

Transparenz Stromnetze

Stakeholder-Diskurs und Modellierung
zum Netzausbau und Alternativen

Freiburg,
30. November 2017

Szenarienbericht

*Ausführlichere Dokumentation der im Projekt
erarbeiteten Szenarien, als Ergänzung zur Darstellung
der Szenarien in der Ergebnisbroschüre des Projekts*

Autorinnen und Autoren

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

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
1. Einleitung/Projektkontext	9
2. Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“	12
2.1. Szenarienbeschreibung	12
2.2. Ergebnisse der Modellierung	12
2.2.1. Überblick	12
2.2.2. Detaillierte Modellierungsergebnisse	13
2.2.2.1. Ergebnisse für 2024	13
2.2.2.2. Ergebnisse für 2034	18
2.3. Interpretation der Ergebnisse	20
3. Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitungen ‚A-Nord‘ und ‚Ultranet‘“	21
3.1. Szenarienbeschreibung	21
3.2. Ergebnisse der Modellierung	22
3.2.1. Veränderungen im Strommarkt	22
3.2.2. Veränderung im Übertragungsnetz	25
3.3. Interpretation der Ergebnisse	26
4. Szenario „Rückgang Braunkohle“	26
4.1. Szenarienbeschreibung	26
4.2. Ergebnisse der Modellierung	27
4.2.1. Veränderungen im Strommarkt	27
4.2.2. Veränderungen im Netz	28
4.3. Interpretation der Ergebnisse	30
5. Szenario „Lastnahe Verteilung der erneuerbaren Energien“ („EE lastnah“)	31
5.1. Szenarienbeschreibung	31
5.2. Ergebnisse der Modellierung	32
5.2.1. Veränderungen im Strommarkt	32
5.2.2. Veränderung im Übertragungsnetz	33
5.3. Interpretation der Ergebnisse	37
6. Szenario „Zügiger Kohleausstieg“	37
6.1. Szenarienbeschreibung	37

6.2.	Ergebnisse der Modellierung	38
6.2.1.	Veränderungen im Strommarkt	38
6.2.2.	Veränderung im Übertragungsnetz	39
6.3.	Interpretation der Ergebnisse	42
7.	Szenario „Dezentrale Energiewende 1 – Lastausgleich auf Ebene der Übertragungsnetzknotten“	42
7.1.	Szenarienbeschreibung	42
7.2.	Ergebnisse der Modellierung	43
7.3.	Interpretation der Ergebnisse	45
8.	Szenario „Dezentrale Energiewende 2 – Lastausgleich auf Ebene der Regierungsbezirke und Bundesländer“	46
8.1.	Szenarienbeschreibung	46
8.1.1.	Umsetzung des dezentralen Ansatzes in der Modellierung	48
8.2.	Ergebnisse der Modellierung	49
8.3.	Interpretation der Ergebnisse	54
9.	Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	54
9.1.	Szenarienbeschreibung	54
9.2.	Ergebnisse der Modellierung	56
9.2.1.	Veränderungen im Strommarkt	56
9.2.2.	Veränderung im Übertragungsnetz	57
9.3.	Interpretation der Ergebnisse	60
10.	Zusammenfassung der Szenario-Analysen	61
	Anhang: Erläuterungen zu den Abbildungen	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Referenzszenario B 2024 ohne bindende Netzrestriktionen: Durchschnittliche Leitungsauslastung (ranggeordnet)	15
Abbildung 2-2:	Veränderung der Stromerzeugung aus Braunkohle (links) und Erdgas (rechts)	16
Abbildung 2-3:	Änderungen im Stromaustausch 2024: Vergleichsbetrachtung Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘ “ (Redispatch) minus Referenzszenario (Redispatch)	17
Abbildung 2-4:	Referenzszenario B 2034 ohne bindende Netzrestriktionen: Durchschnittliche Leitungsauslastung (ranggeordnet)	19
Abbildung 2-5:	Änderungen im Stromaustausch 2034: Vergleichsbetrachtung Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘ “ (Redispatch) minus Referenzszenario (Redispatch)	20
Abbildung 3-1:	Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung in der Stromerzeugung aus EE bzw. Steinkohle	23
Abbildung 3-2:	Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung im Import / Export I	24
Abbildung 4-1:	Veränderung der maximalen Leitungsauslastungen (Mean Max 20) durch den Verzicht auf 9 GW Braunkohleleistung im Szenariojahr 2024 (basierend auf NEP B2 2024)	28
Abbildung 4-2:	Referenzszenario vs. Szenario Braunkohleausstieg: Lastfluss zur Stunde der maximalen Differenz der Braunkohle-Einspeisung	29
Abbildung 4-3:	Durchschnittliche Netzbelastung (zeitgeordnet)	30
Abbildung 5-1:	Veränderung der bundeslandspezifischen EE-Stromerzeugung	32
Abbildung 5-2:	Referenzszenario vs. Szenario EE lastnah: Durchschnittliche Leitungsauslastung (zeitgeordnet)	34
Abbildung 5-3:	Referenzszenario vs. Szenario EE lastnah: Vergleich der Leitungsauslastungen im „Mean Max 20“	35
Abbildung 5-4:	Zusammenhang Auslastung – EE-Erzeugung	36
Abbildung 6-1:	Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Zügiger Kohleausstieg“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024 (zeitgeordnet)	40
Abbildung 6-2:	Reduktion der Kraftwerksleistung und Änderung der Leitungsauslastung im „Mean Max 20“	41
Abbildung 7-1:	Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024 (zeitgeordnet)	45
Abbildung 8-1:	Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“	51
Abbildung 8-2:	Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030	52
Abbildung 8-3:	Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 (zeitgeordnet)	53

Abbildung 9-1:	Bestand und Zubau an erneuerbaren Energien im Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	56
Abbildung 9-2:	Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 (zeitgeordnet)	58
Abbildung 9-3:	Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“	59

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Szenarien im Projekt Transparenz Stromnetze	11
Tabelle 2-1:	Ergebnisse der Modellierung der Szenarien „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“	13
Tabelle 3-1:	Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung im Import / Export II	25
Tabelle 3-2:	Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung im Stromaustausch von Nord nach Süd	25
Tabelle 4-1:	Referenzszenario vs. Szenario Braunkohleausstieg: Vergleich der Auswirkungen auf Europa	27
Tabelle 5-1:	Übertragene Strommengen von Nord nach Süd (TWh)	33
Tabelle 7-1:	Summen der Erzeugungsdefizite und -überschüsse an allen Knoten des Netzes im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“	44
Tabelle 8-1:	Inputdaten im Überblick	47
Tabelle 8-2:	Veränderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Szenario „Dezentrale Energiewende 1“	48
Tabelle 8-3:	Dreistufige Modellierung der dezentralen Steuerung im Modell PowerFlex Grid	48
Tabelle 8-4:	Defizite bzw. Überschüsse von Strom in den drei Schritten der regionalen Lastdeckung (Summe über alle Netzknoten)	50
Tabelle 9-1:	Stromerzeugungskosten, CO ₂ -Emissionen und Transite: Vergleich Szenario B 2030, Szenario 85 % EE	57

1. Einleitung/Projektkontext

Die Netzplanung basiert auf dem jeweils aktuellen Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans. Ein zentraler Kritikpunkt am Szenariorahmen 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

Unter Anwendung der Methode der „partizipativen Modellierung“ wurde 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 Szenariorahmen 2017 - 2030 hat

erstmalig Vorgaben zu den maximalen Treibhausgas-Emissionen der Kraftwerke einbezogen und somit eine Verbindung zu den Klimaschutzzielen der Bundesregierung hergestellt.¹ 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 1-1 gibt einen Überblick über alle Szenarien, die im Projekt betrachtet wurden.

Es wurden unterschiedliche Szenarientypen untersucht:

- Zum einen Netzszenarien, in denen der Netzausbau variiert wird, d.h. gegenüber dem NEP weniger Leitungen ausgebaut werden. Als Ergebnis wird dann betrachtet, welche Veränderungen sich im Strommarkt (z.B. Kraftwerkseinsatz) und bei der Belastung der verbleibenden Leitungen ergeben
- Zum anderen Strommarkt-Szenarien, in denen Änderungen in den Szenarioannahmen gegenüber dem NEP vorgenommen werden. Als Ergebnis wird dann wiederum betrachtet, welche Veränderungen sich im Strommarkt und vor allem bei der Belastung des Netzes ergeben.

Bei den Strommarkt-Szenarien wurden zum einen Szenarien betrachtet, in denen nur ein einzelner Parameter variiert wurde, um speziell die Auswirkungen dieses einen Parameters in den Blick nehmen zu können. Darunter fallen die Szenarien „Rückgang Braunkohle“ und „Lastnahe EE-Verteilung“. Zum anderen wurden Szenarien betrachtet, bei denen verschiedene Parameter variiert wurden, um insgesamt ein konsistentes Szenario darzustellen.

Dieses Dokument enthält zum einen eine ausführlichere Dokumentation der Szenarien, die bereits im Kapitel „Optionen für die Zukunft der Energiewende“ der Ergebnisbroschüre des Projekts² dargestellt werden, und zum anderen eine Dokumentation weiterer Szenarien, die im Projekt erarbeitet worden sind.

Erläuterungen zu den Darstellungen in den Abbildungen finden sich im Anhang.

¹ Ähnliche Begrenzungen waren bereits im Szenariorahmen 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 Szenariorahmen nicht zur Anwendung gelangte.

² Siehe http://www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Oeko-Institut_2018_Transparenz_Stromnetze.pdf

Tabelle 1-1: 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
Netzszenerien 2024 und 2034 Verzicht auf die HGÜ-Leitungen „A-Nord“ und „Ultranet“	Verzicht auf HGÜ-Korridor A Emden – Osterath – Philippsburg
Netzszenerio 2024 „Konverter Mecklar“ <i>(wird hier nicht dargestellt)</i>	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“ <i>Verschiedene Varianten, Zeithorizonte 2024, 2025 und 2030</i>	Nachfragerückgang, Kohleausstieg, dezentrale Verteilung von erneuerbaren und Erdgas-Kraftwerken, vorrangig dezentraler Ausgleich von Angebot und Nachfrage
Strommarkt-Szenario 2025 „Geordneter Kohleausstieg“ <i>(wird hier nicht dargestellt)</i>	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. Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“

2.1. Szenarienbeschreibung

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 Annahmen 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.

2.2. Ergebnisse der Modellierung

2.2.1. Überblick

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 2-1 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 2-1 dargestellten Daten beruhen auf der Annahme, dass Redispatch zulässig ist.

Tabelle 2-1: Ergebnisse der Modellierung der Szenarien „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“

	2024	2034
Der Rückgang der inländischen Stromerzeugung betrifft vor allem		
die Braunkohle (in 2034 trotz reduzierter Kraftwerksleistung)	-2,3 TWh	- 2,6 TWh
die Steinkohle	-1,5 TWh	-0,6 TWh
Erneuerbare Energien	-0,3 TWh	ca. -2 TWh
Transport zwischen Nord- und Süddeutschland ³ 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.

2.2.2. Detaillierte Modellierungsergebnisse

Für die beiden Zieljahre 2024 und 2034 wurde jeweils das Szenario „Verzicht auf Korridor D“ mit dem kalibrierten Referenzszenario des Szenarios B des NEP verglichen.

2.2.2.1. Ergebnisse für 2024

Der Vergleich des NEP-Referenzszenarios mit dem hier dargestellten Szenario zeigt für das Jahr 2024 die folgenden Ergebnisse:

- Die Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich um ca. 3,3 TWh, dementsprechend sinken die Nettoexporte Deutschlands ins europäische Ausland. Die Reduktion entspricht ca. 10 % der Exporte im Referenzszenario.
- Der Rückgang der inländischen Stromerzeugung betrifft vor allem die Braunkohle (minus 2,3 TWh) und die Steinkohle (minus 1,5 TWh). Der Rückgang der Braunkohle betrifft vor allem Ostdeutschland und entspricht ca. 3 % der dortigen Stromerzeugung im Referenzszenario. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt um 0,3 TWh ab. Die Erdgaskraftwerke erhöhen ihre Erzeugung um 0,8 TWh. Hierbei handelt es sich vor allem um Erdgaskraftwerke in Bayern (z.B. das Kraftwerk Irsching). Im europäischen Ausland steigt die Erzeugung aus Erdgas mit 3,5 TWh noch deutlich stärker an.
- Die veränderte Stromerzeugung hat Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen im ENTSO-E-Gebiet: Die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung sinken über alle betrachteten Länder hinweg um 2,3 Mio. t, das entspricht 0,2 %. Die Reduktion der CO₂-Emissionen durch den

³ In dieser Auswertung setzt sich Süddeutschland aus Bayern und Baden-Württemberg zusammen, alle anderen Bundesländer wurden als Region „Norddeutschland“ zusammengefasst.

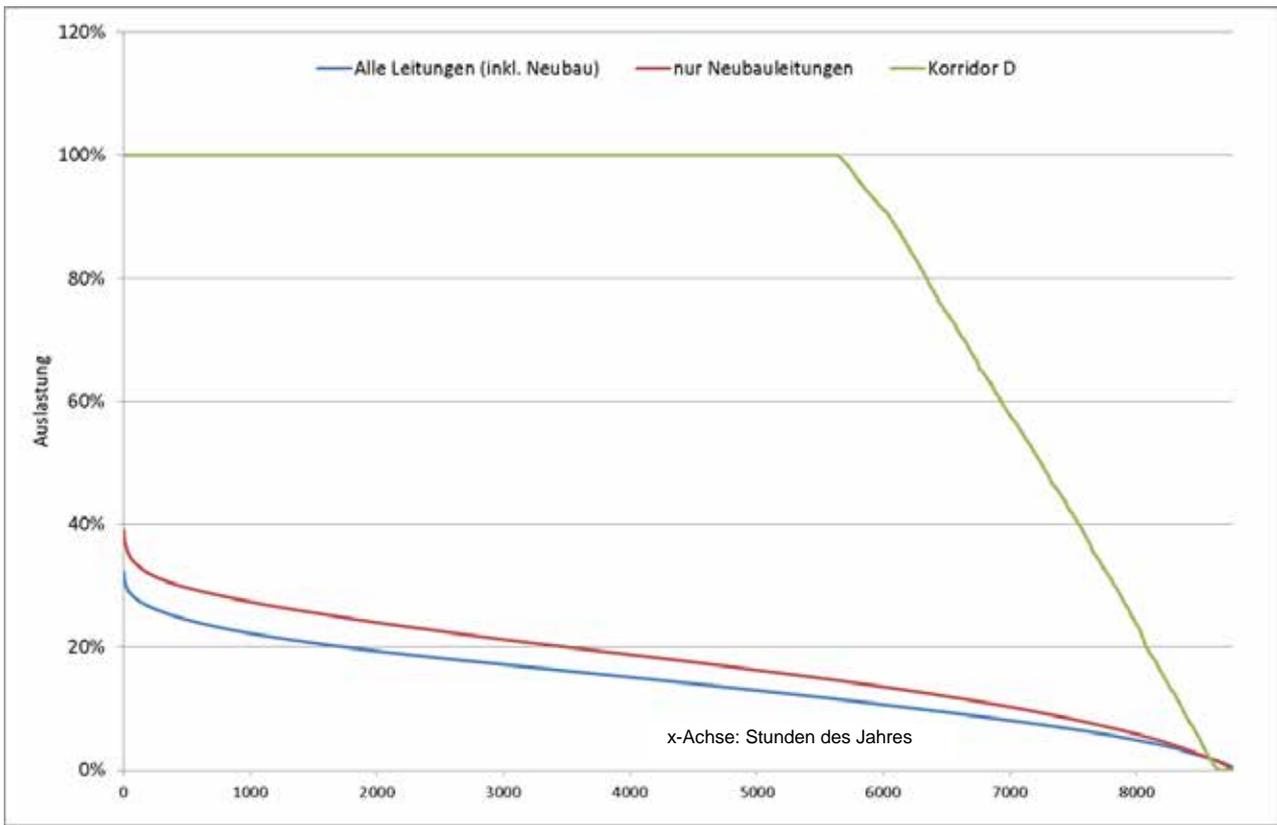
Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas wird hierbei durch eine leichte Erhöhung der EE-Abregelung und den dadurch notwendigen zusätzlichen Einsatz fossiler Kraftwerke teilweise kompensiert.

- Die variablen Stromerzeugungskosten in allen betrachteten Ländern der ENTSO-E-Region steigen geringfügig um 125 Mio. EUR pro Jahr an, dies entspricht einer Zunahme um 0,1 %. Gründe hierfür sind wiederum die leichte Verschiebung der Stromerzeugung von Kohle zu Erdgas und die leichte Erhöhung der Abregelung von EE-Strom. Entsprechend des Rückgangs der fossilen Stromerzeugung in Deutschland sinken die inländischen variablen Kosten der Stromerzeugung um 155 Mio. EUR (-0,8 %). Im europäischen Ausland kommt es v.a. aufgrund der stärkeren Verstromung von Erdgas zu einer Erhöhung der variablen Erzeugungskosten um 280 Mio. EUR (+0,4 %).
- Die zwischen Nord- und Süddeutschland⁴ übertragenen Strommengen (als Summe der übertragenen Strommenge im Drehstromnetz und den verbleibenden beiden HGÜ-Trassen) reduzieren sich um 7,4 TWh, dies entspricht ca. 10 % der im Referenzszenario übertragenen Strommenge. Im Referenzszenario überträgt der HGÜ-Korridor D 12,7 TWh von Norden nach Süden. Dies bedeutet, dass das Drehstromnetz und die verbleibenden beiden HGÜ-Trassen A und C unter den Annahmen des Modells etwa 40 % der Transportaufgabe des Korridors D aus dem NEP-Referenzszenario übernehmen können.
- Bei den Stromflüssen über die Kuppelstellen ins europäische Ausland kommt es zu einer Zunahme der Importe von Österreich nach Deutschland von 5,5 TWh. Der aufgrund des Verzichts auf Korridor D verringerte Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland führt zu einer höheren Stromerzeugung im südlich gelegenen Ausland und einem verstärkten Import aus dieser Region.
- Auf sieben Leitungen des Drehstromnetzes wird aufgrund des Verzichts auf Korridor D die maximal zulässige Belastung erreicht, so dass Redispatchmaßnahmen ergriffen werden müssen.

Die folgenden Grafiken zeigen weitere Ergebnisse im Detail, insbesondere bezüglich der Auswirkungen auf die Netzbelastung. Zur Darstellung in Abbildung 2-1 vgl. die Erläuterungen im Anhang.

⁴ In dieser Auswertung setzt sich Süddeutschland aus Bayern und Baden-Württemberg zusammen, alle anderen Bundesländer wurden als Region „Norddeutschland“ zusammengefasst.

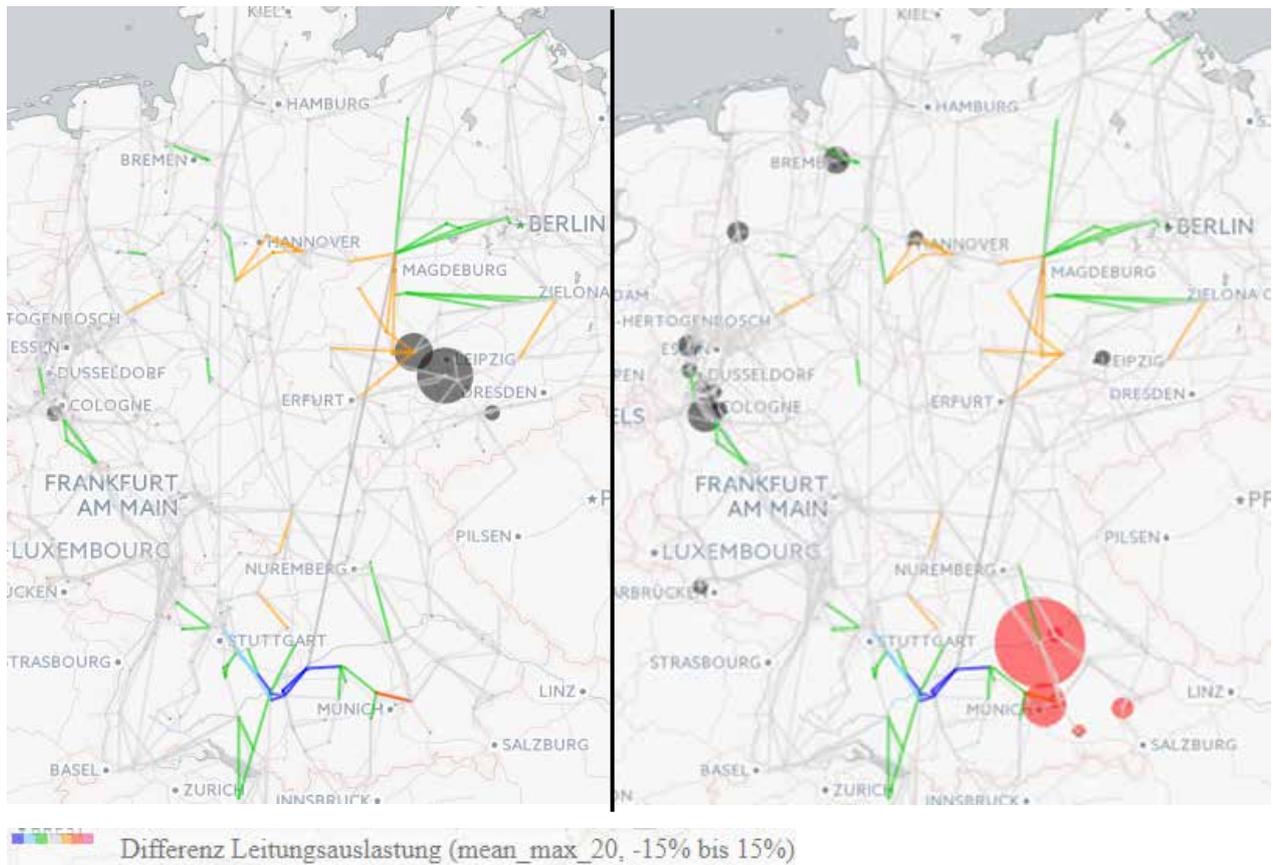
Abbildung 2-1: Referenzszenario B 2024 ohne bindende Netzrestriktionen: Durchschnittliche Leitungsauslastung (ranggeordnet)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Korridor D (Teilstück Wolmirstedt – Raum Gundremmingen, Kapazität 2 GW) ist durchschnittlich zu ca. 82 % ausgelastet (über alle Stunden des Jahres, x-Achse) und überträgt 12,7 TWh von Sachsen-Anhalt nach Bayern sowie 1,8 TWh von Bayern nach Sachsen-Anhalt. Die hier berechnete Auslastung entspricht der NEP-Begründung (80 % Auslastung).

Abbildung 2-2: Veränderung der Stromerzeugung aus Braunkohle (links) und Erdgas (rechts)



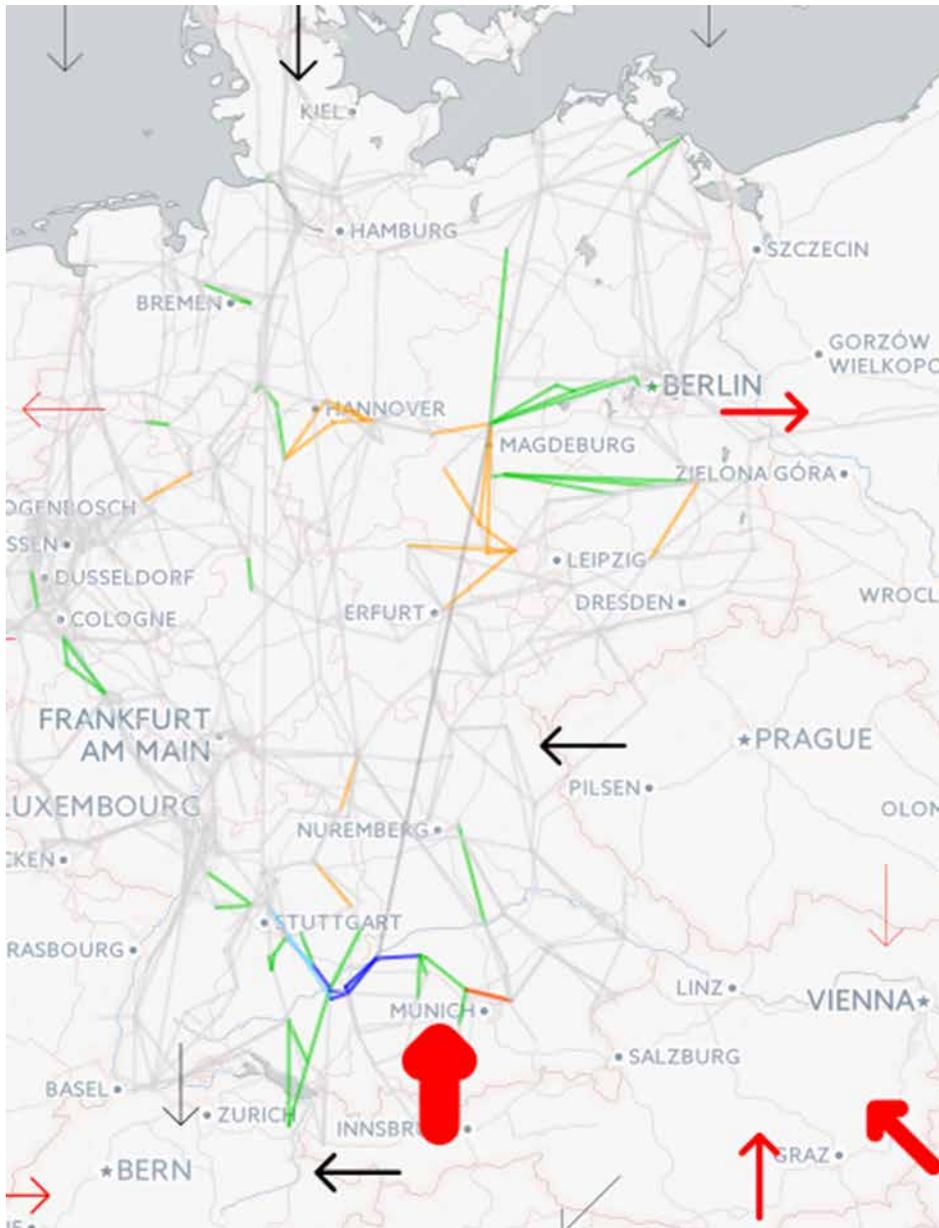
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Links: Vergleichsbetrachtung der Jahresstromerzeugung aus Braunkohle: Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“ (ohne Redispatch) minus Referenzszenario (ohne Redispatch). Die schwarzen Kreise entsprechen in Summe einem Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle in Höhe von 2,3 TWh.

Rechts: Vergleichsbetrachtung der Jahresstromerzeugung aus Erdgas: Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“ (ohne Redispatch) minus Referenzszenario (ohne Redispatch). Die schwarzen Kreise (Rückgang) und roten Kreise (Erhöhung) entsprechen in Summe einer Nettoerhöhung der Stromerzeugung aus Erdgas in Höhe von 0,8 TWh.

Bei blau und grün eingefärbten Leitungen hat die Leitungsauslastung abgenommen, bei orange und rot eingefärbten Leitungen hat sie zugenommen.

Abbildung 2-3: Änderungen im Stromaustausch 2024: Vergleichsbetrachtung Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“ (Redispatch) minus Referenzszenario (Redispatch)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Änderungen beim Stromaustausch

- Netto Export aus Norddeutschland nimmt zu (rote Pfeile)
 - Deutschland à Polen: +0,8 TWh
 - Deutschland à Niederlande: + 0,3 TWh
- Netto Import nach Süddeutschland nimmt zu (rote Pfeile)
 - Österreich à Deutschland: + 5,5 TWh

Änderungen in Deutschland

- Bayern: +1,2 TWh Erdgas
- Korridor A2: +0,8 TWh nach Baden-Württemberg
- Höherer Stromtransport zwischen Thüringen und Bayern im AC-Netz: +2,1 TWh

Das AC-Netz und die europäischen Nachbarn kompensieren den Wegfall von Korridor D.

2.2.2.2. Ergebnisse für 2034

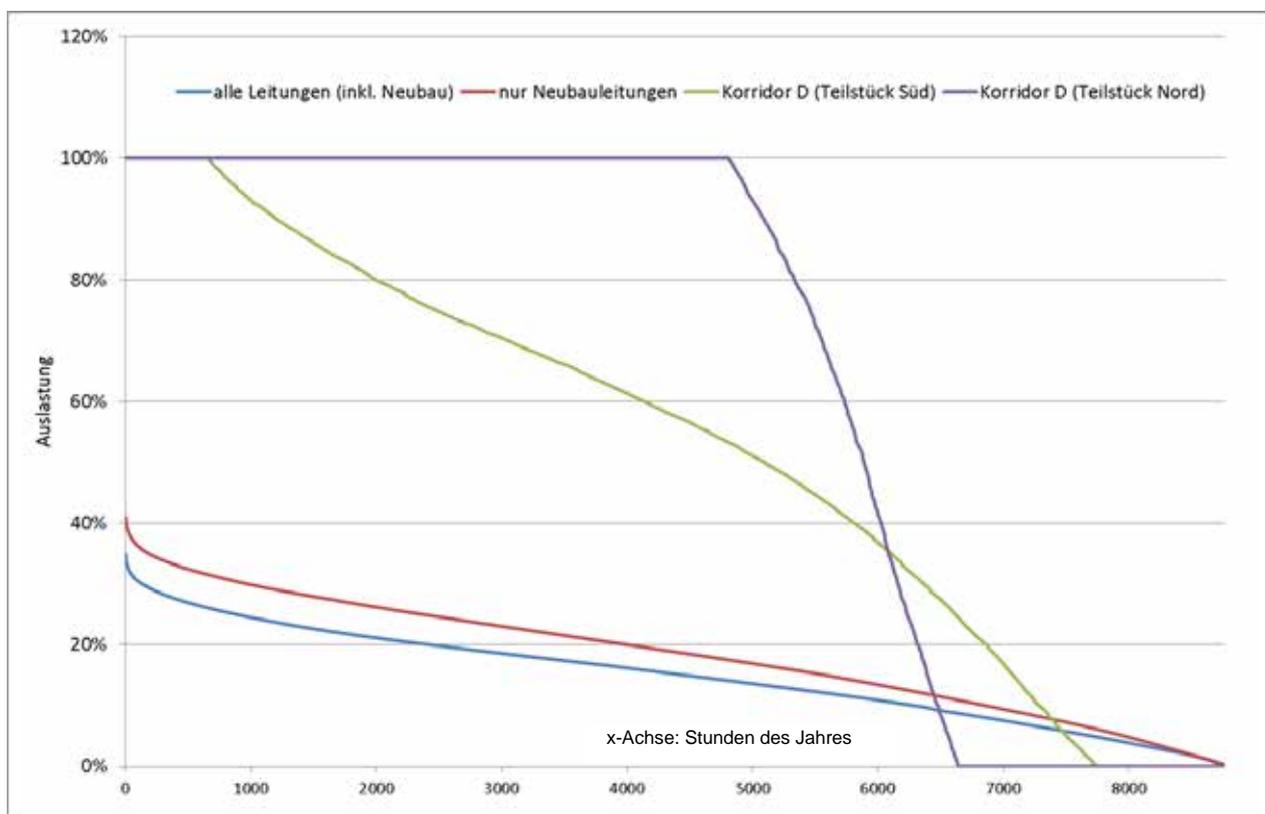
Die längerfristigen Wirkungen des Korridors D bzw. des Verzichts auf diesen Korridor zeigt die Modellierung für das Jahr 2034. Gegenüber dem Jahr 2024 ist das Referenzszenario 2034 in Deutschland durch einen Zuwachs der Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) um knapp 60 % und einen Rückgang 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. Zudem wird der Korridor D von Wolmirstedt nach Güstrow verlängert (Teilstück Nord) und die Kapazität durchgängig von 2 GW auf 4 GW erhöht. Dadurch nimmt auch die durchschnittliche Auslastung in 2034 im Vergleich zu 2024 ab (Abbildung 2-4).

Für den Verzicht auf Korridor D in diesem Szenario für 2034 sind im Vergleich zum Referenzszenario folgende Ergebnisse hervorzuheben:

- Die Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich gegenüber dem Szenario 2024 noch etwas stärker, um ca. 4,7 TWh. In gleicher Höhe sinken die Nettoexporte Deutschlands ins europäische Ausland. Wie beim Szenario 2024 entspricht die Reduktion auch im Jahr 2034 knapp 10 % der Exporte im Referenzszenario.
- Der Rückgang der inländischen Stromerzeugung betrifft trotz reduzierter installierter Leistung weiterhin vor allem die Braunkohle (minus 2,6 TWh). An zweiter Stelle folgt die stärker notwendige Abregelung von EE-Strom um ca. 2 TWh (eine Verstärkung um 7 % gegenüber dem Referenzszenario), die Erzeugung von Steinkohlekraftwerken reduziert sich um 0,6 TWh. Der Rückgang der Braunkohle betrifft weiterhin vor allem das ostdeutsche Braunkohlerevier und entspricht ca. 6 % der dortigen Stromerzeugung im Referenzszenario. Im europäischen Ausland steigt die Erzeugung aus Erdgas um 5,6 TWh an, es müssen jedoch auch ca. 0,6 TWh EE-Strom abgeregelt werden.
- Die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung sinken über alle betrachteten Länder hinweg minimal um 0,6 Mio. t, das entspricht 0,1 %. Wie im Jahr 2024 liegen die Gründe hierfür in der Verschiebung der Stromerzeugung von Kohle zu Erdgas und der verstärkten Abregelung von EE-Strom und dem damit verbundenen zusätzlichen Einsatz fossiler Kraftwerke.
- Die variablen Stromerzeugungskosten in allen betrachteten Ländern steigen um 280 Mio. EUR pro Jahr an, dies entspricht einer geringfügigen Zunahme um 0,3 %. Auch dies ist durch die Verschiebung der Stromerzeugung von Kohle zu Erdgas und die verstärkte Abregelung von EE-Strom verursacht. Entsprechend des Rückgangs der fossilen Stromerzeugung in Deutschland sinken die inländischen variablen Kosten der Stromerzeugung um 170 Mio. EUR (-0,9 %). Im betrachteten Ausland kommt es wiederum v.a. aufgrund der stärkeren Verstromung von Erdgas zu einer Erhöhung der variablen Erzeugungskosten um 450 Mio. EUR (+0,6 %).
- Die zwischen Nord- und Süddeutschland übertragenen Strommengen reduzieren sich um 9,3 TWh, dies entspricht ca. 13 % der im Referenzszenario von Nord- nach Süddeutschland übertragenen Strommenge. Beide Werte haben sich gegenüber dem Szenario 2024 moderat erhöht. Im Referenzszenario überträgt der HGÜ-Korridor D ca. 14 TWh von Norden nach Süden. Im Szenario 2034 kann also das Drehstromnetz zusammen mit den verbleibenden beiden HGÜ-Trassen unter den Annahmen des Modells noch etwa 34 % der Transportaufgabe des Korridors D aus dem Referenzszenario übernehmen.

- Bei den Stromflüssen über die Kuppelstellen ins europäische Ausland kommt es zu einer gegenüber dem Jahr 2024 weiter verstärkten Zunahme der Importe von Österreich nach Deutschland von 7,6 TWh. In geringerem Umfang sinken die Exporte nach Tschechien (0,7 TWh). In den norddeutschen Netzgebieten sinken die Importe von Dänemark nach Deutschland um 1,5 TWh, und es steigen die Exporte von Strom nach Polen um 1,3 TWh. Diese Veränderungen lassen sich durch die reduzierte Transportkapazität zwischen Nord- und Süddeutschland erklären: Ein Teil des im Norden erzeugten Stroms verdrängt skandinavische Kraftwerke oder wird nach Polen exportiert, während Süddeutschland vermehrt aus dem Ausland importieren muss (Abbildung 2-5).
- Auf fünf Leitungen des Drehstromnetzes wird aufgrund des Verzichts auf Korridor D die maximal zulässige Belastung erreicht, so dass Redispatchmaßnahmen erforderlich werden.

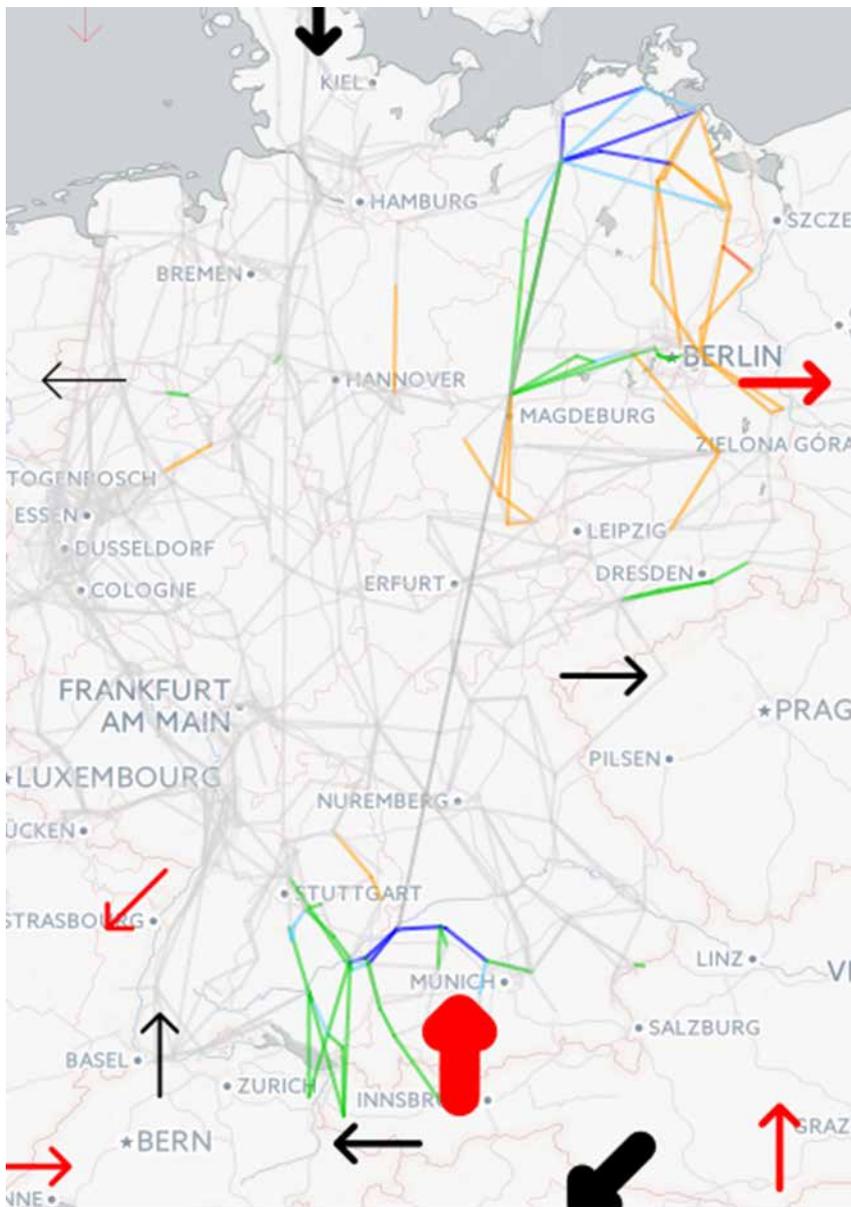
Abbildung 2-4: Referenzszenario B 2034 ohne bindende Netzrestriktionen: Durchschnittliche Leitungsauslastung (ranggeordnet)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Das nördliche Teilstück von Korridor D (Wolmirstedt – Raum Gundremmingen, Kapazität 4 GW) ist über alle Stunden des Jahres (x-Achse) zu 67% ausgelastet und überträgt 16,3 TWh von Mecklenburg-Vorpommern nach Sachsen-Anhalt sowie 7,0 TWh von Sachsen-Anhalt nach Mecklenburg-Vorpommern. Das südliche Teilstück von Korridor D (Güstrow – Wolmirstedt, Kapazität 4 GW) ist zu 53% ausgelastet und überträgt 14,2 TWh von Sachsen-Anhalt nach Bayern sowie 4,2 TWh von Bayern nach Sachsen-Anhalt.

Abbildung 2-5: Änderungen im Stromaustausch 2034: Vergleichsbetrachtung Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“ (Redispatch) minus Referenzszenario (Redispatch)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Änderungen beim Stromaustausch

- Netto Export aus Norddeutschland nimmt zu (roter Pfeil): Deutschland à Polen: +1,3 TWh
- Netto Import nach Norddeutschland nimmt ab (schwarzer Pfeil): Deutschland à Dänemark: - 1,5 TWh
- Netto Import nach Süddeutschland nimmt zu (roter Pfeil): Österreich à Deutschland: + 7,6 TWh

2.3. 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 Korridor 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.

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 Ostdeutschland 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.

3. Szenario „Verzicht auf die HGÜ-Leitungen ‚A-Nord‘ und ‚Ultranet‘“

3.1. Szenarienbeschreibung

Dieses Szenario ist eine Variation des zuvor dargestellten Szenarios „Verzicht auf die HGÜ-Leitung ‚Südostlink‘“ mit dem Unterschied, dass hier auf den Korridor A verzichtet wurde. Dieser ist zweigeteilt und besteht aus A-Nord und Ultranet. Im Weiteren wird dieses Szenario vereinfacht als „Verzicht auf Korridor A“ bezeichnet.

3.2. Ergebnisse der Modellierung

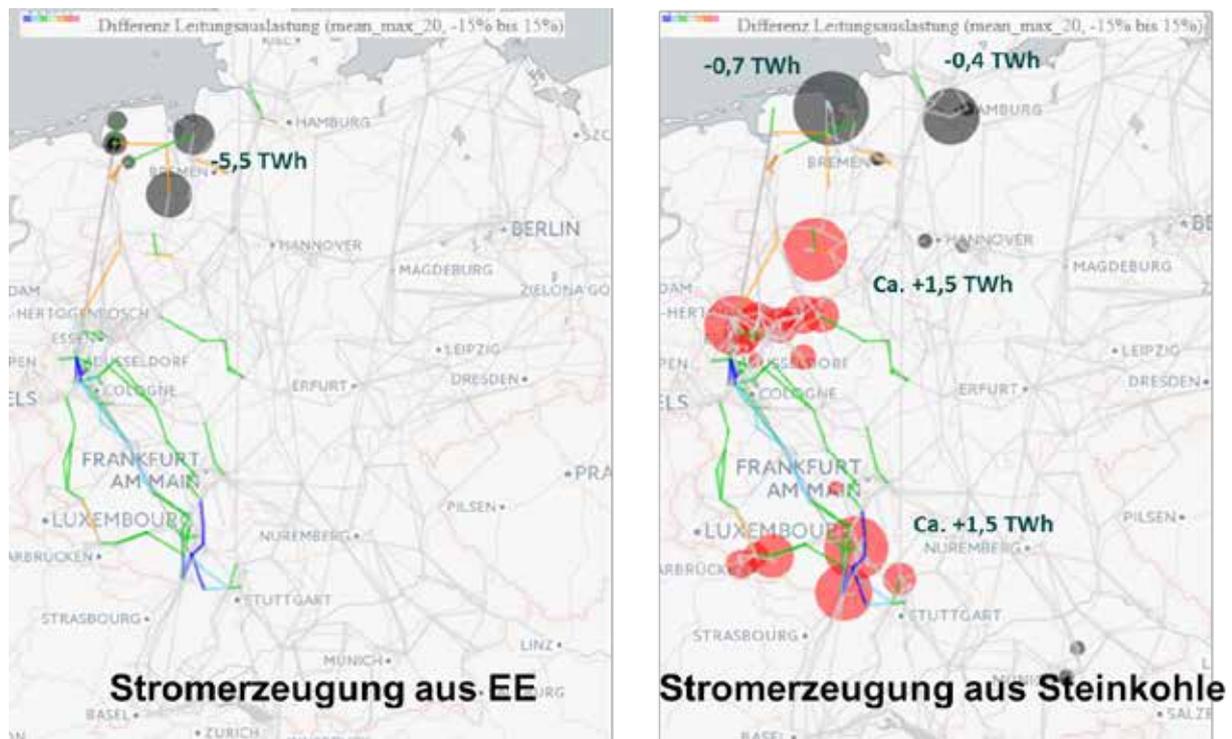
3.2.1. Veränderungen im Strommarkt

Die wichtigsten Ergebnisse im Strommarkt des Vergleichs des Szenarios „Verzicht auf Korridor A“ mit dem im Modell abgebildeten Szenario B des Netzentwicklungsplans (Referenzszenario) für das Jahr 2024 sind:

- Variable Stromerzeugungskosten (ohne Investitionen)
 - Deutschland: Kostensteigerung um 245 Mio. € (+1,4 %)
 - Europa exkl. DE: Kostenanstieg um 110 Mio. € (+0,1 %)
 - Europa inkl. DE: Kostenanstieg um 355 Mio. € (+0,4 %)
 - Kostenanstieg / Transportmenge von Korridor A01: 27,5 €/MWh
- Ursache für Kostenanstieg
 - Geringere EE-Integration in Deutschland (-5,5 TWh)
 - Brennstoffswitch EE zu Kohle (+3,7 TWh) und Erdgas (+1,8 TWh)
- Stromerzeugung
 - Deutschland: -1,6 TWh, Anstieg EE-Abregelung von 8,9 TWh auf 14,4 TWh
 - Europa exkl. Deutschland: +1,6 TWh
- CO₂-Emissionen
 - Deutschland: Anstieg um 3,6 Mio. t CO₂ (+1,3 %)
 - Europa exkl. DE: Anstieg um 1,1 Mio. t CO₂ (+0,1 %)
 - Europa inkl. DE: Anstieg um 4,7 Mio. t CO₂ (+0,4 %)
- Absolute CO₂-Emissionen des Stromsektors im Vergleich zum Klimaschutzziel der Bundesregierung:
 - max. Emission im Stromsektor 2025 (Projektionsbericht): 246 Mio. t CO₂
 - Szenario „Verzicht auf Korridor A“: 277 Mio. t CO₂
 - Referenzszenario 2024: 274 Mio. t CO₂

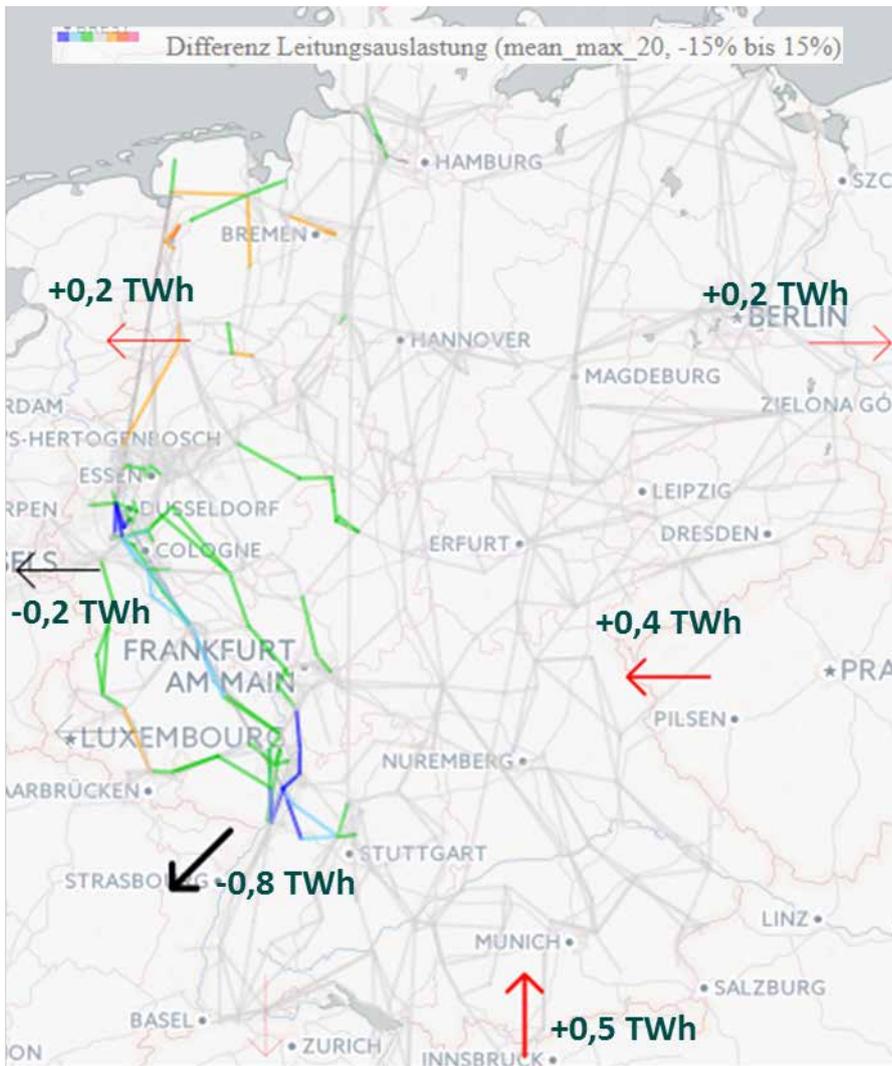
Die EE-Abregelung im Nordwesten von Niedersachsen nimmt ohne den Korridor A deutlich zu (+5,5 TWh). In kleinerem Umfang kommt es in Hamburg und Wilhelmshaven auch zu einem Rückgang der Steinkohlestromerzeugung (-1,1 TWh). Die Effekte auf die EE-Erzeugung sind hier also höher als auf die Steinkohleerzeugung. Die EE-Abregelung wird überwiegend durch fossile Stromerzeugung aus Kohle- und Erdgaskraftwerken um die Ausspeisepunkte Osterath und Philippsburg kompensiert.

Abbildung 3-1: Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung in der Stromerzeugung aus EE bzw. Steinkohle



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-2: Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung im Import / Export I



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 3-1: Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung im Import / Export II

Handelssaldo (TWh)

Land	Referenzszenario B 2024	Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024	Differenz	Interpretation
FR	-43,8	-44,1	+0,3	Export steigt
CZ	-18,6	-18,8	+0,2	Export steigt
BE	32,7	32,5	-0,2	Import sinkt
NL	7,3	7,2	-0,1	Import sinkt
DE	-37,2	-35,6	+1,6	Export sinkt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3.2.2. Veränderung im Übertragungsnetz

Der Transport von Nord- nach Süddeutschland im AC-Netz geht um rund 10 % zurück, der Nord-Süd-Transport über die HGÜ-Korridore nimmt um rund 10 % zu (siehe Tabelle 3-2). Der Wegfall des Korridors A wird in erster Linie durch Redispatch und Korridor C kompensiert.

Tabelle 3-2: Referenzszenario B2024 vs. Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024: Veränderung im Stromaustausch von Nord nach Süd

Stromaustausch (TWh)					
Bundesland Nord	Bundesland Süd	Referenzszenario B2024	Szenario „Verzicht auf Korridor A“ in 2024	Differenz	
NRW	RLP	11,7	7,7	-4,0	
HE	RLP	11,3	13,0	+1,7	
HE	BW	1,4	0,2	-1,2	
HE	BY	- 5,8	-6,9	-1,1	
TH	BY	26,9	26,3	-0,6	
AC-Netz		45,5	39,8	-5,7	
HGÜ-Korridore		29,7	32,4	+2,7	
Summe AC+DC		75,2	72,2	-3,0	

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3.3. Interpretation der Ergebnisse

- Durch einen Verzicht auf Korridor A kommt es zu einer erheblichen Abregelung von EE im Nordosten Deutschlands (Erzeugung -5,5 TWh), die durch verstärkten Einsatz von Steinkohle, Erdgas und Braunkohle in der Region um Köln, im Raum Mannheim / Karlsruhe sowie im Ausland ausgeglichen wird.
- Dementsprechend kommt es zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen in Deutschland und im Rest Europas um insgesamt 4,7 Mio. t.
- Bei Verzicht auf Korridor A kommt es zu erhöhten Leitungs-auslastungen im Raum Bremen / Emden / Meppen. In der Region um Köln und den Korridor von dort bis Mannheim kommt es dagegen zu einer Entlastung des Drehstromnetzes.
- Der Stromtransport im Drehstromnetz von Nord- nach Süd-deutschland verringert sich bei Verzicht auf Korridor A um rund 10 %. Die anderen HGÜ-Korridore können die wegfallende Übertragungsleistung des Korridors A in der Jahressumme mehr als ausgleichen.
- Ohne Korridor A geht der Stromexport Deutschlands um ca. 4 % zurück; das betrifft insbesondere den Export nach Frankreich. Dies lässt sich durch die verstärkte Abregelung von EE in Deutschland und deren Ersatz durch teureren fossil erzeugten Strom erklären.
- Korridor A01 kann als Leitung zur Übertragung von Windstrom ins Ruhrgebiet bezeichnet werden. Dem Korridor A02 kann keine vergleichbar klare Rolle zugeschrieben werden.
- Die BNetzA sollte ein Szenario mit Verzicht auf Korridor A02 prüfen.

4. Szenario „Rückgang Braunkohle“

4.1. Szenarienbeschreibung

In diesem Szenario wird nur ein Parameter variiert, die installierte Braunkohleleistung. Im Jahr 2024 wird eine auf 6 GW reduzierte installierte Leistung von Braunkohle-Kraftwerken unterstellt. Hintergrund ist, dass zunächst die Effekte von Veränderungen einzelner Parameter besser verstanden werden sollen. Es geht um die Frage, ob die Annahme der weiterhin hohen Braunkohle-Einspeisung im NEP Netzausbaubedarf verursache, der nach einem Braunkohleausstieg nicht mehr gerechtfertigt erscheint.

Die Stilllegungsentscheidung basiert auf Baujahr und Wirkungsgrad und teilt sich wie folgt auf die Bundesländer auf. Besonders betroffen sind die Braunkohlereviere der Lausitz

- Brandenburg: - 4,4 GW (-27,3 TWh)
- NRW: - 2,2 GW (-8,9 TWh)
- Sachsen: - 1,1 GW (-4,8 TWh)
- Sachsen-Anhalt: - 1,0 GW (-6,7 TWh)
- Niedersachsen: - 0,3 GW (- 2,5 TWh)

4.2. Ergebnisse der Modellierung

4.2.1. Veränderungen im Strommarkt

Tabelle 4-1: Referenzszenario vs. Szenario Braunkohleausstieg: Vergleich der Auswirkungen auf Europa

Länder mit einer Zunahme der Stromerzeugung (Handelssaldo in TWh)

Land	Referenz-Szenario	Braunkohle-ausstiegs-Szenario	Differenz	Interpretation
PL	5,12	-1,66	-6,79	Import sinkt, wird zum Exporteur
NL	32,41	29,00	-3,41	Import sinkt
UK	9,35	7,04	-2,31	Import sinkt
CZ	-18,87	-21,18	-2,31	Export steigt
AT	4,75	2,65	-2,10	Import sinkt

Länder mit einer Abnahme der Stromerzeugung (Handelssaldo in TWh)

Land	Referenz-Szenario	Braunkohle-ausstiegs-Szenario	Differenz	Interpretation
DE	-41,81	-14,55	27,26	Export sinkt

Quelle: Eigene Darstellung

Der Braunkohleausstieg senkt die deutsche Erzeugung und verringert die europäischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung.

- Steigerung der variablen Erzeugungskosten in Europa inkl. Deutschland um 614 Mio. € (+0,62 %)
- CO₂-Emissionen Europa inkl. Deutschland: Absenkung um 29,2 Mio. t CO₂ (-2,57 %)
- Stromerzeugung Deutschland:
 - Erzeugungsrückgang um 27,2 TWh (-4,58 %)
 - Rückgang der EE- Abregelung: 0,2 TWh (0,1 % der EE- Erzeugung)

4.2.2. Veränderungen im Netz

Abbildung 4-1: Veränderung der maximalen Leitungsauslastungen (Mean Max 20) durch den Verzicht auf 9 GW Braunkohleleistung im Szenariojahr 2024 (basierend auf NEP B2 2024)

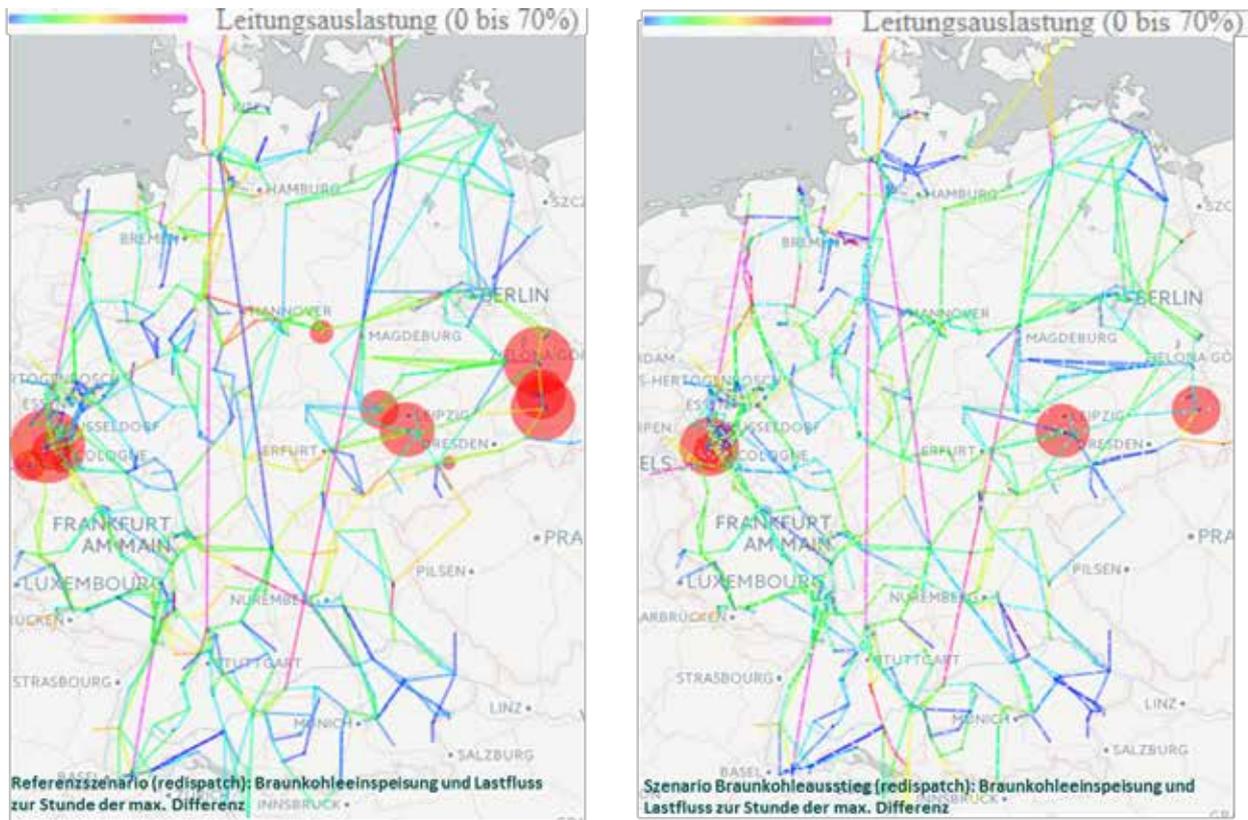


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Auswirkung der reduzierten Braunkohleleistung auf die Braunkohlestromerzeugung ist in der Abbildung 4-1 regionalisiert als schwarzer Kreis hervorgehoben. In dieser Einparametervariation (nur Braunkohle wird reduziert, alles andere bleibt unverändert) wird deutlich, dass sich der insbesondere in der Lausitz verortete Braunkohleausstieg stark senkend auf die Auslastung des Stromnetzes in der Umgebung auswirkt. In Nordrhein-Westfalen ist dieser Effekt insbesondere in (süd-)westlicher Richtung ebenfalls sichtbar, jedoch findet partiell auch eine Erhöhung der Leitungsauslastungen statt. Dies kann einerseits durch den erhöhten Stromimport aus den Niederlanden verursacht sein. Auch in Süddeutschland nehmen die Leitungsauslastungen in den Grenzregionen aufgrund der veränderten Nettoexporte in ihrer maximalen Ausprägung zu.

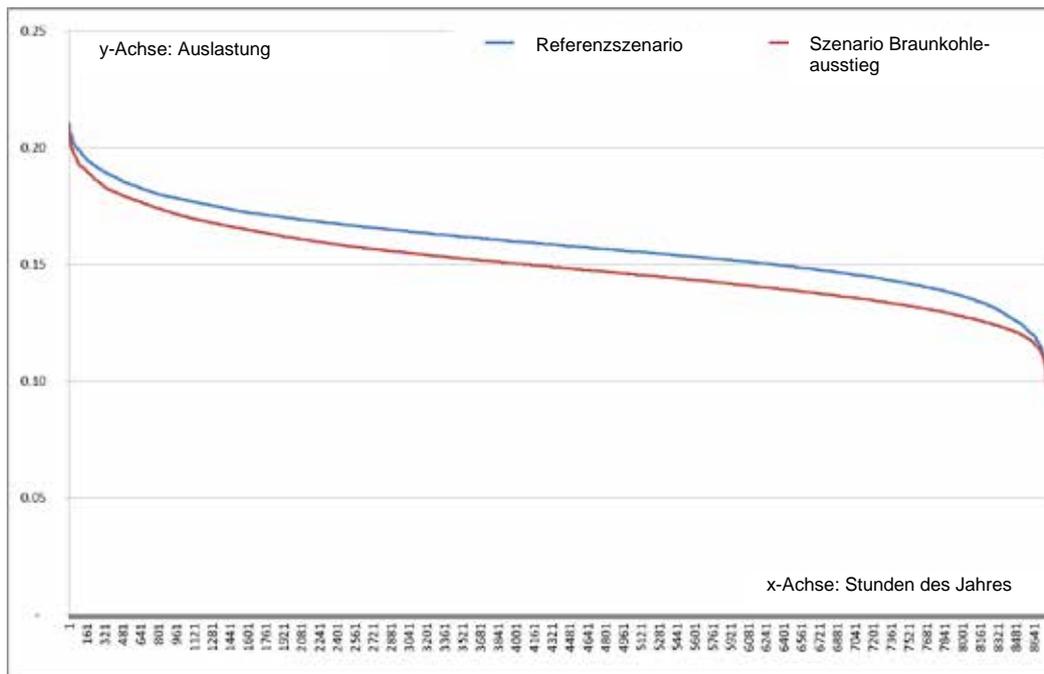
Zur farblichen Darstellung der Leitungsauslastungen in Abbildung 4-1 sowie zur Darstellung der durchschnittlichen Netzbelastung in Abbildung 4-3 vgl. die Erläuterungen im [Anhang](#).

Abbildung 4-2: Referenzszenario vs. Szenario Braunkohleausstieg: Lastfluss zur Stunde der maximalen Differenz der Braunkohle-Einspeisung



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 4-3: Durchschnittliche Netzbelastung (zeitgeordnet)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Es zeigen sich die folgenden netzseitigen Effekte:

- Die durchschnittliche Netzbelastung (zeitgeordnet) sinkt leicht (siehe Abbildung 4-3).
- Es kommt zu einer Entlastung des Netzes in den Braunkohle-Einspeiseregionen.
- Gleichzeitig zeigen sich zusätzliche Belastung des Netzes an den Grenzkuppelstellen lastnaher Regionen
- Grundsätzlich bleibt die Erforderlichkeit des NEP-Ausbaubedarfs auch im Szenario Braunkohleausstieg bestehen. Für einzelne NEP-Ausbauvorhaben mit geringer Nutzung im Referenzszenario sinkt die Nutzung weiter.
- In Brandenburg sind Verringerungen der Leitungsauslastung erkennbar, jedoch liegen die Auslastungsmaxima von Ausbauprojekten deutlich und langfristig über 20 %.
- Im Szenario Braunkohleausstieg erreicht keine Leitung die maximale Auslastung, die nicht bereits im Referenz-Szenario maximal ausgelastet war.
- In Höchstlaststunden ist eine deutliche Veränderung des Lastflusses erkennbar. Es ist für Einzelfälle zu prüfen, ob alternativer Netzausbaubedarf entsteht.

4.3. Interpretation der Ergebnisse

- Die Annahme einer höheren Braunkohleeinspeisung im NEP stellt nach bisherigem Kenntnisstand nicht die Ursache für den Netzausbaubedarf dar.

- Im Szenario Braunkohleausstieg kann keine Reduktion des Netzausbaubedarfs festgestellt werden. Gemessen am Erforderlichkeitskriterium der BNetzA führt der Braunkohleausstieg nicht zu einer veränderten Beurteilung der Leitungen.
- Die Integration von erneuerbaren Energien in die Netze wird durch die Abschaltung der Braunkohleanlagen nicht signifikant erhöht.
- Für eine fundierte Beurteilung der Erforderlichkeit einzelner Leitungen müsste jedoch in einem iterativen Verfahren (siehe Kapitel 8.1) geprüft werden, ob ein Verzicht auf eine Leitung zu zusätzlichen Engpässen führt.

5. Szenario „Lastnahe Verteilung der erneuerbaren Energien“ („EE lastnah“)

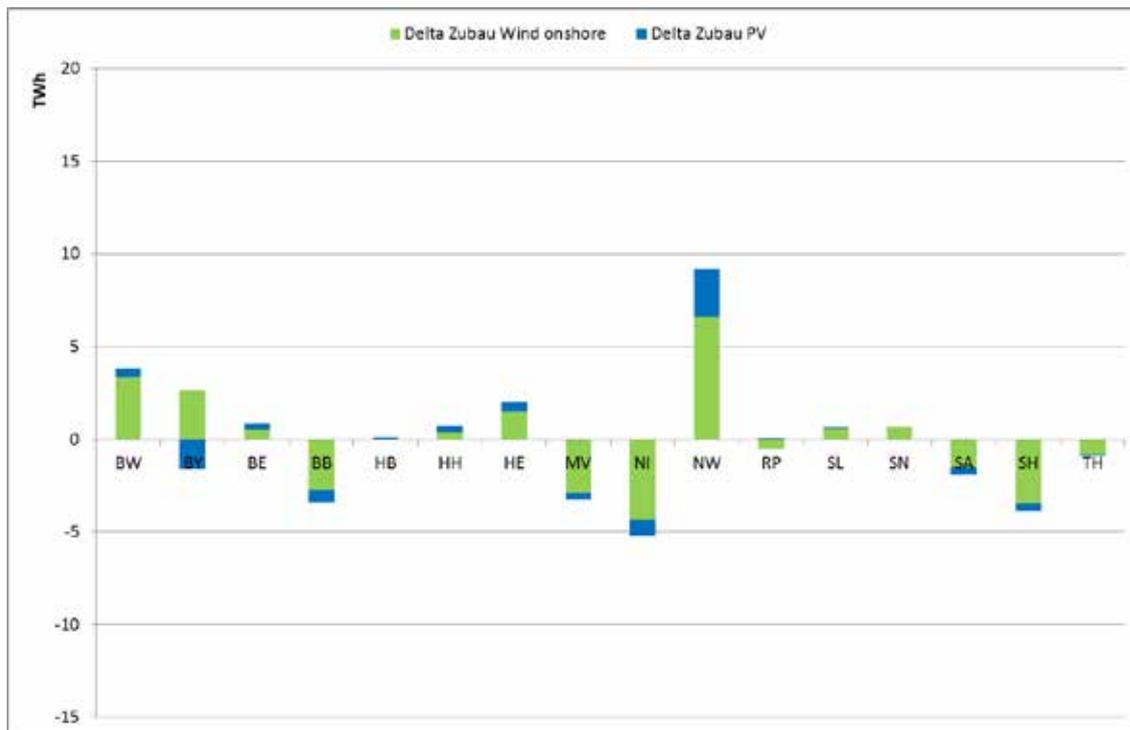
5.1. Szenarienbeschreibung

Dieses Szenario basiert auf dem Szenario B des NEP 2024. Gegenüber dem Szenariorahmen wurde auch hier wie beim Szenario „Rückgang Braunkohle“ nur ein Parameter verändert: Die Verteilung des Zubaus an Kapazitäten für Wind (Onshore) und PV auf die Bundesländer im Vergleich zum Anlagenbestand 2014 erfolgt zu 50 % entsprechend der Verteilung der Last und zu 50 % so wie im NEP angenommen. Die Verteilung findet im NEP 2014 zu 50 % nach Bestand und zu 50 % nach Windgeschwindigkeitsklassen innerhalb von Potenzialflächen statt.

Bei dem verwendeten Verfahren für die regionale Verteilung der EE wurden die verfügbaren Flächenpotenziale für Wind berücksichtigt. In den Stadtstaaten wurden diese erreicht und der darüber hinausgehende lastnahe EE-Zubau daher einem angrenzenden Flächenland zugewiesen.

Gegenüber dem NEP kommt es somit im Jahr 2024 zu der nachfolgend dargestellten Differenz in der Verteilung der (möglichen) EE-Erzeugung je Bundesland. In Summe wurden 19 TWh EE-Erzeugung neu verteilt.

Abbildung 5-1: Veränderung der bundeslandspezifischen EE-Stromerzeugung



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zudem wurden in diesem Szenario unbeabsichtigt die EE-Kapazitäten im Ausland leicht erhöht. Die dort resultierende Erhöhung der EE-Einspeisung ist größer als die in Deutschland und hat daher wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse des Szenarios.

Hintergrund für die Formulierung dieses Szenarios war, dass der Zubau der Kapazitäten im NEP-Szenario B 2024 an den erwarteten Erzeugungskosten orientiert ist. Dies führt zu einer räumlichen Konzentration der EE-Kraftwerke, und in der Folge kann ein höherer Transportbedarf erwartet werden. Mit der stärker lastnah verteilten EE-Erzeugung ist die Erwartung verbunden, dass sich die durch EE verursachte Belastung des Übertragungsnetzes reduziert. Zudem wurde erwartet, dass es durch die lastnahe Verteilung der EE-Erzeugung zu weniger EE-Abregelung kommt.

5.2. Ergebnisse der Modellierung

Im Vergleich zum Referenzszenario NEP B 2024 sind aus der Modellierung folgende relevanten Veränderungen im Jahr 2024 hervorzuheben.

5.2.1. Veränderungen im Strommarkt

Das räumlich gleichmäßiger verteilte EE-Angebot kann tatsächlich etwas besser in die Netze integriert werden. Die EE-Abregelung in Deutschland kann von 9,3 TWh im Referenzszenario auf 5,5 TWh reduziert werden, dies entspricht noch 2,1 % des EE-Angebots. Hierdurch werden fossile Kraftwerke in Deutschland und im Ausland verdrängt: In Deutschland werden 2,3 TWh weniger Strom aus Steinkohle und 1,0 TWh weniger aus Erdgas erzeugt. Allerdings kommt es aufgrund regionaler Engpässe im Norden Deutschlands vereinzelt zu einer Zunahme der Stromerzeugung

aus Steinkohle. In der Summe sinken die Kosten der Stromerzeugung und die Emissionen geringfügig.

Die Summen der Stromerzeugung im EU-Ausland und die Handelssalden Deutschlands mit seinen Nachbarländern verändern sich nur unwesentlich. Ursache für die Kostensenkung sind die höhere EE-Integration in Deutschland und ein höheres EE-Angebot in den Nachbarländern.

Variable Kosten der Stromerzeugung in Deutschland	-0,2 Mrd. € (-1,2 %)
Variable Kosten der Stromerzeugung im Rest Europas	-0,5 Mrd. € (-0,6 %)
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland	-3,1 Mio. t (-1,1 %)
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im Rest Europas	-3,3 Mio. t (-0,4 %)

5.2.2. Veränderung im Übertragungsnetz

Die Salden des Stromtransports zwischen Nord- und Süddeutschland verändern sich durch die lastnähere Verteilung der EE-Erzeugung kaum. Dabei verlagern sich etwa 5 % des Saldos des Stromtransports von den HGÜ-Leitungen zu den Leitungen des Drehstromnetzes.

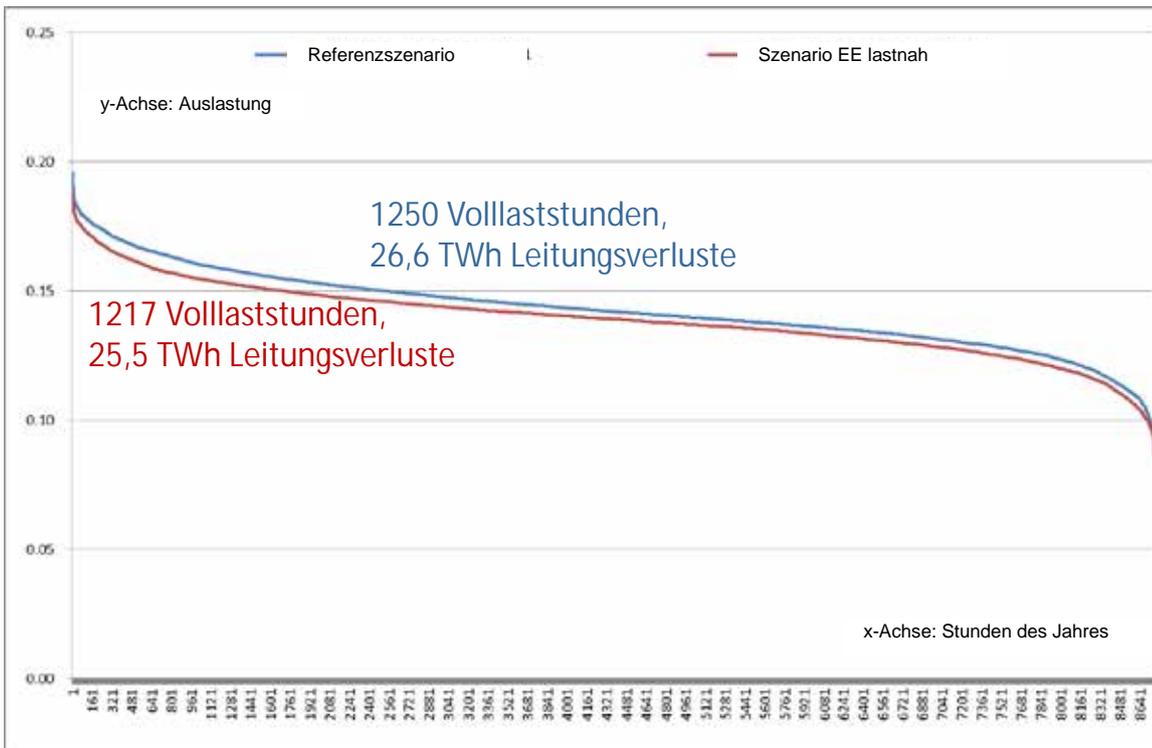
Tabelle 5-1: Übertragene Strommengen von Nord nach Süd (TWh)

Bundesland Nord	Bundesland Süd	Referenzszenario	Szenario EE lastnah	Differenz
NRW	RLP	10,0	12,5	2,5
HE	BW	2,0	2,9	1,0
HE	BY	-5,2	-4,7	0,5
TH	BY	28,8	27,0	-1,8
AC-Netz		35,6	37,7	2,2
HGÜ-Korridore		14,7	12,4	-2,3
Summe AC+DC		50,3	50,1	-0,2

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

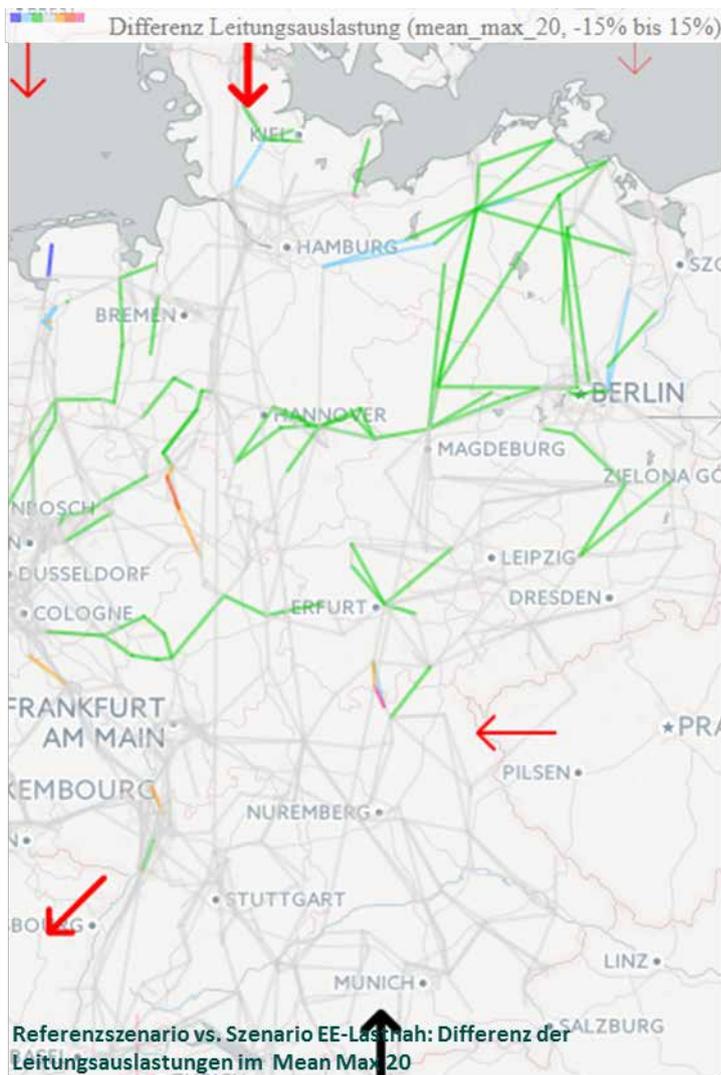
Im Szenario EE lastnah liegt die durchschnittliche Leitungsauslastung in jedem Zeitpunkt des Jahres unter der des Referenzszenarios. Die durchschnittliche Auslastung aller Leitungen im Übertragungsnetz sinkt geringfügig: Die Volllaststunden des Netzes sinken um 2,5 %. Zugleich reduziert sich die mittlere Transportentfernung im Netz. Demensprechend sinken die Leitungsverluste stärker als die Volllaststunden um ca. 4 % (Abbildung 5-2).

**Abbildung 5-2: Referenzszenario vs. Szenario EE lastnah:
Durchschnittliche Leitungsauslastung (zeitgeordnet)**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

**Abbildung 5-3: Referenzszenario vs. Szenario EE lastnah:
Vergleich der Leitungsauslastungen im „Mean Max 20“**



Einerseits: Entlastungen des Netzes in den Bundesländern, in denen die EE-Einspeisungen reduziert wurden (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Niedersachsen, Brandenburg)

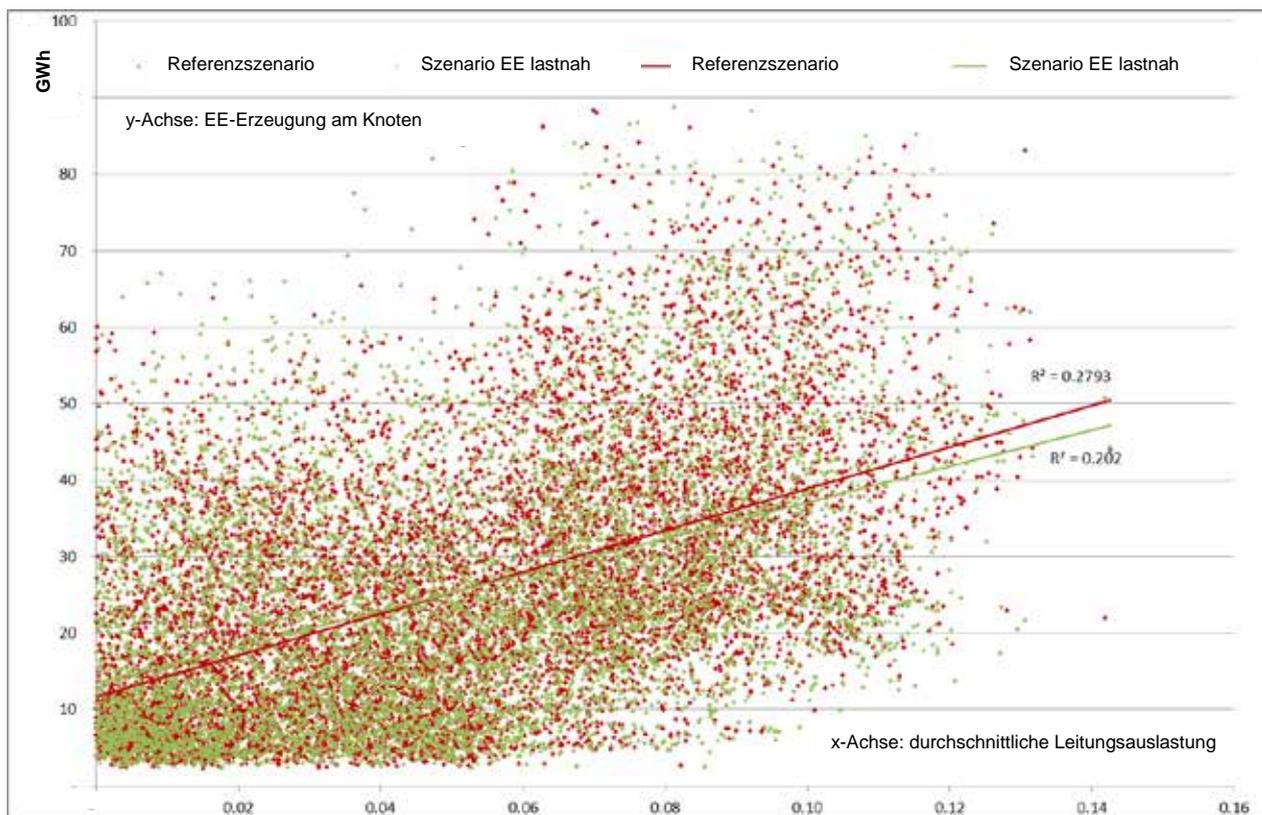
Andererseits: Wenig zusätzliche Netzbelastungen, diese sind dann aber stark ausgeprägt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zur farblichen Darstellung der Leitungsauslastungen in Abbildung 5-3 vgl. die Erläuterungen im [Anhang](#).

Die Korrelation zwischen der durchschnittlichen Leitungsauslastung und der EE-Erzeugung nimmt im EE-Lastnah-Szenario im Vergleich zum Referenzszenario ab. Die durchgeführte lastnahe EE-Verteilung reduziert also die Auslastung der Leitungen (Abbildung 5-4).

Abbildung 5-4: Zusammenhang Auslastung – EE-Erzeugung



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In den Regionen, in denen es zu einer geringeren EE-Erzeugung kommt als im Referenzszenario (Nordwesten, Nordosten und äußerster Norden Deutschlands), werden die Leitungen des Übertragungsnetzes deutlich entlastet. In Baden-Württemberg, wo die EE-Stromerzeugung mit breiter räumlicher Verteilung deutlich zunimmt, können die zusätzlichen Strommengen überwiegend erzeugungsnah verbraucht werden.

Auf einzelnen Leitungen steigt die Auslastung deutlich an, z.B. auf einem kurzen Trassenstück bei Bad Schwartau, auf dem durch leicht verstärkte Stromimporte aus Dänemark für ca. 300 h/a ein Engpass entsteht.

Bei zwei NEP-Vorhaben (Bertikow-Pasewalk und Güstrow–Parchim/Süd–Perleberg) kann die Erforderlichkeit im Szenario „EE lastnah“ hinterfragt werden. Dafür kommt es bei acht Leitungen des Startnetzes im Szenario „EE lastnah“ zu Engpässen (dies betrifft insbesondere die Regionen Mannheim und Erfurt).

Bezüglich des Austausches mit Europa zeigen sich im Szenario EE lastnah nur geringe Veränderungen zum Referenzszenario. Es wird geringfügig mehr aus DK importiert. Hingegen sinken die Importe aus AT.

5.3. Interpretation der Ergebnisse

Aus den Modellergebnissen können folgende Interpretationen und Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

1. Die vorgenommene lastnahe Verteilung der EE-Einspeisungen führt im Jahr 2024 zu einer verbesserten Integration der EE in das System der Stromversorgung. Die Abregelung von EE kann gegenüber dem Referenzszenario um ca. 40 % reduziert werden.
2. Aufgrund der singulären Maßnahme in diesem Basis-Strommarktszenario kommt es nur zu einer marginalen Reduktion der CO₂-Emissionen des Stromsektors. Zur Einhaltung der Klimaschutzziele im Stromsektor sind wesentliche weitere Maßnahmen erforderlich.
3. Sofern die EE-Kapazitäten im Ausland unverändert bleiben, kommt es durch die höhere EE-Erzeugung in Deutschland zu einer Zunahme der Stromexporte ins Ausland. Die Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt sind in diesem Fall geringer als in der Modellierung dargestellt.
4. Das Übertragungsnetz kann durch den im Szenario unterstellten lastnahen Zubau von EE-Kapazitäten entlastet werden. Sowohl die durchschnittliche Belastung der Leitungen wie auch die Transportentfernung sinken. Allerdings gibt es nur eine sehr geringe Zahl an NEP-Vorhaben, deren Erforderlichkeit entsprechend der Definition der BNetzA durch diese Entlastung in Frage gestellt werden kann. Nicht auszuschließen ist, dass in diesem Fall zugleich andere Ausbaumaßnahmen erforderlich werden.
5. Die nur geringe Entlastung des Übertragungsnetzes durch die lastnahe EE-Verteilung steht in Kontrast zu der Erwartung, dass diese Maßnahme zu einer spürbaren Entlastung des Netzes beitragen sollte. Dies könnte bedeuten, dass das Netz im Hinblick auf die EE in Deutschland eher eine Flexibilitäts- als eine Transportfunktion hat
6. Aufgrund des Szenarios und der für dieses Szenario zur Verfügung stehenden Methodik kann nicht beurteilt werden, ob ein eigens für dieses Szenario (oder für eine Gruppe von alternativen Szenarien zum NEP B 2024) entwickeltes Zielnetz eine wesentlich andere Topologie hätte als das NEP-Zielnetz 2024.

6. Szenario „Zügiger Kohleausstieg“

6.1. Szenarienbeschreibung

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)

Der bis zum Jahr 2024 realisierte Kohleausstieg verändert die fossilen Kraftwerksstandorte, insb. in den folgenden Bundesländern (siehe auch Abbildung 6-2).

- Bayern: + 2,6 GW (+ 10,4 TWh)
- Hessen: + 1,6 GW (+ 1,3 TWh)
- Meckl.-Vorp.: + 1,4 GW (+ 6,1 TWh)
- Brandenburg: - 4,0 GW (- 14,6 TWh)
- Niedersachsen: - 1,8 GW (- 5,6 TWh)
- NRW: - 1,3 GW (- 8,9 TWh)
- Saarland: - 1,2 GW (- 4,5 TWh)

6.2. Ergebnisse der Modellierung

Im Vergleich zum Referenzszenario NEP B 2024 sind aus der Modellierung folgende relevanten Veränderungen im Jahr 2024 hervorzuheben.

6.2.1. Veränderungen im Strommarkt

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.⁵

⁵ Um einen Teil dieser Strommenge nutzbar zu machen wären ein anders strukturiertes Netz oder zusätzliche Speicherkapazitäten notwendig.

Zu beobachten ist, dass unter den getroffenen Annahmen alte Steinkohlekraftwerke und neue Erdgaskraftwerke in der Merit Order (der nach Erzeugungskosten sortierten Angebotskurve der Kraftwerke) nahe zusammen liegen (im Bereich 60 – 70 €/MWh). Abgesehen von der zusätzlichen EE-Kapazität kommt es daher zu einer direkten Substitution der stillgelegten alten Kohlekraftwerke durch neue Erdgasanlagen.

Eine wesentliche weitere Rahmenbedingung für den Kraftwerkseinsatz ist, dass ein erheblicher Teil der Erdgaskraftwerke in KWK zugebaut wurde. Diese Anlagen sind zwar in bestimmten Grenzen flexibilisiert, müssen aber ansonsten eine vorgegebene Wärmenachfrage abfahren und werden daher in vielen Stunden außerhalb der Merit Order betrieben („must run“-Kraftwerke).

Aufgrund der per Saldo geringen Änderung der Merit Order in Deutschland ändert sich die Stromerzeugung im Ausland nur unwesentlich.

Variable Kosten der Stromerzeugung in Deutschland	-2,7 Mrd. € (-14 %)
Variable Kosten der Stromerzeugung im Rest Europas	+0,2 Mrd. € (+0,3 %)
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland	-99 Mio. t (-36 %)
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im Rest Europas	+1,7 Mio. t (+0,2 %)

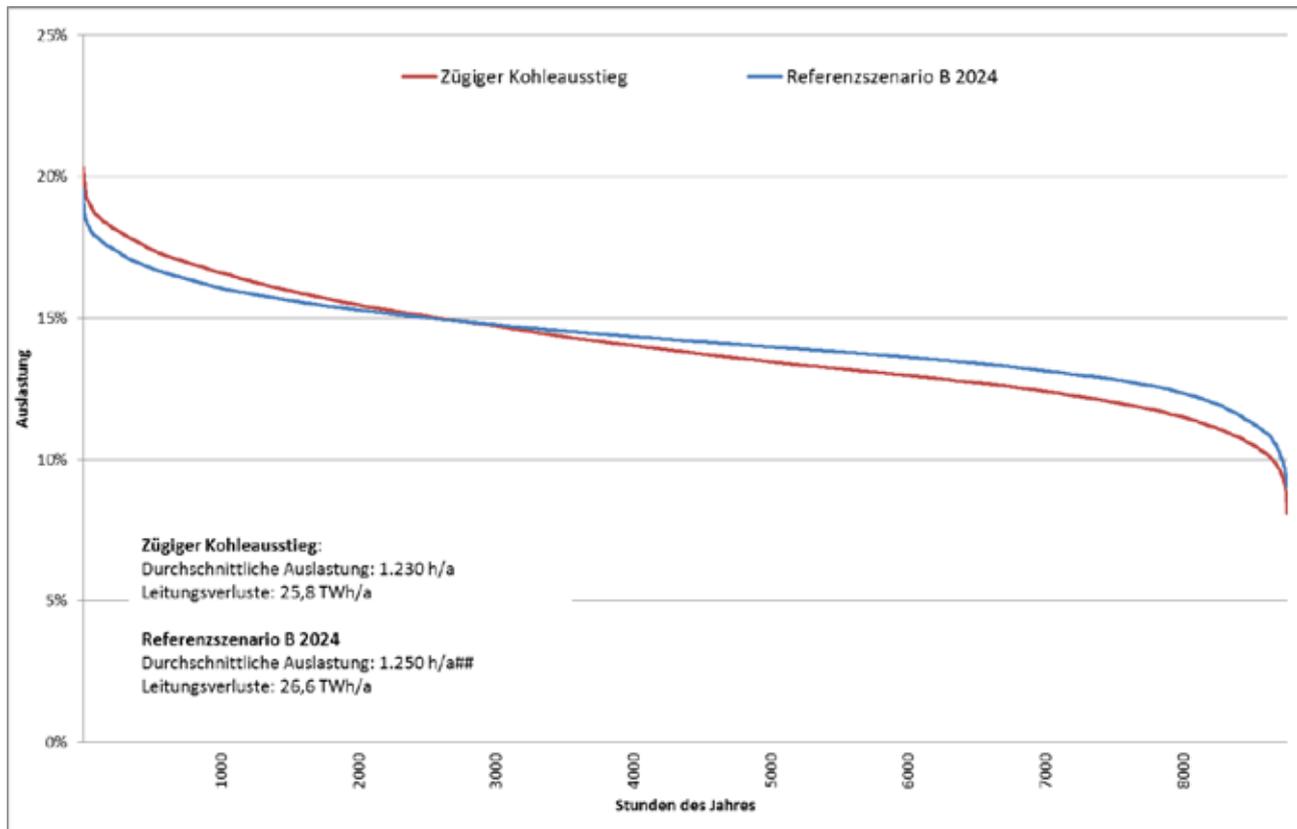
Die deutliche Senkung der variablen Kosten der Stromerzeugung in Deutschland ist durch die erheblich erhöhte EE-Einspeisung begründet, die Grenzkosten nahe Null aufweist. Die Investitionskosten für die neuen EE-Anlagen wurden hier (ebenso wie andere Investitionskosten) nicht in den Szenariovergleich einbezogen.

6.2.2. Veränderung im Übertragungsnetz

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 6-1).

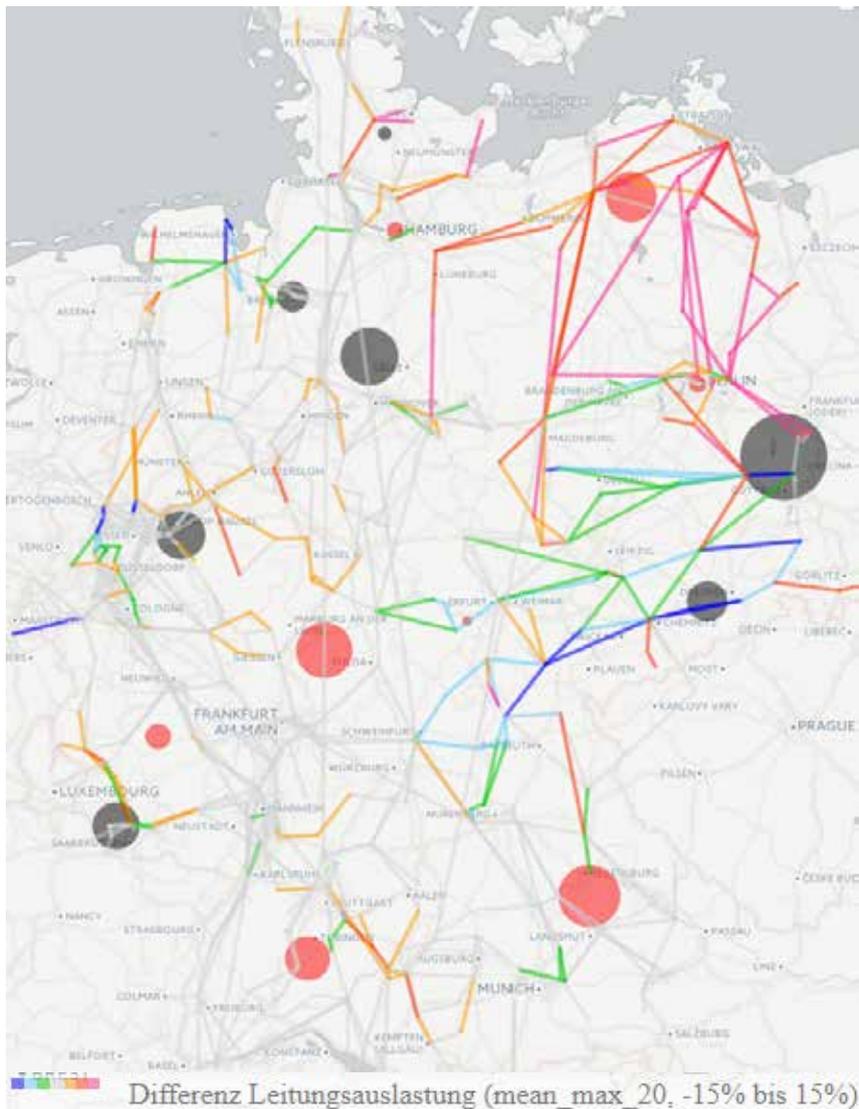
Abbildung 6-1: Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Zügiger Kohleausstieg“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024 (zeitgeordnet)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die nachfolgende Karte zeigt die Reduktion der installierten Leistung der Kohlekraftwerke (schwarz) und die Erhöhung der Leistung an Erdgaskraftwerken (rot) je Bundesland. Das Netz ist als Differenz der Leitungsauslastungen im „Mean Max 20“ zwischen Referenzszenario (NEP B 2024) und dem Szenario Kohleausstieg dargestellt. Zur farblichen Darstellung der Leitungsauslastungen vgl. die Erläuterungen im [Anhang](#).

Abbildung 6-2: Reduktion der Kraftwerksleistung und Änderung der Leitungsauslastung im „Mean Max 20“



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Reduktion der installierten Kohleleistung (schwarz) und Erhöhung der installierten Erdgasleistung (rot).

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.

Der stärkere EE-Ausbau führt im europäischen Kontext zu einem stärkeren Stromexport aus Deutschland in die umliegenden Länder. Zugleich sinken die bilanziellen Nettoexporte von Schweden und Dänemark, während Polen seine Importe reduziert.

Im deutschen Drehstromnetz kommt es insbesondere im Nordosten Deutschlands zu einer deutlichen Erhöhung der Leitungsauslastungen. Dies ist durch den verstärkten Ausbau von Onshore Wind sowie den Zubau eines Gaskraftwerks in Lubmin und dem Wegfall von Braunkohle-Kapazitäten in der Lausitz zu erklären. Eine Entlastung findet vor allem auf den Leitungen zwischen Sachsen / Thüringen und Nordbayern statt. In diesem Bereich kann die Erforderlichkeit eines NEP-Ausbauvorhabens, das bereits im Startnetz vorgesehen ist, hinterfragt werden. Auch einige weitere NEP-Startnetzmaßnahmen können evtl. hinterfragt werden. Andererseits entstehen auf insgesamt 35 Leitungsabschnitten im Szenario „Kohleausstieg“ neue Leitungsempässe.

6.3. 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 verstärkten 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 Netzengpässe 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 Netzausbaubedarf führt, es erfordert vielmehr möglicherweise einen anderen Netzausbau. Es ist deshalb zu begrüßen, 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.

7. Szenario „Dezentrale Energiewende 1 – Lastausgleich auf Ebene der Übertragungsnetzknotten“

7.1. Szenarienbeschreibung

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 Übertragungsnetzknotten 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 Übertragungsnetzknotten. 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 Übertragungsnetzknoten statt. Die Stromnachfrage in der Region um jeden Knoten 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 Knoten 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).

7.2. 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 Übertragungsnetzknotten 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 7-1: Summen der Erzeugungsdefizite und -überschüsse an allen Knoten des Netzes im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“

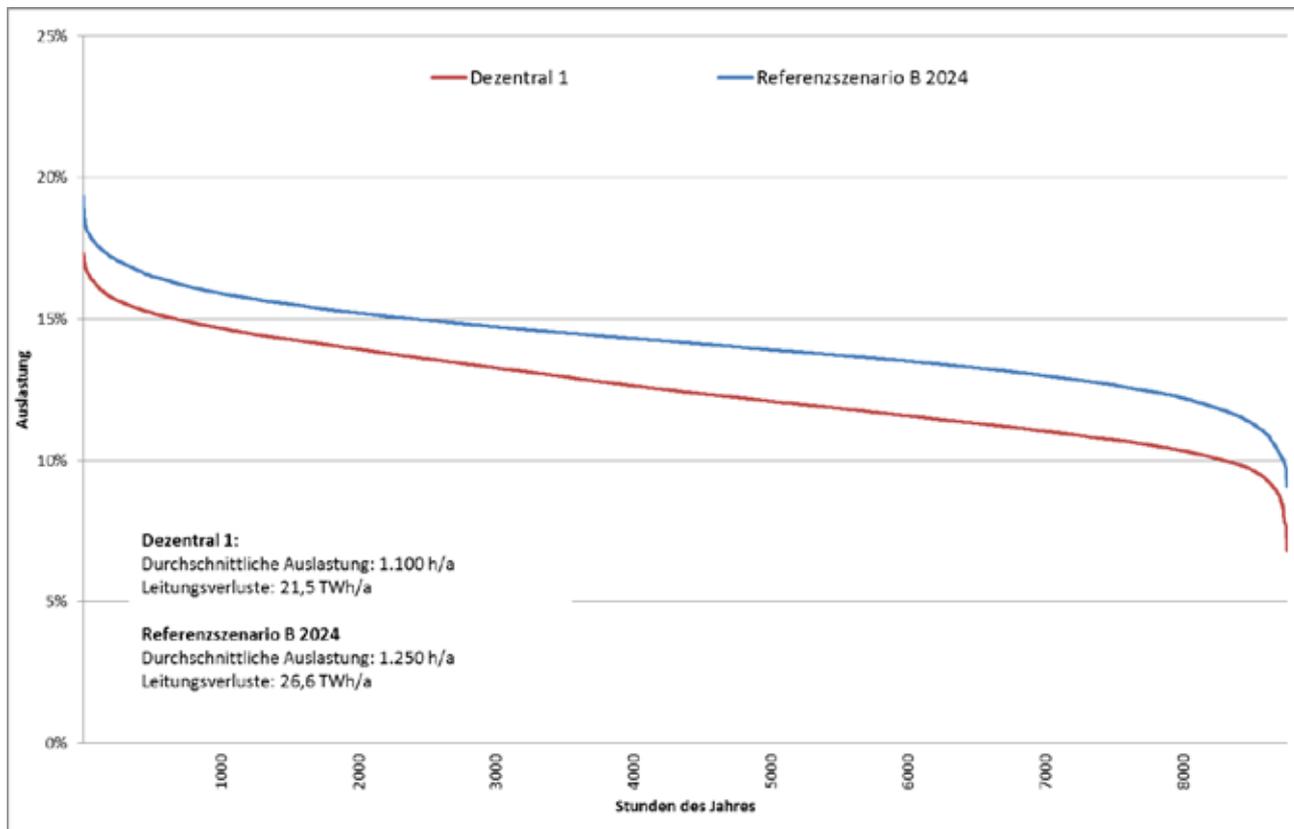
	Modellierungsschritt 1 (Netzknoten)	Modellierungsschritt 2 (Gesamtsystem)
Erzeugungsdefizite in TWh	211	0
Erzeugungsüberschüsse in TWh	171	38
davon EE-Überschüsse	149	38

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 freiwerden, die somit in den europäischen Strommarkt exportieren können.

Wie Abbildung 7-1 zeigt, geht die durchschnittliche Auslastung der Leitungen im Übertragungsnetz in diesem Szenario um etwa 11 % zurück. 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 Übertragungsnetzknotten. 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.

Abbildung 7-1: Durchschnittliche Auslastung im Übertragungsnetz im Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ im Vergleich zum Referenzszenario B 2024 (zeitgeordnet)



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.

7.3. 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.⁶

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.

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

8.1. Szenarienbeschreibung

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, findet 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.

⁶ 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. Dieser pauschale Wert scheint etwas willkürlich festgesetzt zu sein. Zu beachten ist jedoch, dass dieses Kriterium nicht allein für die Entscheidung über eine Leitung ausschlaggebend ist.

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. Im Vergleich zur Verteilungsmethode entsprechend dem Szenario „Dezentrale Energiewende 1“ wurde der Zubau der Erneuerbaren Energien in Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg erhöht und in Brandenburg und Sachsen-Anhalt reduziert. 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 8-1: Inputdaten im Überblick

Parameter	Referenzszenario NEP B 2030	Szenario Dezentral 3.0
Stromnachfrage (TWh)	563,7	537,1
EE-Erzeugung (TWh)	305,2	327,7 (NEP C 2030)
Kohlekraftwerke im konventionellen KW-Park		Reduktion Kohlekraftwerke analog zu WWF-Szenario Stromsystem 2035: Braunkohle: 6,3 GW, Steinkohle: 7,5 GW
CO₂-Preis	28 €/ t CO ₂	28 €/ t CO ₂ (vorher: 45 €/ t CO ₂)
Kuppelkapazitäten zum Ausland	Beschleunigter Ausbau (TYNDP 2016)	Beschleunigter Ausbau (TYNDP 2016)
Flex-Potential	B 2030	B 2030
Obergrenze für CO₂-Emissionen	185 Mio. t	~ 120 Mio. t (2°C-Ziel)

Quelle: Öko-Institut e.V.

Tabelle 8-2 Veränderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Szenario „Dezentrale Energiewende 1“

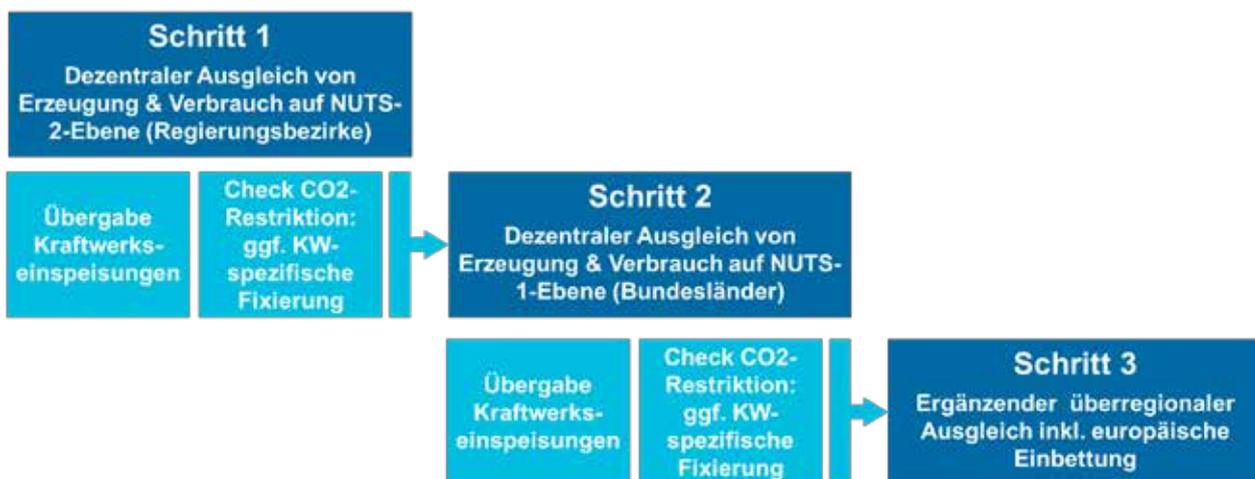
	Wind	PV
Bayern	+18,6 TWh (+153 %)	-5,4 TWh (-39 %)
Brandenburg	-8,5 TWh (-52 %)	-1,3 TWh (-43 %)
Mecklenburg-Vorpommern	-4,4 TWh (-56 %)	-0,7 TWh (-62 %)
Niedersachsen	-8,5 TWh (-32 %)	+1,1 TWh (+29 %)
Nordrhein-Westfalen	-1,4 TWh (-4 %)	+3,7 TWh (+44 %)
Sachsen-Anhalt	-7,9 TWh (-59 %)	-1,0 TWh (-58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

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

8.1.1. Umsetzung des dezentralen Ansatzes in der Modellierung

Umgesetzt wurde ein dreistufiges Verfahren, welches den zellulären Ansatz in drei aufeinanderfolgenden Optimierungsschritten nachbildet. Die folgende Abbildung zeigt die drei Schritte.

Tabelle 8-3: Dreistufige Modellierung der dezentralen Steuerung im Modell PowerFlex Grid



Quelle: Öko-Institut

- In Schritt 1 werden folgende „Regeln“ angewendet:
 - Die Einspeisung aus Ölkraftwerken zur Stromproduktion ist untersagt
 - Die Einspeisung von Großkraftwerken mit einer Leistung > 150 MW zur reinen Stromproduktion ist untersagt (KWK-Stromerzeugung ist erlaubt)
- In Schritt 2 und 3 werden folgende „Regeln“ angewendet:
 - Die Leistung aus dem vorangegangenen Schritt wird als minimales Produktionsniveau für EE, Speicher, konventionelle Kraftwerke und DSM (fixiert nach Schritt 1) vorgegeben
 - Wenn die CO₂-Emissionsobergrenze i.H.v. 120 Mio. t erreicht ist, kann die Einspeisung aus CO₂-emittierenden Kraftwerken nicht mehr erhöht werden.
- In Schritt 3 wird Deutschland im ENTSO-E-Verbund betrachtet
 - Vom NEP Startnetz ausgehend wird Netzausbau getätigt, bis die Überlastungen denen des Zielnetzes im Referenzdurchlauf entsprechen (siehe nachfolgende Textbox)

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. 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.

8.2. 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 unter 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 8-4: Defizite bzw. Überschüsse von Strom in den drei Schritten der regionalen Lastdeckung (Summe über alle Netzknoten)

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

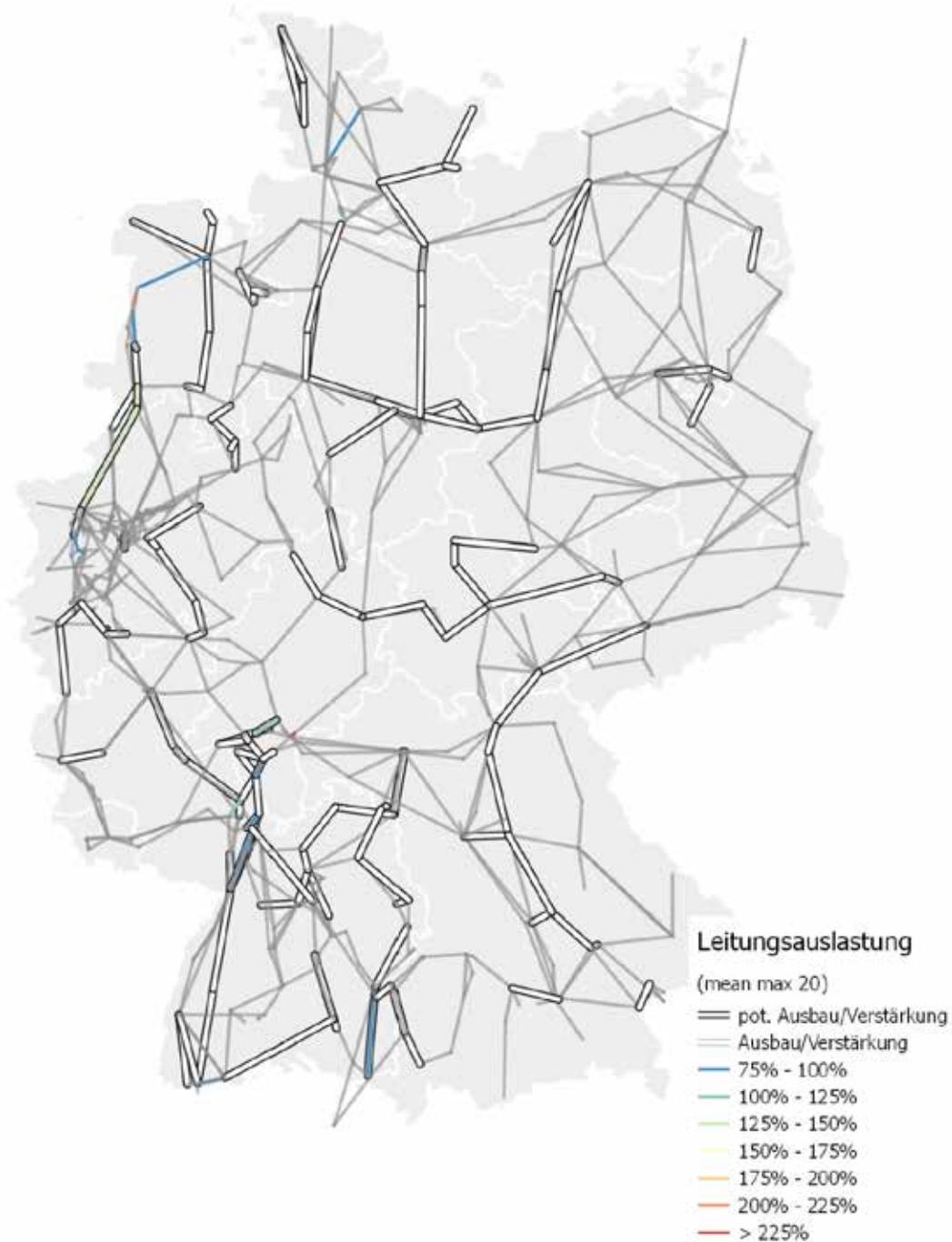
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

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 8-1 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. Die verwendeten Farben heben die hoch ausgelasteten Leitungen hervor. Hierzu wurde der Mittelwert der Auslastung in den 20 Stunden mit höchster Leitungsauslastung berechnet. Dieser Wert ist aussagekräftiger als die maximale Auslastung in nur einer Stunde des Jahres.

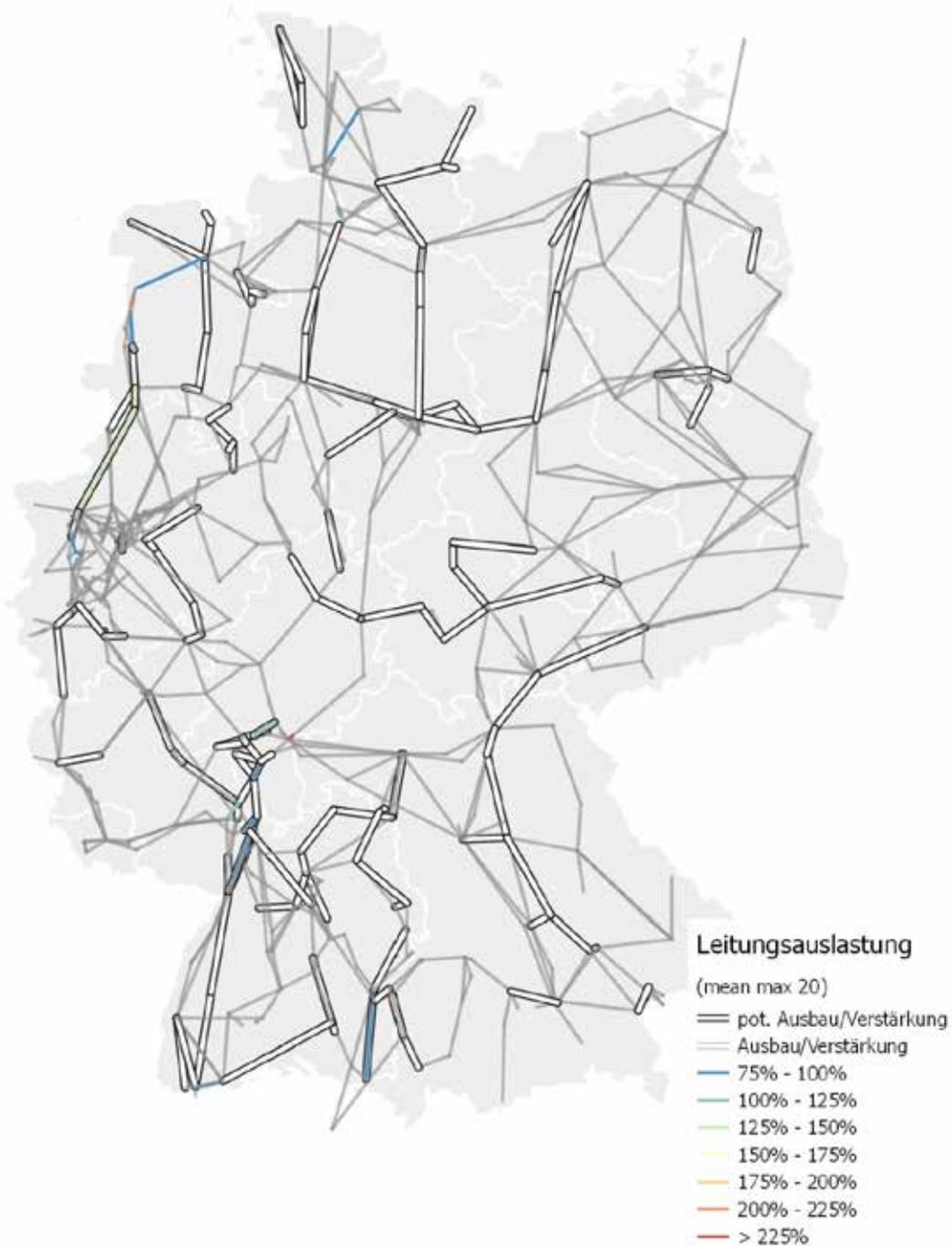
Zum Vergleich kann die Abbildung 8-2 mit dem nach dem gleichen Verfahren entwickelten Zielnetz für das Referenzszenario B 2030 des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 herangezogen werden.

Abbildung 8-1: Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 8-2: Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030



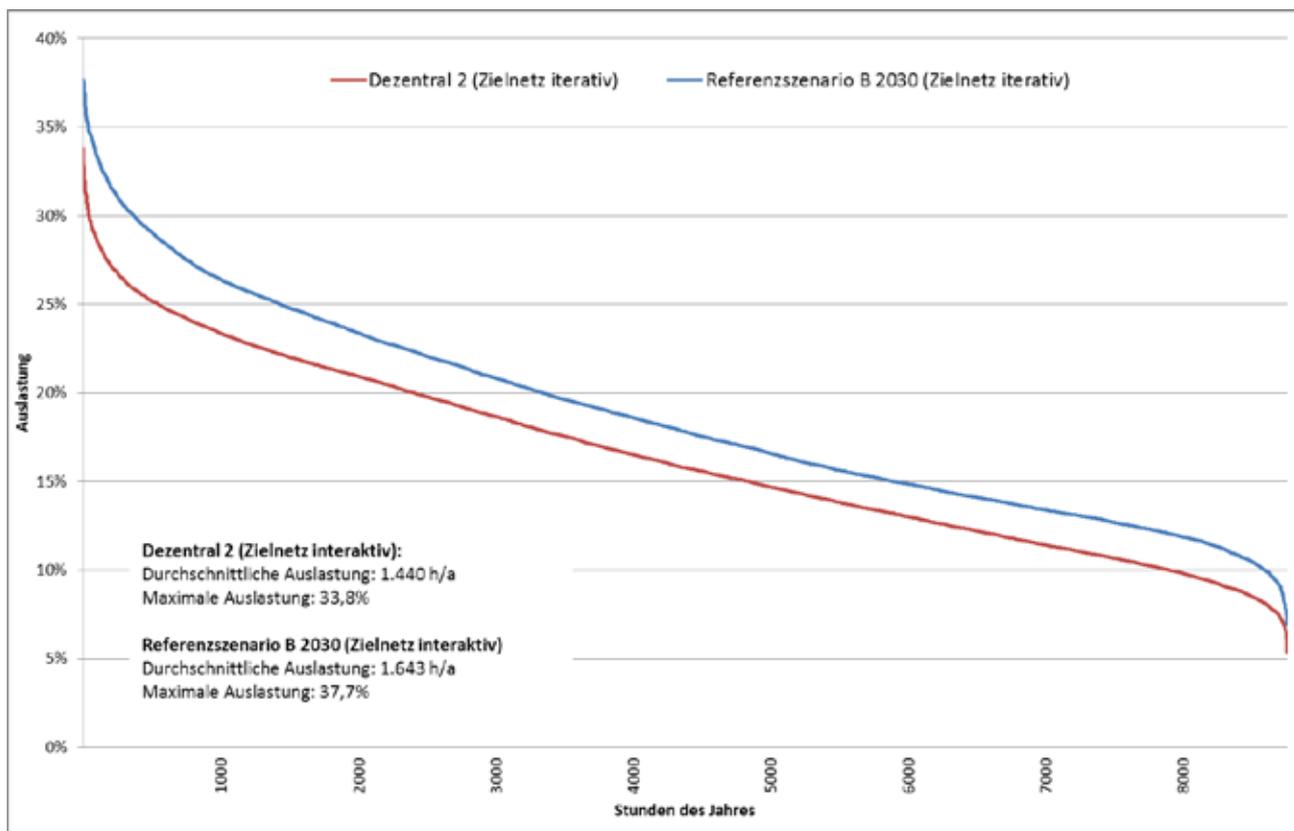
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

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 8-3 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 verglichen wird, ist die Darstellung nicht unmittelbar mit Abbildung 7-1 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 8-3: Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „Dezentrale Energiewende 2“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 (zeitgeordnet)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

8.3. 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 Auslastung 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.

9. Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“

9.1. Szenarienbeschreibung

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:

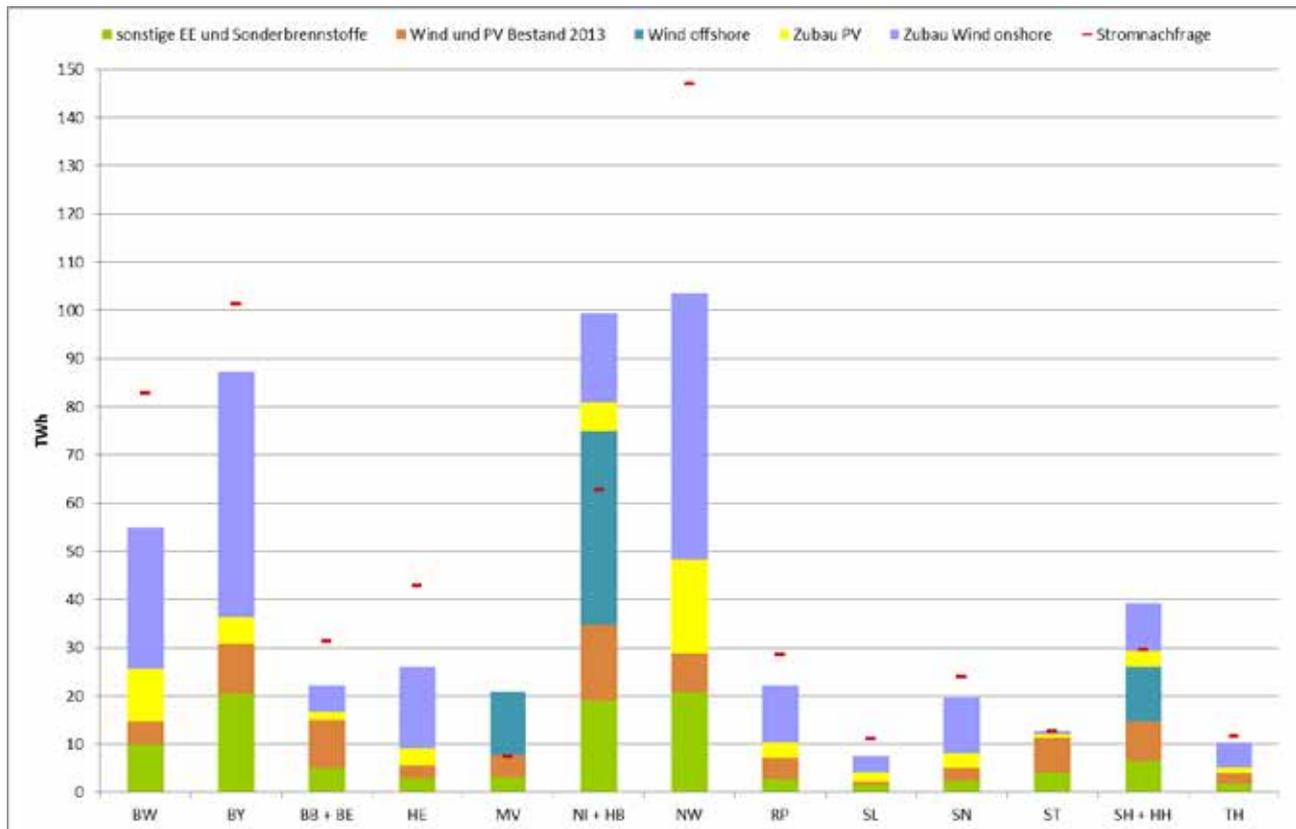
- Ausbau der erneuerbaren Energien, so dass 85 % des Strombedarfs inkl. Netzverluste, in Summe ca. 500 TWh, durch diese gedeckt werden können.

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 9-1: Bestand und Zubau an erneuerbaren Energien im Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

9.2. Ergebnisse der Modellierung

9.2.1. Veränderungen im Strommarkt

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 (siehe Tabelle 9-1). Dazu gehören geringere variable Stromerzeugungskosten⁷ (-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. Die jährlichen Transitflüsse durch Deutschland gehen zurück.

⁷ Auch in diesem Szenario wurden die erforderlichen Investitionen nicht bewertet.

Tabelle 9-1: Stromerzeugungskosten, CO₂-Emissionen und Transite: Vergleich Szenario B 2030, Szenario 85 % EE

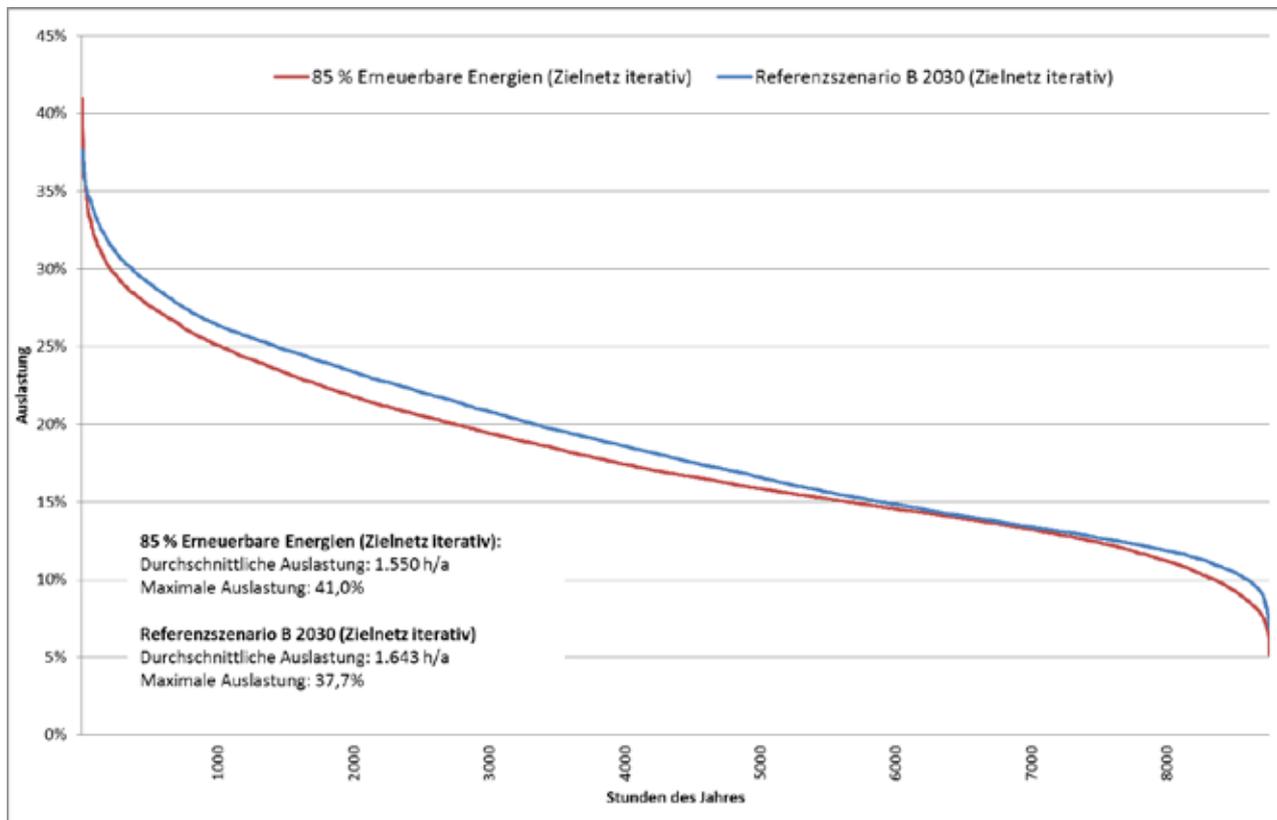
	Szenario B 2030	Szenario 85 % EE	Delta
Variable Stromerzeugungskosten in Mrd. €			
Deutschland	14,0	6,3	-7,7
ENTSO-E (ohne DE)	35,5	36,5	+1,0
ENTSO-E (mit DE)	49,5	42,8	-6,7
CO ₂ -Emissionen in Mio. t			
Deutschland	223	71	-152
ENTSO-E (ohne DE)	553	546	-7
ENTSO-E (mit DE)	776	617	-159
Transite durch Deutschland			
Maximaler Transit (GW)	15,7	15,6	-0,1
Transitflüsse im Jahr (TWh)	34,6	19,0	-15,6

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

9.2.2. Veränderung im Übertragungsnetz

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 Ausbauprojekten etwas weniger Netzzubau als das Zielnetz des Referenzszenarios B 2030. Wie Abbildung 9-2 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.

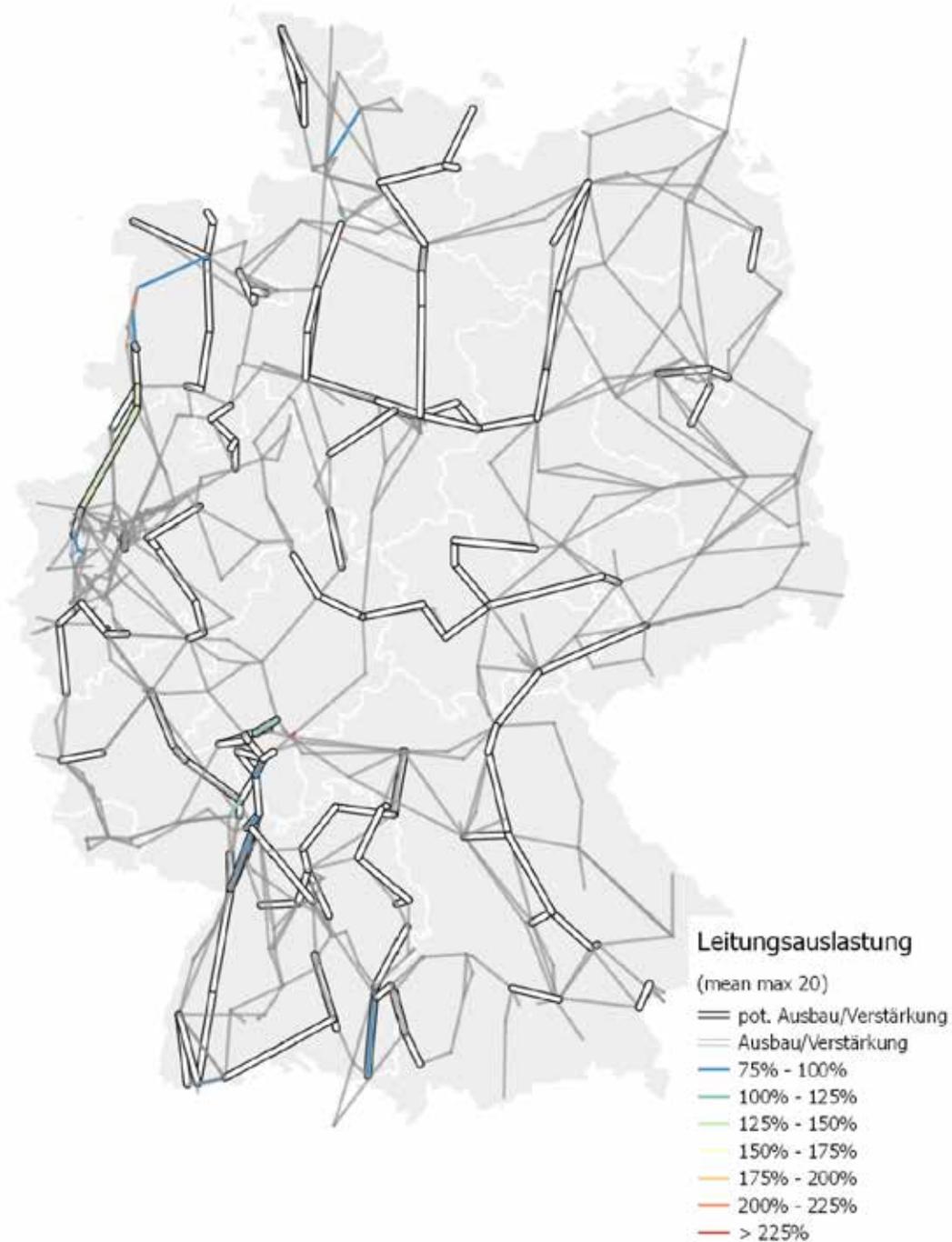
Abbildung 9-2: Durchschnittliche Auslastung in den iterativ bestimmten Zielnetzen für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“ und für das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 (zeitgeordnet)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 9-3 zeigt die Struktur des iterativ entwickelten Zielnetzes für dieses Szenario. Zum Vergleich kann die Abbildung 8-2 mit dem nach dem gleichen Verfahren entwickelten Zielnetz für das Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 herangezogen werden. Die Farbcodes zeigen die hoch belasteten Leitungen. Dargestellt ist der Mittelwert der Auslastung in den 20 Stunden mit höchster Leitungsauslastung.

Abbildung 9-3: Iterativ entwickeltes Zielnetz für das Szenario „85 % Strom aus erneuerbaren Energien“



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

9.3. Interpretation der Ergebnisse

Das untersuchte Szenario führt zu einem vergleichsweise guten Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland.

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 erklären⁸. 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 angesetzte 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 9-1 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.

Warum wird im NEP mehr Netz zugebaut als im iterativen?

Startnetzdefinition: Das gewählte Startnetz kann Einfluss auf die Reihenfolge und Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen nehmen. Eine Sensitivitätsrechnung mit identischer Startnetzdefinition erscheint wünschenswert.

NOVA-Prinzip: Der iterative Netzausbau berücksichtigt nicht das NOVA-Prinzip, welches im NEP eingehalten wird. Wird streng Netzverstärkung bevorzugt, kann dies zu anderem und tendenziell zu mehr Netzausbaubedarf führen. Die Erprobung des NOVA-Prinzips am iterativen Netzausbau ist eine weitere Entwicklungsmöglichkeit.

Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums: Es ist anzustreben, eine (n-1)-Ausfallrechnung an den iterativen Netzausbau anzuschließen, um das identifizierte Zielnetz (n-1)-sicher zu machen.

Ein weiterer Unterschied entsteht durch die vereinfachte Abbildung des Lastflusses in unserem Modell. Auch hieraus können Abweichungen resultieren.

⁸ In dem BMBF Projekt „Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen“ wurde in Modul 3 „Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze“ der iterative Netzausbau weiterentwickelt und für 3 Szenarien mit unterschiedlicher räumlicher Verteilung von Wind Onshore Anlagen angewendet (Matthias Koch, Franziska Flachsbarth, Christian Winger, Christof Timpe (Öko-Institut); Marion Christ, Martin Soethe, Clemens Wingenbach, Simon Hilpert Europa (Universität Flensburg / ZNES); Melanie Degel (IZT); : Stefan Schweiger (Kulturwissenschaftliches Institut Essen); Vasco Brummer, Annalena Catharina Becker und Sebastian Gözl (Fraunhofer ISE); „Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze“, Projektbericht, Freiburg 2018).

10. 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.

Anhang: Erläuterungen zu den Abbildungen

Erläuterung zu Abbildungen mit Jahresdauerlinien der Netzbelastung

Als Modellergebnis liegt für die berechneten Szenarien die Auslastung jeder Leitung des Netzes für alle 8.760 Stunden des modellierten Jahres vor. Um einen Überblick über die Auswirkung der Szenarien auf die Auslastung des gesamten Netzes zu gewinnen, werden Durchschnittswerte der Auslastung aller Leitungen in Form einer geordneten Jahresdauerlinie der durchschnittlichen Netzbelastung dargestellt. Hierfür stehen zwei Varianten zur Verfügung:

- Für die **ranggeordnete Jahresdauerlinie** (siehe z.B. Abbildung 2-1) werden zunächst für jede einzelne Leitung die stündlichen Auslastungswerte in absteigender Reihenfolge (nach ihrem Rang) sortiert. Anschließend werden für die so sortierten Daten die Durchschnittswerte über die Auslastung aller Leitungen gebildet. In der Grafik werden diese so dargestellt, dass für jedes Szenario ganz links der Durchschnittswert der maximalen Auslastung aller Leitungen aufgetragen wird und alle weiteren Werte in der Reihenfolge absteigender durchschnittlicher Auslastung angeordnet sind. Die ranggeordnete Jahresdauerlinie vermittelt ein Bild über den Verlauf der Auslastung aller Leitungen, wobei die dargestellten Werte bei den einzelnen Leitungen zu verschiedenen Zeitpunkten auftreten.
- Für die **zeitgeordnete Jahresdauerlinie** (siehe z.B. Abbildung 4-3) wird zunächst für jede Stunde des modellierten Jahres ein Durchschnittswert der Auslastung aller Leitungen bestimmt. Diese Durchschnittswerte werden anschließend absteigend sortiert und in der Grafik so dargestellt, dass für jedes Szenario die Stunde mit der höchsten durchschnittlichen Auslastung aller Leitungen ganz links aufgetragen und alle weiteren Stunden in der Reihenfolge absteigender durchschnittlicher Auslastung angeordnet sind. Die zeitgeordnete Jahresdauerlinie vermittelt ein Bild über die durchschnittliche Auslastung aller Leitungen in den einzelnen Stunden des Jahres.

Erläuterung zu Abbildungen mit Netzkarten und Netzbelastungen: Differenz Leitungsauslastung, zum Beispiel in Abbildung 4-1

Eine Leitung des deutschen Höchstspannungsnetzes ist grün oder blau hervorgehoben, wenn die maximalen Leitungsauslastungen auf dieser Leitung im Vergleich zum Referenzszenario zurückgehen. Sie ist orange bzw. rot hervorgehoben, wenn die maximalen Leitungsauslastungen im Vergleich zum Referenzszenario zunehmen.

Hierbei werden im Regelfall nicht die Auslastungen in allen Stunden des Jahres herangezogen. Aussagekräftiger ist der Vergleich der maximalen Auslastung der Leitungen. Dazu dient der Mittelwert über die 20 % der Jahresstunden mit den höchsten Auslastungswerten, hier als Indikator „mean max 20“ bezeichnet.

Im Einzelnen sieht die Farbskala so aus:

