Schlussfolgerungen, dass künftig eine erweiterte Marktsimulation Maßnahmen des Netzausbaus und seine Alternativen umfassend und gleichberechtigt berücksichtigt.

6. Belastbare Aussagen zum Netzausbaubedarf in einem bestimmten Szenario können letztlich nur in Kenntnis vieler Details über das aktuelle Netz und mögliche Ausbaumaßnahmen und durch Nutzung umfassender Datenbestände getroffen werden. Dies kann entweder in Kooperation mit den Übertragungsnetzbetreibern erfolgen oder durch die Bereitstellung entsprechend detaillierter Daten durch die Netzbetreiber an unabhängige Experten. Von den am Projekt beteiligten Stakeholdern wurde die nach wie vor große Informationsasymmetrie zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Öffentlichkeit sowie unabhängigen Experten bemängelt. Auch die in § 12f des Energiewirtschaftsgesetzes geregelte Herausgabe bestimmter, von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellter Daten an Akteure mit entsprechendem berechtigten Interesse kann dieses Problem nicht wirklich lösen. Die Stakeholder haben daher gefordert, dass Modelle und Datensätze zur Überprüfung des Netzausbaubedarfs öffentlich verfügbar gemacht werden.
7. Um den Diskurs über den Netzausbau und damit letztlich die Beteiligung der Öffentlichkeit zu verbessern, wurde in Kapitel 3 vorgeschlagen, ein „Expertengremium Netze“ einzurichten. Dieses Gremium sollte ein rechtlich abgesichertes Mandat zur unabhängigen Begleitung von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur bei der Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans haben. Als Variation dieses Vorschlags haben die am Projekt beteiligten Stakeholder gefordert, dass unabhängig von Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern detaillierte Modellrechnungen zu von gesellschaftlichen Akteuren definierten Szenarien durchgeführt und die Ergebnisse unter breiter Beteiligung analysiert werden. Hierzu fordern die Stakeholder die Gründung eines unabhängigen

Forschungskomplexes zu „Energiewende und Netze“, dessen Analysen einen Schwerpunkt bei den Effekten dezentraler Konzepte haben sollen.

8. Im Projekt „Transparenz Stromnetze“ wurden im Wesentlichen zwei Analyseansätze verwendet, um den Bedarf zum Ausbau der Stromnetze in einem Szenario zu beurteilen. Zum einen wurde das Zielnetz des aktuellen Netzentwicklungsplans als Basis verwendet und die Auslastung dieses Netzes entweder mit einem modifizierten Szenario von Stromerzeugung und -nachfrage oder mit einer leicht veränderten Netzstruktur untersucht. Die hierbei gewonnenen Ergebnisse deuten darauf hin, dass ein vorgegebenes Netz aufgrund der in den Modellen berücksichtigten physikalischen Gegebenheiten relativ unabhängig von den Szenario-Annahmen auf der Seite des Strommarktes im Regelfall ausgelastet wird. Das vorgegebene Zielnetz wird also in gewisser Weise zur „self-fulfilling prophecy“. In einem zweiten Ansatz wurde ausgehend von einem geeigneten Startnetz in einem iterativen Verfahren ein Zielnetz für das unterstellte Strommarkt-Szenario entwickelt. Hierzu wurde auf Basis des Zielnetzes des Netzentwicklungsplans ein Pool möglicher Netzausbaumaßnahmen bereitgestellt und das Modell dazu genutzt, um in jedem Schritt diejenige Maßnahme zu identifizieren, deren Zubau zur größten Reduktion der Überlastung im gesamten Netz führt. Diese Maßnahme wird dem Netz hinzugefügt und das Verfahren so oft wiederholt, bis die Netzbelastung ein vertretbares Niveau erreicht hat. Dieses Verfahren, das dem Vorgehen der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan ähnelt, scheint deutlichere Hinweise auf die Unterschiede verschiedener Szenarien im Hinblick auf den Netzbedarf zu geben und sollte umfassend weiter entwickelt werden.

Partizipation erfordert die Offenheit gegenüber verschiedenen Optionen, um sowohl die Legitimität als auch die Qualität von Entscheidungen zu verbessern. Das Projekt „Transparenz Stromnetze“ hat mit der Methode der „partizipativen Modellierung“ sowohl in Bezug auf die Definition von Szenarien und die Netzmodellierung als auch hinsichtlich der partizipativen Entwicklung von Szenarien und Interpretation von Ergebnissen zahlreiche methodische und inhaltliche Erkenntnisse geliefert und Optionen aufgezeigt, die weiterverfolgt werden sollten.

Glossar

(n-1)-Sicherheit: Konzept für die Versorgungssicherheit, wonach das Netz so geplant wird, dass die Versorgung auch dann gesichert bleiben muss, wenn eine beliebige Komponente des Stromnetzes ausfällt.

Demand Side Management (DSM): Maßnahmen zur Veränderung der Höhe und des zeitlichen Verlaufs der Stromnachfrage, z.B. durch eine zeitliche Verschiebung des Betriebs größerer stromverbrauchender Geräte und Prozesse. Hierdurch kann die Nachfrage nach Strom innerhalb gewisser Grenzen einem fluktuierenden Stromangebot (z.B. mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien) angepasst werden. Flexibilitätsoptionen: Möglichkeiten zum zeitlichen oder örtlichen Ausgleich von Abweichungen zwischen (fluktuierender) Erzeugung von Strom und dem Strombedarf. Die Übertragungsnetze für Strom ermöglichen hierbei einen überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Zu den Maßnahmen für einen zeitlichen Ausgleich gehören der flexible Betrieb der Kraftwerke, Lastmanagement bei den Verbrauchern (Demand Side Management) und die Nutzung von Stromspeichern.

Siehe: <https://www.oeko.de/forschung-beratung/themen/energie-und-klima/flexibilitaet-im-stromsystem-herausforderungen-und-ansatze/>

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ): Technologie zur verlustarmen Übertragung von Strom über längere Entfernung, die anstelle der sonst üblichen Drehstrom-Technik auf Gleichstrom basiert. Die HGÜ-Leitungen sind über Umrichterstationen in das Drehstromnetz eingebunden. Diese sind in der Lage, den Leistungsfluss auf der HGÜ-Trasse zu steuern.

Redispatch: Veränderung des Einsatzes von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Planung für die Stromerzeugung, die sich aus dem Stromhandel ergeben hat. Der Netzbetreiber ist zu solchen Eingriffen in den Strommarkt berechtigt, wenn diese notwendig sind, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten, z.B. infolge eines Netzengpasses. Die Kraftwerke werden für evtl. Mehrkosten entschädigt, die hierbei entstehenden Kosten werden mit den Netzegebühren auf die Stromverbraucher umgelegt.

Siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html

Übertragungsnetz für Strom: Zum Übertragungsnetz zählen die Stromleitungen, die mit einer Spannung von 380 oder 220 Kilovolt betrieben werden. Sie dienen in erster Linie dem überregionalen Austausch von Strom. Hinzu kommen die Umspannwerke und Schalteinrichtungen, mit denen die Leitungen untereinander und mit den regionalen Verteilnetzen verbunden sind. Große konventionelle Kraftwerke und auch einzelne große Windparks sind direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen, während andere erneuerbare Kraftwerke direkt in das Verteilnetz einspeisen.

Siehe: <https://www.netztransparenz.de/Allgemeines/Deutsches-Uebertragungsnetz>

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 1771
D-79017 Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49 761 45295-0
Fax: +49 761 45295-288

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49 6151 8191-0
Fax: +49 6151 8191-133

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49 30 405085-0
Fax: +49 30 405085-388

info@oeko.de
www.oeko.de