

AUSWIRKUNGEN EINES KOHLEAUSSTIEGS 2030 – KURZUNTERSUCHUNG

NOVEMBER 2021

Executive Summary

Die aktuellen Netzplanungsprozesse und –analysen basieren auf den geltenden gesetzlichen Bestimmungen und damit im Kontext der Kohleverstromung auf dem **Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung** (Kohleausstiegsgesetz), das im Juli 2020 verabschiedet wurde und einen nationalen Kohleausstieg bis 2038 bzw. 2035 vorsieht. Aufgrund der gesellschaftlichen und politischen Debatte sowie der Zielfestlegungen des Koalitionsvertrages für die 20. Wahlperiode ist ein beschleunigter Kohleausstieg beabsichtigt. Laut Koalitionsvertrag solle dieser idealerweise bereits bis 2030 abgeschlossen sein. Ein frühzeitiger Kohleausstieg bis 2030 würde eine zusätzliche Reduzierung der Kohlekraftwerkskapazitäten von 17 GW gegenüber dem gesetzlich festgeschriebenen Ausstiegspfad bedeuten.

Da erhebliche Kohlekraftwerkskapazitäten insbesondere in Nordrhein-Westfalen und damit in der Regelzone der Amprion verortet sind, ist das Amprion-Übertragungsnetz in besonderem Maße von diesen veränderten politischen Vorgaben betroffen. Daher hat Amprion eine **Kurzuntersuchung** durchgeführt, die **erste Erkenntnisse** liefert, welche Auswirkungen auf das Energiesystem und speziell das Übertragungsnetz durch einen Kohleausstieg bis 2030 zu erwarten sind.

Im Gegensatz zu der im Frühjahr 2021 vorgelegten Netzanalyse gemäß §34 KVBG antizipiert diese Kurzuntersuchung bereits eine signifikante Beschleunigung des Ausbaus von Erneuerbaren Energien, um einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung zu kompensieren. Auch wenn die exakten Zielgrößen des Koalitionsvertrages nicht getroffen werden, besteht eine hohe Belastbarkeit in der Tendenz der Aussagen. Für eine umfassende Bewertung sind jedoch **weitere und tiefgreifende Netz- und Marktanalysen mit abgestimmten Szenarioannahmen notwendig**, wie sie laut Koalitionsvertrag analog zum aktuellen Kohleausstiegsgesetz bis spätestens Ende 2022 sowie im Rahmen der „Roadmap Systemstabilität“ bis Mitte 2023 erfolgen sollen.

Mit Wegfall der Kernenergie- und Kohlekraftwerkskapazitäten sind Erzeugungsleistung sowie Netz- und Systemdienstleistungen zukünftig anderweitig bereitzustellen, da thermische Kraftwerke im heutigen Stromsystem eine Vielzahl von wichtigen netz- und systemstützenden Aufgaben wahrnehmen.

Die hier vorliegende Kurzuntersuchung zeigt, dass der enorme Druck zur Stärkung der Übertragungsnetzinfrastruktur durch einen beschleunigten Kohleausstieg weiter zunimmt und damit die im Netzentwicklungsplan (NEP) identifizierten Maßnahmen schnellstmöglich umzusetzen sind.

Zudem zeigen die Analysen, dass unter Annahme der bisher geplanten Netzausbaumaßnahmen und des aktuellen Markt- und Regulierungsdesigns eine erhebliche Gefahr besteht, dass ein Kohleausstieg bis 2030 zu einer Reduzierung des heutigen Niveaus an Versorgungssicherheit und Systemrobustheit führen kann.

Die Untersuchungen dazu zeigen, dass sich im Falle eines vollständigen Kohleausstiegs bis 2030 bei Annahme eines beschleunigten Ausbaus von Erneuerbaren Energien signifikante CO₂-Reduktionen einstellen, jedoch folgende technische Sachverhalte zu beachten sind.

- Die Intensität der **Netzengpässe** und somit das Redispatch-Volumen **steigt** bei gleichzeitigem Rückgang der Marktkapazitäten konventioneller Kraftwerke **deutlich an**.

Daher ist davon auszugehen, dass ein Teil der stillzulegenden Kohlekraftwerkskapazitäten aus Gründen der Systemrelevanz temporär in die Netzreserve überführt werden muss. Eine vollständige Netzanalyse zur Ermittlung der Netzreserve wurde im Rahmen dieser Kurzuntersuchung jedoch nicht durchgeführt.

- Die **Systemrobustheit sinkt** und die **Auswirkungen von Netzauftrennungen** werden **gravierender**, da der **Momentanreservebedarf ansteigt**. Folglich sind die im NEP 2035 (Version 2021) mit Zeithorizont 2035 identifizierten Kompensationsmaßnahmen weitestgehend bis 2030 erforderlich. Da diese den Momentanreservebedarf allerdings nicht vollständig decken können, sind zusätzliche Maßnahmen wie z.B. die Änderung der technischen Anschlussregeln für EE-Anlagen sowie ein marktliches Anreizsystem vonnöten.
- Die essentiellen Blindleistungspotenziale durch Kraftwerke sinken schon im Referenzszenario im Vergleich zu heute signifikant und durch den beschleunigten Kohleausstieg wird die Dringlichkeit erhöht, die im NEP 2035 (Version 2021) ausgewiesenen **Kompensationsanlagen bereits vor 2030 in Betrieb** zu nehmen. Konkrete Analysen zum Mehrbedarf wurden im Rahmen der Untersuchung nicht durchgeführt.
- Bei unzureichender dynamischer Spannungsstützung treten **weiträumige Spannungseinbrüche im Fehlerfall auf** und je nach Fehlerereignis können Generatorgruppen gegeneinander außer Tritt fallen, wodurch **Netzauftrennungen wahrscheinlicher** werden. Daher sind im Rahmen eines beschleunigten Kohleausstiegs ebenso die **regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen** zur Spannungsstützung aus dem NEP 2035 (Version 2021) **vorzuziehen**.
- **Im Falle eines Netz- und Versorgungswiederaufbaus** ist mit einer erheblichen **Verzögerung der Wiederherstellung der Energieversorgung** zu rechnen.
- Nach bisheriger Einschätzung sind keine kritischen Auswirkungen aus Sicht der Netzschutzkonzepte zu erwarten, jedoch sind **Anpassungen der bisherigen Schutzkonzepte erforderlich**.
- In Knappheitssituationen steigt die **Importabhängigkeit Deutschlands** zur Deckung der nationalen Last. Ohne nennenswerte Ersatzinvestitionen in gesicherte Kapazitäten oder Vorhaltung von Reservekraftwerken sind **vereinzelt** sogar Lastunterdeckungen bzw. **unfreiwillige Lastabschaltungen möglich**.

Nach Ansicht von Amprion müssen bei einer Beschleunigung des Kohleausstiegs die **netztechnischen Belange zwingend berücksichtigt** und eine bessere Planungssicherheit für flankierende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit und Systemrobustheit geschaffen werden. Ein beschleunigter Kohleausstieg stellt für die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine erhebliche Herausforderung dar, die entsprechende **politische und regulatorische Unterstützung voraussetzt**.

Amprion ist bereit, diese große Herausforderung anzunehmen und hat daher **einen 10-Punkte-Plan entwickelt**, der wesentliche technische Grundlagen für einen beschleunigten Kohleausstieg darlegt. So sind nach Analysen von Amprion zusätzliche Maßnahmen zur **Beschleunigung des Netzausbaus**, schnellstmöglich **tiefgreifende Ersatz- und Koordinationsmaßnahmen** sowie eine **Anpassung des Markt- und Regulierungsdesigns** notwendig, sollte die nächste Bundesregierung eine Beendigung der Kohleverstromung bei gleichbleibendem Niveau der Versorgungssicherheit bis 2030 anstreben.

Für weitere Analysen zur Bewertung eines beschleunigten Kohleausstiegs stellt Amprion gerne Wissen und Systemplanungskompetenz zur Verfügung.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	2
1. Ausgewählte Szenarien und Einordnung	5
2. Ergebnisse Kurzuntersuchung und Ersteinschätzung	7
2.1 Marktanalyse	7
2.2 Erzeugungsadäquanz	10
2.3 Netzengpassanalysen (Redispatch)	14
2.4 Spannungshaltung und -stabilität	17
2.5 Frequenzhaltung und -stabilität	19
2.6 Transiente Stabilität	22
2.7 Netz- und Versorgungswiederaufbau	26
3. 10-Punkte-Plan für einen beschleunigten Kohleausstieg	28

1. Ausgewählte Szenarien und Einordnung

Da die Analysen bereits im Oktober begonnen und die unterstellten Szenarioannahmen damit bereits vor Veröffentlichung des Koalitionsvertrages festgelegt wurden, konnten die konkreten Annahmen des neuen Koalitionsvertrages beispielsweise zum Stromverbrauch bzw. zum EE-Ausbau noch nicht vollständig berücksichtigt werden.

Um die Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs zu bewerten, wurden zwei Szenarien für das Jahr 2030 definiert. Das **Referenzszenario** legt den aktuell gesetzlich festgeschriebenen Kohleausstiegspfad nach KVBG §4 zugrunde und nimmt weiterhin Kapazitäten in Höhe von 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle in 2030 an. Die installierten EE-Kapazitäten des Referenzszenarios leiten sich aus einer Extrapolation der aktuellen Mittelfristprognose (2022-2026) zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken ab. Diese wird jährlich von den deutschen ÜNB veröffentlicht und enthält unter anderem eine Prognose über den Ausbau der Erneuerbaren Energien in den nächsten fünf Kalenderjahren. Insbesondere die dort vorgeschriebenen Ausschreibungsmengen für Photovoltaikanlagen resultieren auch im Referenzszenario in vergleichsweise hohen installierten PV-Kapazitäten. Die erneuerbare Stromerzeugung steigt von heute 237 TWh auf 409 TWh und deckt damit rund 65% des Bruttostromverbrauchs, der mit 627 TWh in 2030 angenommen wird.

Das **Kohleausstiegsszenario** hingegen ist sehr viel progressiver und unterstellt eine Beendigung der Kohleverstromung bis 2030. Mit Blick auf die angenommenen EE-Zahlen ist das Szenario angelehnt an die im Juni 2021 erschienene Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ mit Stützjahr 2030. Verglichen mit dem Referenzszenario nimmt das Kohleausstiegsszenario einen sehr ambitionierten Ausbaupfad der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien an. Die erneuerbare Stromerzeugung erreicht in diesem Szenario 505 TWh und deckt damit rund 80% des Bruttostromverbrauchs ab.

Beide Szenarien unterstellen darüber hinaus sonstige konventionelle Kapazitäten in Höhe von 41 GW. Diese beinhalten im Wesentlichen die gegenwärtigen Kapazitäten von Wasserkraft, Abfall, Gas und berücksichtigen zudem bereits geplante Gaskraftwerke in Höhe von 4 GW. Eine altersbedingte Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten wird nicht unterstellt. Ferner beträgt der Bruttostromverbrauch im Referenzszenario 627 TWh bzw. im Kohleausstiegsszenario 633 TWh. Der Unterschied ist dadurch zu begründen, dass sowohl PtH-, als auch PtG-Technologien als preissensitiv angenommen werden und der Speichereinsatz trotz gleicher Mantelzahlen aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungssituation in den beiden Szenarien voneinander abweicht. Des Weiteren werden in beiden Szenarien industrielle DSM-Potenziale von 4 GW angenommen. Im Vergleich zum heutigen Niveau bedeutet dies im Mittel eine Erhöhung von rund 85 TWh. Dies ist maßgeblich durch neue industrielle oder gewerbliche Großverbraucher und die zunehmende Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor zu erklären.

Der Ausbauzustand des deutschen Übertragungsnetzes entspricht dem von den ÜNB in der langfristigen Netzanalyse gemäß §34 Abs. 1 KVBG näher betrachteten Zeithorizont 2027/28 ergänzt um die Ausbauprojekte bis 2030 z.B. in Form der ersten innerdeutschen HGÜs Südlink, Südostlink und A-Nord. In beiden Szenarien wird das europäische Ausland gemäß des aktuellen Ten-Year Network Development Plan 2022 (TYNDP 2022), der sich aktuell noch in der

Erarbeitung befindet, abgebildet. Zusätzlich wurden die Interkonnektorkapazitäten von ENTSO-E für das Jahr 2030 übernommen.

Die wichtigsten Daten der analysierten Szenarien sowie die heutigen Ist-Zahlen mit Stand 2019 können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 1: Szenariovergleich

	Ist-Zahlen (2019)	Kohleausstiegs- szenario	Referenz- szenario
Installierte Leistungen in GW			
Erneuerbar	124	273	224
PV	49	150	129
Wind Onshore	53	85	66
Wind Offshore	7,5	25	15
Biomasse	8,3	7	8
Speicher- und Laufwasser	4,8	5,3	5,3
Sonstige Erneuerbare	1,3	0,6	0,6
Konventionell	101	41	58
Kernenergie	8,1	0	0
Steinkohle	24	0	8
Braunkohle	20	0	9
Erdgas	30	25	25
Pumpspeicher	9,8	9,4	9,4
Mineralöl	4,4	1,8	1,8
Sonstige Konventionelle	4,3	4,4	4,4
EE-Erzeugung und Stromverbrauch in TWh			
Summe EE-Erzeugung	237	505	409
Bruttostromverbrauch	576	633	627
Anteil EE/Bruttostromverbrauch [%]	41	80	65
Sektorenkopplung			
Haushaltswärmepumpen [Anzahl Mio.]	1	6	6
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,3	14	14
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8	6,3	6,3
Power-to-Gas [GW]	<0,1	7,5	7,5

2. Ergebnisse Kurzuntersuchung und Ersteinschätzung

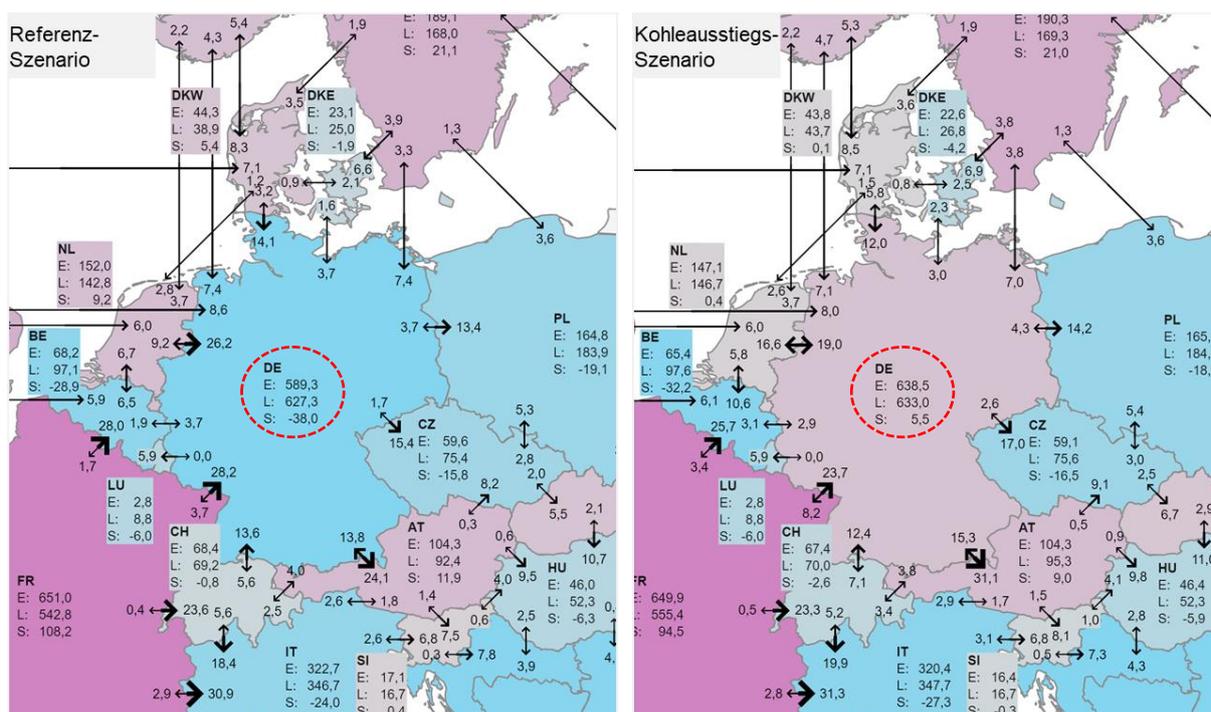
In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt anhand ausgewählter Untersuchungsschwerpunkte eine Kurzanalyse zu den Auswirkungen eines frühzeitigen Kohleausstiegs bis 2030. Da eine umfassende Bewertung eines möglichen Kohleausstiegs bis 2030 sehr komplex sowie ressourcen- und zeitaufwendig ist, kann diese Kurzuntersuchung nur als erste Indikation zur Bewertung der vielschichtigen Netzeffekte angesehen werden.

2.1 Marktanalyse

Die folgenden Ergebnisse stellen eine erste Abschätzung der zu beobachtenden Trends auf Basis von Net-Transfer-Capacity(NTC)-Marktsimulationen dar, robuste Aussagen sind jedoch erst auf Basis der noch ausstehenden Flow-based-market-coupling (FBMC)-Marktsimulationsergebnisse möglich.

Wie in Abbildung 2 ersichtlich, werden die Erzeugung (E) aus Stein- und Braunkohlekraftwerken (in Summe rd. 42 TWh) und der Leistungsimport aus dem Ausland des Referenzszenarios im Kohleausstiegsszenario durch die deutlich höhere Einspeisung aus EE-Anlagen mehr als kompensiert. In Summe führt dies dazu, dass sich Deutschland in der Jahresenergiebilanz im Referenzszenario im Saldo (S) als klarer Nettoimporteur (-38 TWh) darstellt, was dem Nettoexportverhalten im Kohleausstiegsszenario (+6 TWh) gegenübersteht. Die minimalen Unterschiede zwischen den Szenarien auf Seiten der Bruttostromnachfrage (L) resultieren aus dem unterschiedlichen Einsatzverhalten von preissensitiven Lasten sowie Stromspeichern.

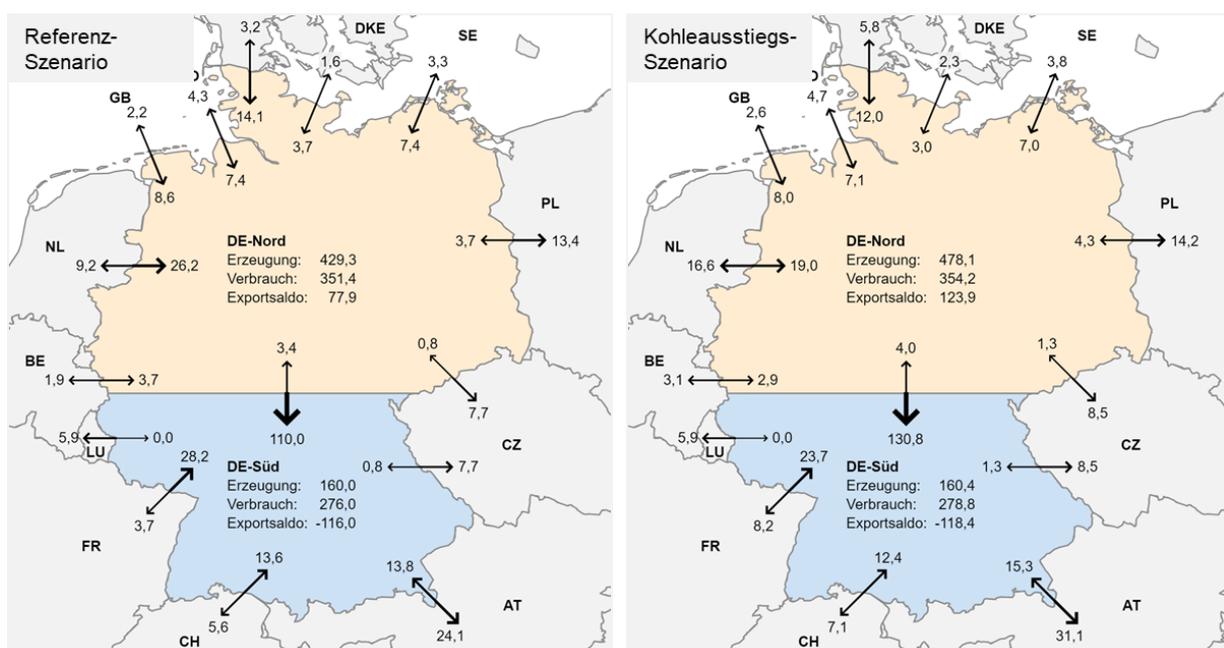
Abbildung 2: Erzeugung, Nachfrage und Handel (Angaben in TWh)



Mit einer Jahresenergiemenge von 301 TWh liegen die Windenergieeinspeisung (On- und Offshore) im Kohleausstiegsszenario um etwa 39% und die PV-Einspeisung mit 143 TWh um etwa 15% über den entsprechenden Einspeisemengen des Referenzszenarios und machen damit den größten erzeugungsseitigen Unterschied aus. Diese deutlich erhöhte EE-Einspeisung führt in Summe zu einem um durchschnittlich 4% niedrigeren Preisniveau im Kohleausstiegsszenario (62 €/MWh) im Vergleich zum Referenzszenario (65 €/MWh). Auch die deutschen variablen Stromerzeugungskosten (Summe aus CO₂-, variablen Betriebs-, Wartungs- sowie Brennstoffkosten) liegen mit 6,7 Mrd. € im Falle des Kohleausstiegs bei gleichzeitig signifikant erhöhtem EE-Ausbau – wie es im Kohleausstiegsszenario unterstellt wird – um 35% unterhalb der Stromerzeugungskosten von 10,4 Mrd. € im Referenzszenario. Auf gesamteuropäischer Ebene wird dabei eine Kostenreduktion von 11% und in den direkten Nachbarländern Deutschlands eine Reduktion der Stromerzeugungskosten von im Mittel 8% erreicht.

Die innerdeutsche Transportaufgabe (vgl. Abbildung 1) beschreibt eine virtuelle Größe zur Darstellung der zu transportierenden Energiemenge in Nord-Süd-Richtung und dient als bewährtes Indiz zur Antizipation des Redispatchbedarfs. Dieser wird maßgeblich von dem im Kohleausstiegsszenario unterstellten EE-Ausbau beeinflusst und fällt um etwa 19% (20 TWh) höher aus als im Referenzszenario. Damit ist im Kohleausstiegsszenario bereits auf Grundlage der Marktanalyse von einer Erhöhung des Redispatchbedarfs bei gleichzeitig geringerem Redispatchpotenzial aus Marktkraftwerken infolge des Kohleausstiegs auszugehen. Zur Reduzierung der Transportbedarfe sollten zukünftig Allokationssignale für neue Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure implementiert werden, beispielsweise über örtlich und sachliche differenzierte (Kapazitäts-)zahlungen im Sinne des von Amprion entwickelten [Systemmarktes](#).

Abbildung 3: Innerdeutsche Transportaufgabe (Angaben in TWh)



Der direkte Vergleich der in Deutschland emittierten CO₂-Mengen bezogen auf den Stromsektor beider Szenarien zeigt eine Reduktion von 39% (40 Mio. t CO₂) im Kohleausstiegsszenario gegenüber dem Referenzszenario. Diese Reduktion ergibt sich aus der im Kohleausstiegsszenario nicht mehr vorhandenen Braun- und Steinkohleeinspeisung. Im Referenzszenario sind dabei allein die beiden Energieträger Braunkohle und Steinkohle in Summe für 37% der CO₂-Emissionen verantwortlich. Aus gesamteuropäischer Sicht führt das Kohleausstiegsszenario aufgrund des erhöhten Bedarfs konventioneller Einspeiseleistung aus dem Ausland jedoch lediglich zu einer CO₂-Mengenreduktion von 12%.

2.2 Erzeugungssadäquanz

Im Bereich der erzeugungs- und lastseitigen Versorgungssicherheit (Resource Adequacy) ist für das Jahr 2030 bereits in dem Referenzszenario in mindestens 4,6% der Stunden eine Importabhängigkeit in Deutschland zu beobachten. Lastunterdeckungen wurden jedoch nicht identifiziert. Dies deckt sich mit den Ergebnissen des jüngsten Versorgungssicherheitsberichts des BMWi (vgl. Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten), der einen Anstieg der Importabhängigkeit Deutschlands aufzeigt. Lastunterdeckungen werden auch dort noch nicht ausgewiesen.

Im betrachteten Kohleausstiegsszenario steigt die Importabhängigkeit gegenüber dem Referenzszenario an. So ist Deutschland in diesem Szenario in mindestens 11% der Stunden auf Importe aus dem Ausland angewiesen. Zudem sind auch erste Lastunterdeckungen zu erwarten, wenngleich sich diese mit durchschnittlich 0,28 – 0,54 Stunden pro Jahr auf einem niedrigen Niveau bewegen.

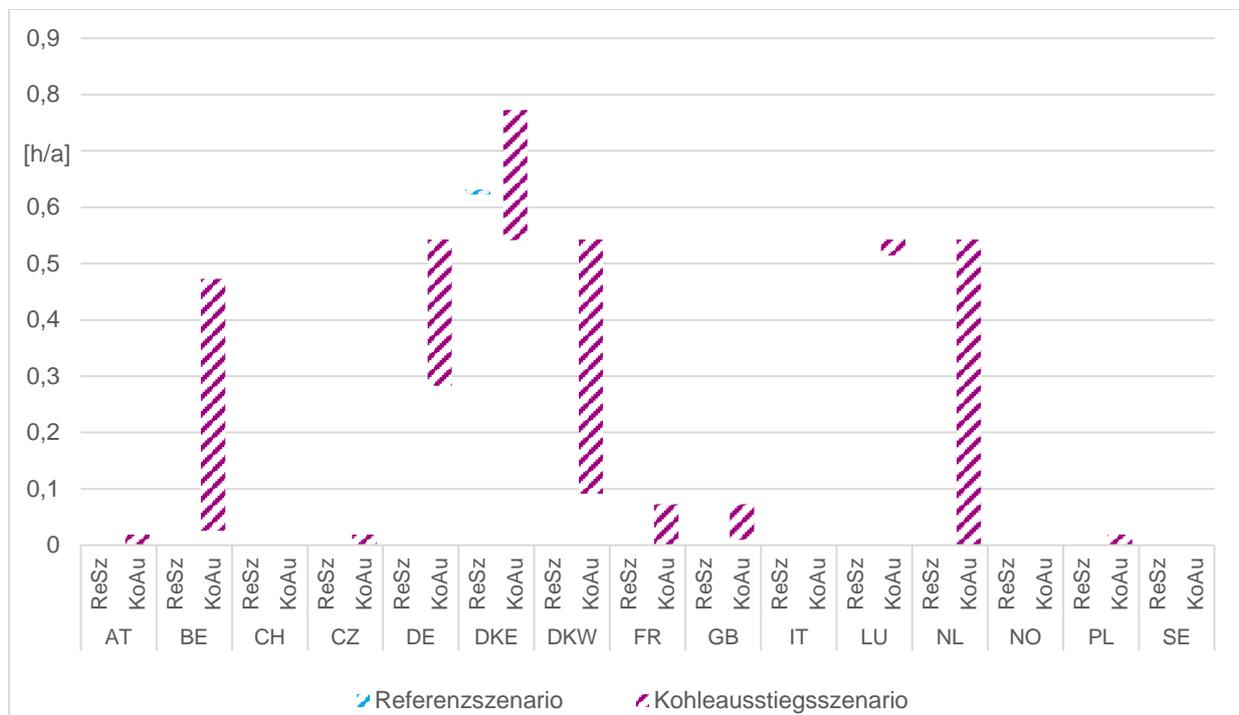
Es handelt sich bei den hier vorliegenden Analysen allerdings um eine reine Betrachtung des Marktes, sodass der Einsatz von potentiellen Reservekraftwerken zur Vermeidung von unfreiwilligen Lastabschaltungen nicht berücksichtigt wurde.

Das BMWi hat im Jahr 2019 festgelegt, dass eine durchschnittliche Lastunterdeckung von bis zu 5 Stunden pro Jahr als tolerabel erachtet werden kann. Hierbei ist anzumerken, dass eine Lastunterdeckung besteht, wenn bereits einzelne Verbraucher aufgrund eines Erzeugungsdefizites nicht mit Strom versorgt werden können. In keinem der hier untersuchten Szenarien wurde dieser Schwellenwert überschritten. Dies ist zum einen mit dem unterstellten erheblichen Zubau an Erneuerbaren Energien (EE), einer zunehmenden Flexibilisierung der Nachfrage sowie den ausgeprägten Importmöglichkeiten und europäischen Ausgleichseffekten zu erklären. Ein Ausbleiben der angenommenen Zubauraten sowie beschleunigte Kraftwerksstilllegungen in Europa im Rahmen der europäischen Klimaschutzdiskussion können zu höheren Lastunterdeckungen in Deutschland führen. Hier müssen weitere Analysen zeigen, inwiefern die in den Simulationen beobachteten Importsituationen im Kontext europaweiter Kraftwerksstilllegungen weiterhin als realistisch anzusehen sind.

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt den ermittelten Bereich des Erwartungswertes der Stunden mit Lastunterdeckung (Loss of Load Expectation (LOLE)) im Referenzszenario und im Kohleausstiegsszenario.¹ Im Falle eines Leistungsmangels in Europa kann sich das Defizit auf verschiedene Marktgebiete verteilen. In Abhängigkeit von der vorgenommenen Verteilung des Defizits auf die Marktgebiete ergibt sich demnach ein Wertebereich für den LOLE-Indikator.

¹ Diese für Versorgungssicherheitsbewertungen typisch genutzte Kenngröße gibt den Durchschnittswert über Hunderte von simulierten Jahresverläufen an. Die einzelnen Jahre unterscheiden sich dabei in der Zufälligkeit der Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke und dem zufälligen Einfluss des Wetters auf die Einspeisung der EE-Anlagen sowie der Last.

Abbildung 4: Erwartungswert der Stunden mit Lastunterdeckung (LOLE)



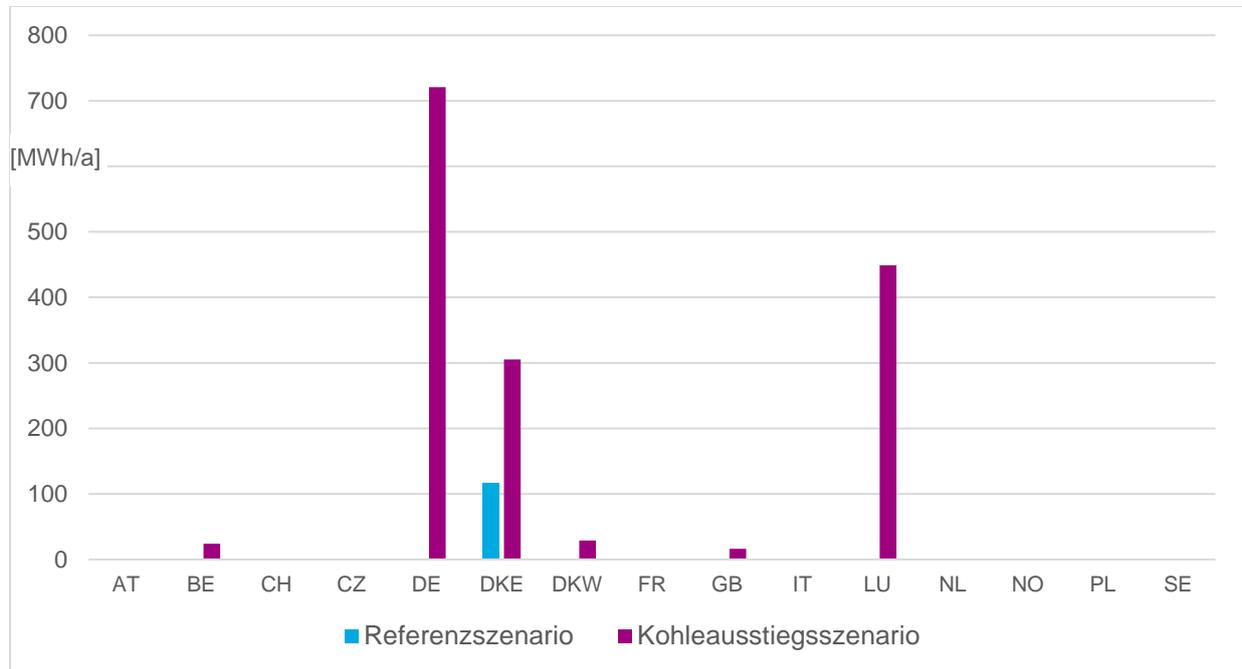
Im Referenzszenario wurden ausschließlich im Marktgebiet Dänemark-Ost (DKE) Lastunterdeckungen beobachtet. Die LOLE stellt sich dort in diesem Fall bei 0,62 Stunden pro Jahr ein.

Demgegenüber sind im Kohleausstiegsszenario Lastunterdeckungen vor allem in den Ländern Belgien, Deutschland, Dänemark, Luxemburg und Niederlande zu beobachten. Dies zeigt, dass eine Veränderung ausschließlich des deutschen Kraftwerksparks einen (negativen) Einfluss auf die Versorgungssicherheit im europäischen Ausland haben kann.

Für Deutschland ergeben die Analysen einen LOLE-Bereich zwischen 0,28 und 0,54 Stunden pro Jahr und zeigen damit erste Lastunterdeckungen, die auch durch Importe nicht ausgeglichen werden können. Für nahezu alle identifizierten Stunden mit Lastunterdeckung in Deutschland ist charakteristisch, dass diese in den Abendstunden (18:00 – 21:00 Uhr) der Wintermonate (Dezember bis Februar) auftreten. Der Leistungsmangel erstreckt sich hierbei über ein bis vier Stunden. Außerdem ist das Auftreten von Leistungsdefiziten stark abhängig von den klimatischen Bedingungen und konzentriert sich auf wenige der untersuchten Wetterjahre.

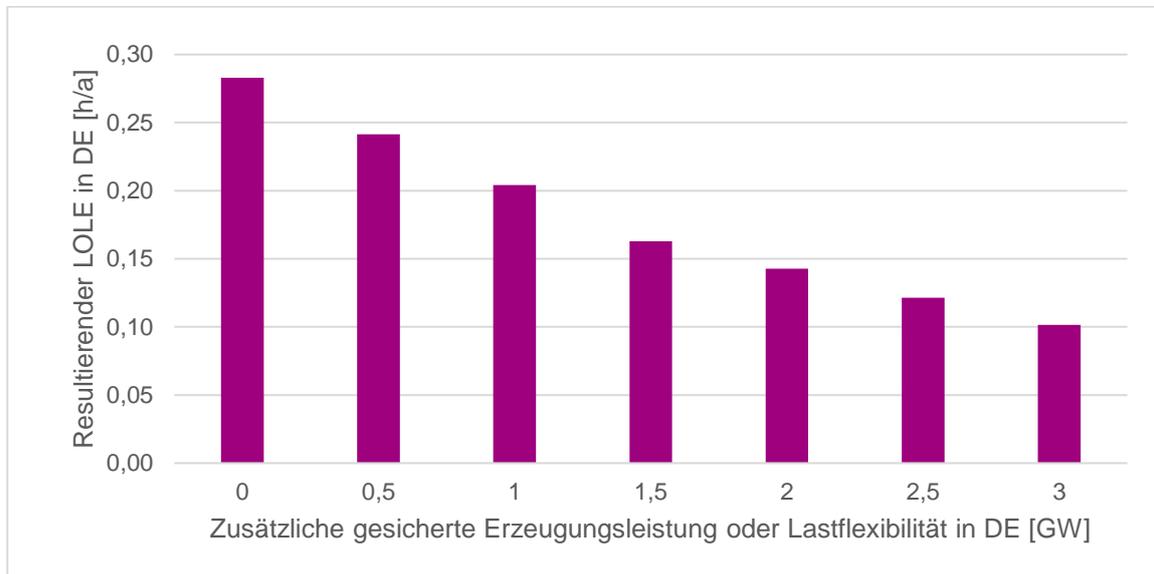
Die folgende Abbildung 5 zeigt den Erwartungswert der nichtgedeckten Energiemenge pro Jahr (Expected Energy Not Served (EENS)) der betrachteten Länder und bestätigt den tendenziellen Rückgang der Versorgungssicherheit im Kohleausstiegsszenario gegenüber dem Referenzszenario. In Deutschland können im Kohleausstiegsszenario durchschnittlich jährlich ca. 720 MWh nicht gedeckt werden. Wie oben beschrieben ist auch eine andere Aufteilung der nichtgedeckten Energiemenge auf die Marktgebiete möglich.

Abbildung 5: Erwartungswert der nicht gedeckten Last (EENS)



Im Folgenden wird untersucht, wie viel zusätzliche gesicherte Erzeugungskapazität und/oder Lastflexibilität in Deutschland notwendig wäre, um den zuvor ermittelten LOLE-Wert zu reduzieren (exemplarisch für den niedrigeren LOLE-Wert von 0,28). Abbildung 6 zeigt den LOLE-Wert für Deutschland im Kohleausstiegsszenario, der sich beim Zubau von gesicherter Kapazität ergibt. Es ist ein nicht-linearer Zusammenhang zwischen dem LOLE-Wert und der zusätzlichen Kapazität bzw. Lastflexibilität zu sehen: Das erste Gigawatt zusätzlicher Leistung bzw. flexibler Last reduziert den LOLE-Wert um 0,08 h/a, das zweite Gigawatt senkt den LOLE-Wert nur noch um weitere 0,06 h/a und das dritte Gigawatt sorgt lediglich für eine zusätzliche Reduzierung des LOLE-Werts um 0,04 h/a.

Abbildung 6: LOLE in DE in Abhängigkeit zusätzlicher Erzeugungskapazitäten – Kohleausstiegsszenario



Insgesamt zeigen die Analyseergebnisse, dass zukünftig neue gesicherte Erzeugungskapazität benötigt wird, um Erzeugungsdefizite zu reduzieren oder gar zu verhindern. Dies setzt ausreichend Anreize voraus, die beispielsweise mit dem von Amprion entwickelten [Systemmarkt](#) sichergestellt werden könnten. Zudem sollten die Regeln zur Bilanzkreisbewirtschaftung mit Blick auf ein mögliches Auftreten von Knappheiten überprüft und überarbeitet werden.

2.3 Netzengpassanalysen (Redispatch)

Diese Berechnungsergebnisse stellen eine erste Abschätzung der zu beobachtenden Trends auf Basis einer NTC-Marktsimulation dar, eine robuste Aussage zu den Redispatch-Volumina ist jedoch erst auf Basis einer FBMC-Marktsimulation möglich.

Es werden in den Analysen folgende Annahmen getroffen:

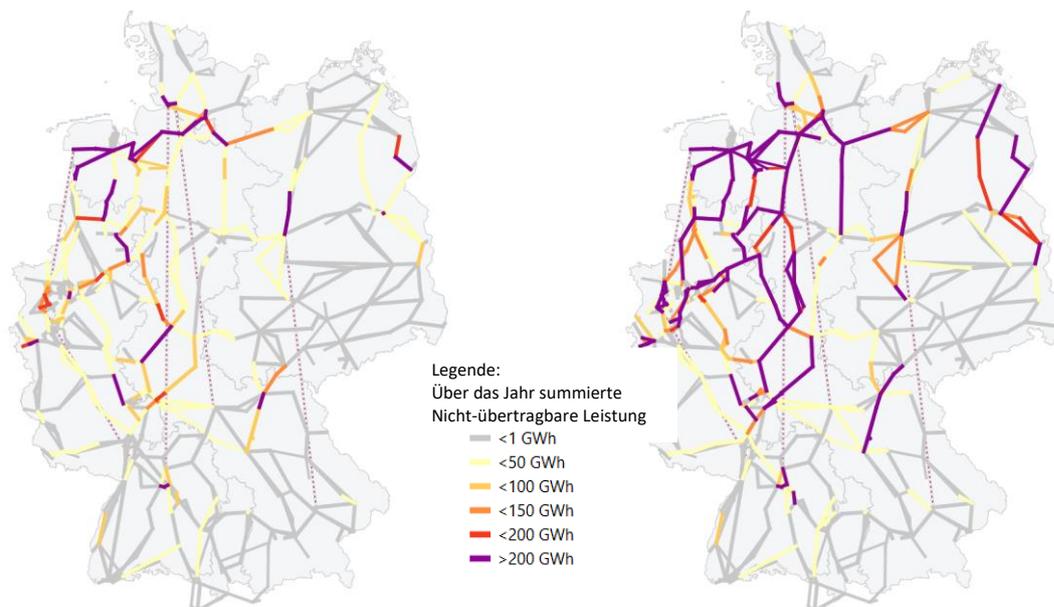
- Das hier ermittelte Redispatch-Volumen wird ausschließlich zur Behebung von strombedingten Engpässen benötigt.
- Es wird ausschließlich präventiver Redispatch unterstellt. Es wurden nur wenige topologische Maßnahmen zur Engpassreduktion durchgeführt.
- Die heute als Netzreserve ausgewiesenen Kraftwerke stehen weiterhin als Redispatch-Potenzial zur Verfügung.
- Für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde ggü. heute nur eine moderate Ausweitung angenommen.
- Die maximale Stromtragfähigkeit beträgt 3.600 A.

Das anhand der Netzberechnungen für das Referenzszenario ermittelte Redispatch-Volumen beläuft sich auf ca. 12 TWh (jeweils positiver und negativer Redispatch) und liegt somit in einer ähnlichen Größenordnung wie heute. Der negative Redispatch erfolgt im Referenzszenario zu mehr als 50% aus EE-Einspeisung (Windenergie und Photovoltaik). Wie in Abbildung 6 zu erkennen ist, tritt ein Großteil der Netzengpässe im Nordwesten auf. Der im verwendeten Netzmodell für 2030 nicht unterstellte Korridor B könnte für eine deutliche Entlastung in dieser Region sorgen. Neben den innerdeutschen Netzengpässen treten insbesondere signifikante Netzengpässe auf den Grenzkuppelleitungen zu den Niederlanden (Diele – Meeden), Tschechien (Röhrsdorf – Hradec) sowie Polen (alle) auf. Diese erfordern sowohl positiven als auch negativen Redispatch im benachbarten Ausland.

Abbildung 7: Vergleich der Netzbelastung vor Redispatch für den Jahreslauf (DE-interne Leitungen)

Referenzszenario

Kohleausstiegsszenario



In dem Kohleausstiegsszenario steigt das Redispatch-Volumen um das Zwei- bis Dreifache an. Die Spanne beschreibt den Lösungsraum, in dem sich in Abhängigkeit der methodischen Annahmen das Redispatch-Ergebnis einstellen wird. Der Trend des ansteigenden Redispatch-Volumens wird auch bei zukünftigen FBMC-basierten Netz- und Marktsimulationen weiter bestehen. Es sind jedoch Auswirkungen auf die konkrete Höhe des jeweiligen Redispatch-Volumens und dessen Zusammensetzung zu erwarten.

Das erhöhte Redispatch-Volumen kann darauf zurückgeführt werden, dass sich die im Kohleausstiegsszenario vor allem in der Nordsee (Offshore) und in Norddeutschland (Onshore) zusätzlich installierten EE-Kapazitäten aufgrund der bereits im Referenzszenario ersichtlichen Netzengpässe kaum integrieren lassen. Eine erste Sensitivität zeigt, dass der Korridor B das Redispatch-Volumen deutlich reduzieren kann.

Der prozentuale Anteil von EE-Anlagen am negativen Redispatch steigt im Vergleich zum Referenzszenario ebenfalls an. Da diese EE-Anlagen im Netz zu massiven Überlastungen führen, müssen im Vergleich zum Referenzszenario mehr EE abgeregelt und im Gegenzug auch mehr konventionelle Kraftwerke in Deutschland und im europäischen Ausland hochgefahren werden. Da durch die Stilllegung der Kohlekraftwerke jedoch zunehmend weniger Hochfahrpotenzial zur Verfügung steht, ist in weiteren Analysen (analog zur Vorgehensweise der Bedarfsanalysen) zu prüfen, in welchem Umfang diese Kraftwerke mit Blick auf die Systemrelevanz in die Netzreserve überführt werden müssen.

Zur Reduzierung des Redispatch-Volumens ist insbesondere eine schnellere Umsetzung des Netzausbaus notwendig. Dies setzt zwingend eine erhebliche Beschleunigung der

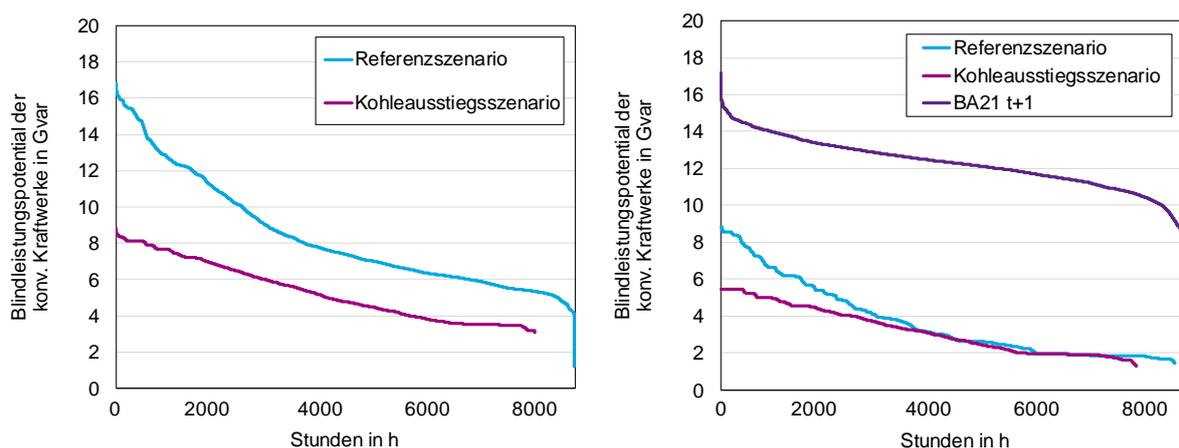
Genehmigungsprozesse voraus (siehe [Impuls-](#) und [Beschleunigungspapier](#) von Amprion). Zudem müssen Hemmnisse zur Höherauslastung der Netzinfrastruktur insbesondere im Kontext Geräusche und Beeinflussung beseitigt werden (siehe [Beschleunigungspapier](#)). Wie schon in Kapitel 2.2 erwähnt sollten zudem Allokationssignale für neue Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure implementiert werden, beispielsweise über örtlich und sachliche differenzierte (Kapazitäts-)zahlungen im Sinne des von Amprion entwickelten [Systemmarktes](#).

2.4 Spannungshaltung und -stabilität

Kohlekraftwerke tragen aktuell in erheblichen Maße zur Spannungshaltung zur Vermeidung von sowohl zu hohen als auch zu tiefen Spannungen bei. Mit der Stilllegung der Kohlekraftwerke entfallen die Blindleistungspotenziale dieser Kraftwerke, sodass diese Blindleistungsquellen bei einem beschleunigten Kohleausstieg ersetzt werden müssen.

Die folgende Abbildung 8 zeigt die Dauerkennlinien der sortierten Blindleistungspotenziale, die durch konventionelle Kraftwerke im simulierten Jahreslauf bereitgestellt werden. Es wird deutlich, dass das Potenzial in Deutschland (links) beim Vergleich des beschleunigten Kohleausstiegsszenarios gegenüber dem Referenzszenario mit dem bisher geplanten Kohleausstieg signifikant sinkt.

Abbildung 8: Blindleistungspotenzial der konventionellen Kraftwerke in Deutschland (links) und in der Amprion Regelzone (rechts)



Die rechte Hälfte von Abbildung 8 zeigt die Dauerkennlinien des Blindleistungspotenzials in der Amprion Regelzone. Der beschleunigte Kohleausstieg führt im Vergleich zum Referenzszenario nochmal in rund 3.000 Stunden zu einer deutlichen Absenkung des Potenzials. Im Vergleich zum Blindleistungspotenzial aus den Bedarfsanalysen 2021 (BA21 t+1), das den heutigen Stand repräsentiert, wird ersichtlich, dass das Blindleistungspotenzial durch Kraftwerke bereits im Referenzszenario in allen Stunden um eine Größenordnung von 6 Gvar bis 9 Gvar reduziert ist. Der beschleunigte Kohleausstieg erhöht nochmal die Herausforderung, diese Lücke in den Blindleistungspotenzialen zu schließen. Über diese indikativen Analysen hinausgehende Festlegungen der konkreten Anlagenstandorte und Maßnahmen werden im Rahmen der gesetzlichen Planungsprozesse durch die ÜNB erarbeitet.

Die deutliche Abnahme der am Netz verbleibenden Kraftwerke in Deutschland schlägt sich auch in den transienten Untersuchungen in Kapitel 2.6 nieder. Durch die fehlende dynamische Spannungsstützung können im Fehlerfall und nach Fehlerklärung aller Voraussicht nach weiträumigere Spannungseinbrüche beobachtet werden.

Gleichzeitig steigen sowohl die spannungshaltenden als auch spannungssenkenden Blindleistungsbedarfe. Die für den Zeithorizont 2035 im Rahmen der Entwürfe des NEP 2035

(Version 2021) ausgewiesenen Blindleistungskompensationsanlagen müssen deshalb früher in Betrieb genommen werden.² Langfristig sind weitere Anlagen notwendig, da selbst im NEP 2035 (Version 2021) im Szenario B noch mehr Kraftwerkskapazitäten und zusätzliche HGÜ-Konverter mit signifikanten Blindleistungspotenzial berücksichtigt wurden. Neben den langfristig notwendigen Anlagen werden zur Überbrückung der kurzfristig aufkommenden Bedarfe Maßnahmen wie z. B. der Umbau stillzulegender Kraftwerke zu temporären rotierenden Phasenschiebern oder ggf. die frühere Inbetriebnahme der geplanten HGÜ-Konverter notwendig.

Die gegenwärtig einzuführende marktliche Beschaffung von „Dienstleistungen zur Spannungshaltung“ nach §12h EnWG kann prozessual/regulatorisch bei der Bereitstellung von Blindleistung ggf. helfen. Die marktliche Beschaffung wird jedoch kaum neue Blindleistungspotenziale nutzbar machen, um die zusätzlichen Bedarfe zu decken oder den Wegfall der Potenziale der Kohlekraftwerke zu kompensieren. Schon heute arbeitet Amprion intensiv mit den Verteilnetzbetreibern und Kunden zusammen, um den Bedarf abzustimmen und sich gegenseitig zu stützen. Der marktliche Beschaffungsprozess darf in keinem Fall die Genehmigung und damit die Umsetzung der bereits beantragten und langfristig benötigter Anlagen verzögern.

² Bei einer exemplarischen Größenordnung von 300 MVA entspricht dies einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen (vgl. Begleitdokument NEP 2035 (Version 2021) - Bewertung der Systemstabilität).

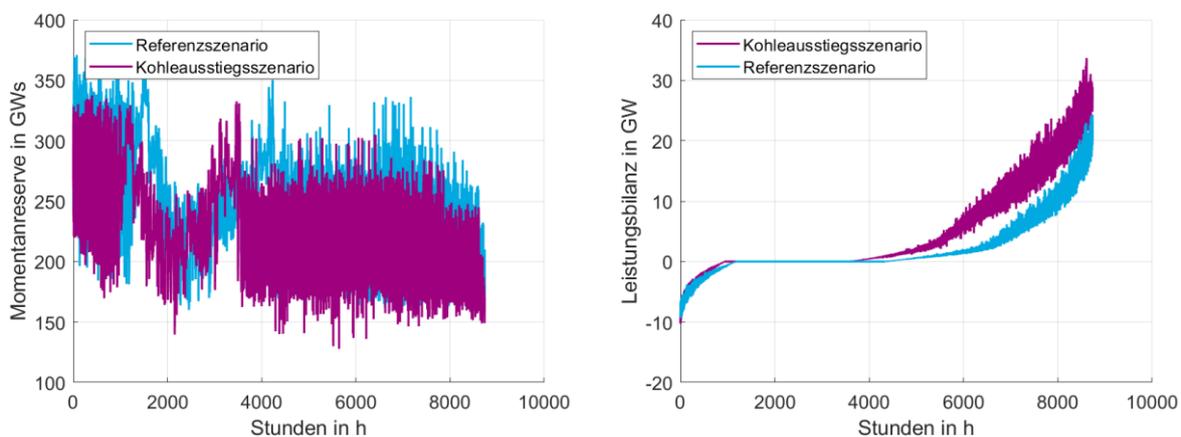
2.5 Frequenzhaltung und -stabilität

Ein beschleunigter Kohleausstieg führt im Kontext der Frequenzstabilität zu zwei wesentlichen Effekten:

Zum einen sinkt die verfügbare Schwungmasse bzw. Momentanreserve, da die bisherigen Beiträge von Kohlekraftwerken wegfallen (siehe Abbildung 9).

Zum anderen kommt es zu weiträumigeren Leistungstransporten, wie anhand der steigenden Leistungsüberschüsse im Norden Deutschlands anhand Abbildung 9 zu erkennen ist.

Abbildung 9: Verfügbare Momentanreserve (links) und Leistungsbilanz (rechts) in Norddeutschland



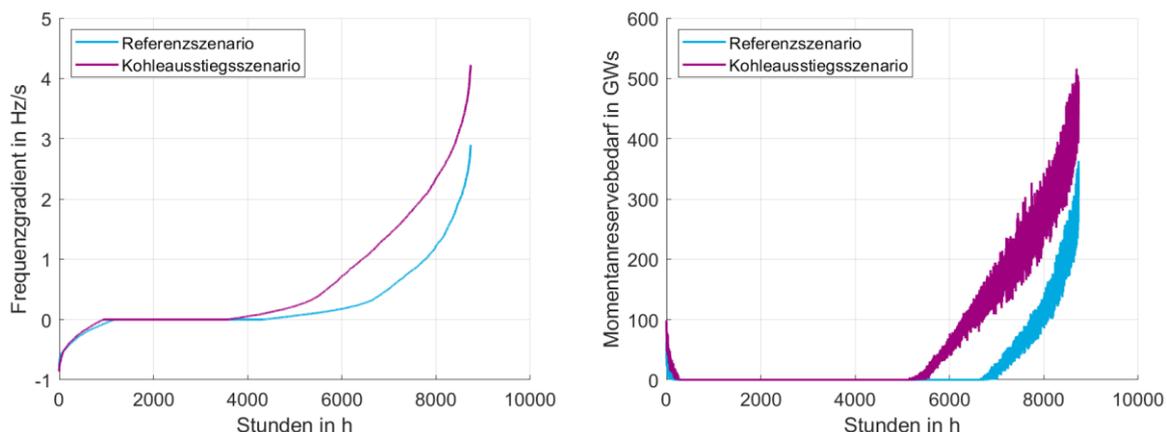
Für die Betrachtung der [Frequenzstabilität](#) muss generell zwischen dem Verhalten infolge größerer Last- und Erzeugungsausfälle, bei denen das Verbundsystem intakt bleibt, und Netzauftrennungen, bei denen das Verbundsystem in zwei oder mehr Teilnetze getrennt wird, unterschieden werden. Last- und Erzeugungsausfälle von bis zu 3 GW, die für die Primärregelung auslegungsrelevanten Störungen, führen auch bei Abschaltung der Kohlekraftwerke in der Regel nicht zu einer Gefährdung der Frequenzstabilität. Diese Aussage gilt jedoch nur unter der Voraussetzung eines systemkonformen Anlagenverhaltens. Ein nicht-systemkonformes Anlagenverhalten kann zur Trennung der Anlagen vom Netz führen, und demnach eine Gefährdung für die Frequenzstabilität darstellen. Dem wirken Maßnahmen des Systemschutzplans entgegen. Vor dem Hintergrund eines beschleunigten Kohleausstiegs und der damit verbundenen Abschaltung von Großkraftwerken im Übertragungsnetz steigt daher die Bedeutung von kleineren Erzeugungsanlagen im Verteilnetz für das Gesamtsystem, sodass sichergestellt werden muss, dass sich diese auch in Zukunft insbesondere bei Großstörungen systemkonform verhalten.

Im Gegensatz hierzu steigt jedoch infolge der steigenden Transportbedarfe im Übertragungsnetz das Risiko hinsichtlich kaskadierender Leitungsabschaltungen, die zu einer Netzauftrennung führen können. Vergleichbare Störungen traten in Europa bereits am 4.11.2006 sowie am 8.1.2021 und 24.7.2021 auf. Die Beherrschbarkeit derartiger Netzauftrennungen hängt wiederum von dem resultierenden Frequenzgradienten ab, der sich für das jeweilige Teilnetz in Abhängigkeit von Momentanreserve und Leistungsungleichgewicht, also dem Leistungsaustausch vor Eintritt der Störung, ergibt. Bisherige Analysen der ENTSO-E

zeigen, dass unter Berücksichtigung der heute gültigen Systemschutzpläne Netzauftrennungen mit einem mittleren Frequenzgradienten von maximal 1 Hz/s beherrscht werden können.

Die folgende Abbildung 10 zeigt die auftretenden Frequenzgradienten sowie die zusätzlich benötigte Momentanreserve zur Einhaltung eines Frequenzgradienten von maximal 1 Hz/s im Nordosten von Deutschland bei einer Netzauftrennung analog zu der Störung vom 4.11.2006. Während im Referenzszenario in ca. 1.000 Stunden ein Frequenzgradient von über 1 Hz/s auftritt, verdoppelt sich die Anzahl der kritischen Stunden auf ca. 2.300 infolge des Kohleausstiegs. Ohne geeignete Gegenmaßnahmen wäre damit die Netzauftrennung von 2006 in einem Viertel des Jahres nicht beherrschbar. Auch der maximal auftretende Frequenzgradient steigt von 2,9 Hz/s im Referenzszenario auf 4,2 Hz/s im Kohleausstiegsszenario. Die Netzauftrennung von 2006 wurde auch im NEP 2035 (Version 2021) für die Dimensionierung der Bedarfe herangezogen. Die generelle Problemstellung ist aber auch für andere Szenarien einer Netzauftrennung repräsentativ.

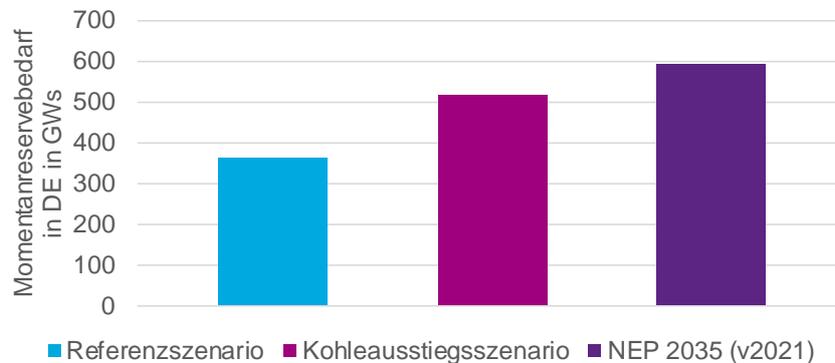
Abbildung 10: Frequenzgradient bei beispielhafter Netzauftrennung (links) und zusätzlich benötigter Momentanreservebedarf zur Sicherstellung der Beherrschbarkeit (rechts)



Während der zusätzliche Bedarf an Momentanreserve im Referenzszenario bei 362 GWs liegt, steigt dieser im Kohleausstiegsszenario auf 516 GWs. Damit ist der ausgewiesene Bedarf nur unwesentlich niedriger als der ausgewiesene Bedarf des NEP 2035 (Version 2021) in Höhe von 592 GWs³ mit dem Blick auf 2035. Eine alleinige Bereitstellung dieses Bedarfes ist über rotierende Phasenschieberanlagen mit Schwungmasseerweiterung nicht sinnvoll zu leisten. Innovative Betriebsmittel könnten zukünftig pro Anlage einen höheren Beitrag erzielen. Zudem ist die Einbindung der EE-Erzeugungsanlagen in die Bereitstellung zur Momentanreserve notwendig, da diese erhebliche Beiträge liefern könnten. Große Teile der Beiträge können dabei anlagenseitig entweder durch einen Kurzzeit-Energiespeicher oder zumindest zu einem Anteil regelungstechnisch gedeckt werden (durch Abregeln oder Einbindung von vorhandenen Bremswiderständen).

³ Die Größenordnung dieses Bedarfs liegt in einem Bereich, der dem Beitrag von ca. 200 bis 250 rotierenden Phasenschieberanlagen (330-MVA-Anlage) mit Schwungmasseerweiterung zur Momentanreserve entsprechen würde.

Abbildung 11: Momentanreservebedarf im Szenariovergleich



Während im NEP 2035 (Version 2021) der Bedarf mit Blick auf 2035 ermittelt wurde und damit ein längerer Zeithorizont zur Umsetzung etwaiger Maßnahmen zur Verfügung steht, tritt der diesbezügliche Handlungsbedarf im Falle eines beschleunigten Kohleausstiegs früher ein (siehe Abbildung 11). Dies ist insbesondere daher kritisch zu bewerten, da kurzfristig nur im begrenzten Maße Alternativen zur Verfügung stehen.

Daher sollte neben klassischen Maßnahmen, wie dem Bau neuer Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve, der Umrüstung von geeigneten abzuschaltenden Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern und der Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln, auch die Implementierung eines Marktes für Momentanreserve in Betracht gezogen werden.

Im Rahmen der gesetzlichen Prozesse für die Genehmigung von Anlagen für Momentanreserve sowie die Überarbeitung der technischen Anschlussrichtlinien ist politische Unterstützung insbesondere zur Beschleunigung dieser Prozesse notwendig, um geeignete Gegenmaßnahmen rechtzeitig umzusetzen und eine Beherrschbarkeit einer möglichen Netzauftrennung sicherzustellen. Aus den Analysen im NEP 2035 (Version 2021) geht bereits hervor, dass alle dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen zukünftig für die gleichzeitige Bereitstellung von Momentanreserve ertüchtigt werden sollen. Selbst bei entsprechender Unterstützung ist die Überarbeitung technischer Anschlussregeln für Erzeugungsanlagen auf EU-Ebene und deren Umsetzung in nationale Regelwerke nicht vor ca. 2028 bis 2030 zu erwarten. Zudem gelten entsprechende Übergangsfristen. Daher bedarf es bis zum Inkrafttreten neuer Anschlussregeln parallel dazu marktbasierende Anreize für die Beteiligung von EE-Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern an der Bereitstellung von Momentanreserve.

2.6 Transiente Stabilität

Die Untersuchungen zur transienten Stabilität wurden auf Grundlage des bestehenden Datensatzes zur langfristigen Netzanalyse mit Zeithorizont 2028 (LA 2020, t+8) durchgeführt. Dieser Datensatz spiegelt eine vergleichbare Netzsituation wie 2030 wider. Darüber hinaus wurde die Last- und Erzeugungssituation auf das Kohleausstiegsszenario angepasst. Entsprechend des Szenariovergleichs in Tabelle 1 wurde hierzu die Einspeisung aus Kohlekraftwerken durch Windeinspeisung substituiert.

Im Folgenden werden die grundsätzlichen Untersuchungsergebnisse und Erkenntnisse exemplarisch an einem dreipoligen Kurzschluss nahe der 380-kV-Sammelschiene in Rommerskirchen aufgezeigt. Die Untersuchungen zeigen zwei wesentliche Effekte:

- 1) Mit Stilllegung der Kohlekraftwerke fällt deren Kurzschlussleistungsbeitrag im Netz weg, sodass bei unzureichender dynamischer Spannungsstützung weiträumigere Spannungseinbrüche im Fehlerfall auftreten und somit viele Netznutzer von dem Fehler betroffen sind.
- 2) Mit zunehmenden Ausbau von EE-Anlagen und gleichzeitiger Abschaltung der verbliebenen Kohlekraftwerke entfernen sich je nach Netzsituation Last- und Erzeugungszentren weiter voneinander. Dadurch kommt es durch die dann fehlende Zwischeneinspeisung (Analogie: Brücke ohne Mittelpfeiler) zu weiträumigeren Leistungstransiten innerhalb Deutschlands. Kritischere Fehler⁴ und Fehler mit nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung können bei unzureichender dynamischer Spannungsstützung dazu führen, dass z.B. nördliche und südliche Generatorgruppen gegeneinander außer Tritt fallen. Dies vergrößert die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Netzauftrennungen.

Grundsätzlich gilt: Umso länger die Zeit bis zur Fehlerklärung⁵ und umso tiefer und weiträumiger die Spannungseinbrüche, desto schwieriger ist die Beherrschbarkeit des Kurzschlusses. Während des Fehlers beschleunigen die Synchrongeneratoren, da diese die Wirkleistung aufgrund der tiefen Spannungen nicht vollständig in das Netz einspeisen können. Umso länger der Fehler ansteht und umso niedriger das Spannungsniveau nach Fehlerklärung ist, desto länger beschleunigen die Generatoren und desto schwieriger ist es, diese nach Fehlerklärung wieder abzubremesen und in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzuführen.

Abbildung 12 zeigt die Spannungen an den Sammelschienen mit und ohne Kohlekraftwerken 50 ms nach der Fehlerklärung für den betrachteten Fehlerfall in Rommerskirchen. Ohne die Kohlekraftwerke ist ein weiträumiger Spannungseinbruch zu beobachten (dunkelblaue Farbtöne repräsentieren ein zu niedriges Spannungsniveau).

⁴ Kritische Fehler bzw. „außergewöhnliche Ausfallvarianten“ sind nach den Grundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes: Fehler mit verlängerter Fehlerklärungszeit, Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienen-Ausfälle.

⁵ Unter Fehlerklärung versteht man die Zeit bis der Fehler gelöscht bzw. behoben wurde.

Abbildung 12: Spannungen an den Sammelschienen mit und ohne Kohlekraftwerke 50 ms nach der Fehlerklärung

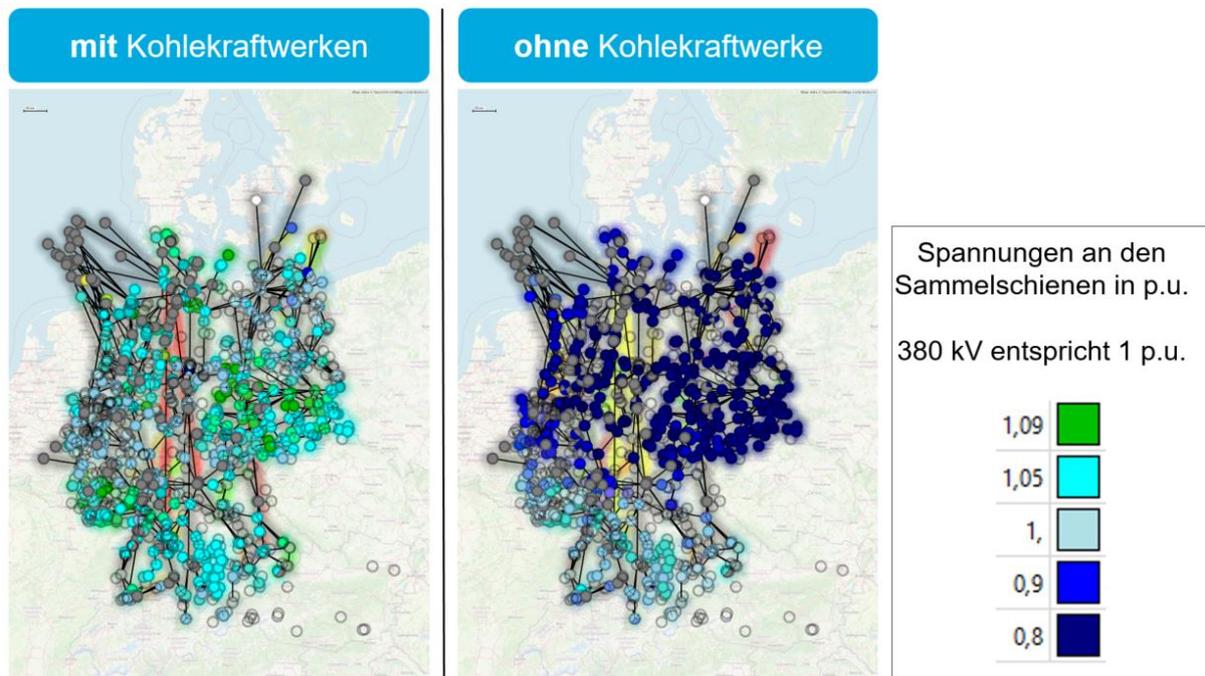
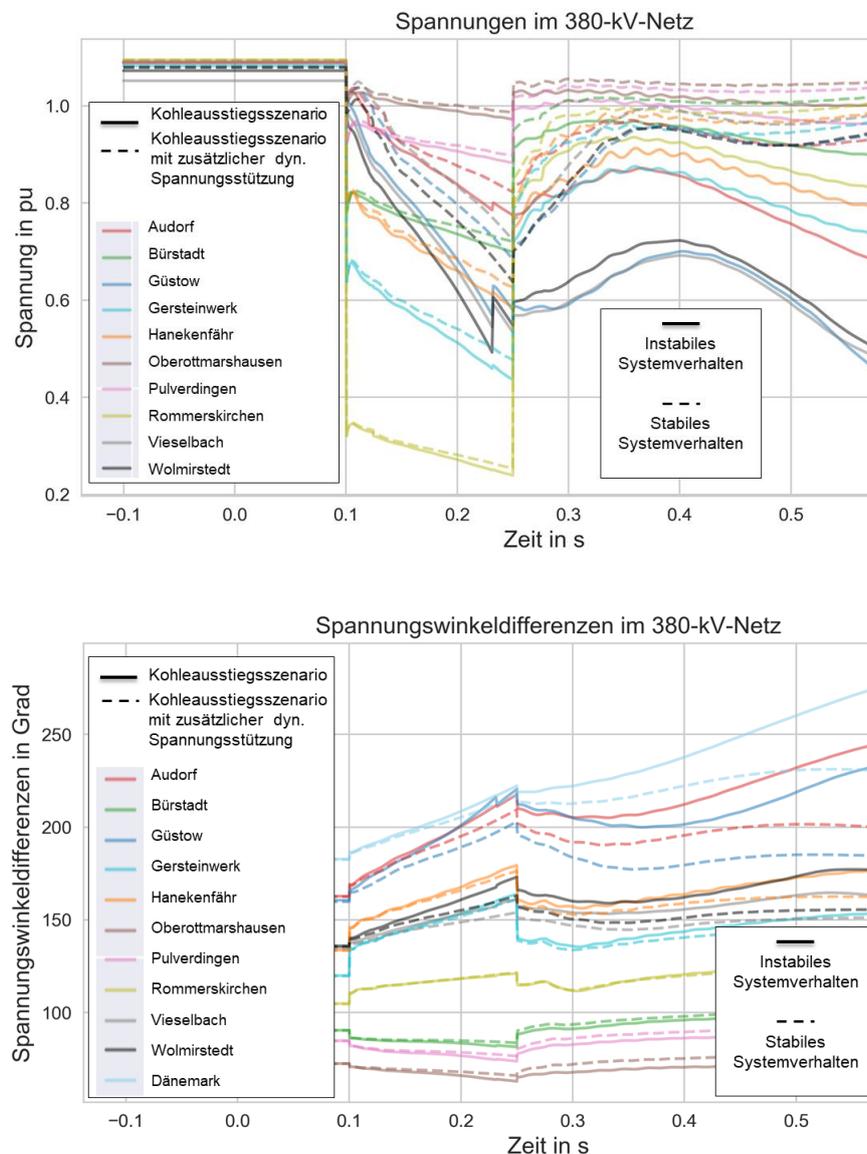


Abbildung 13 zeigt ausgewählte Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen im 380-kV-Netz für einen dreipoligen Kurzschluss nahe der 380-kV-Sammelschiene in Rommerskirchen. Der Fehler wird nach 150 ms und anschließender Freischaltung des fehlerbehafteten Stromkreises geklärt. Nach Fehlerklärung stehen nicht ausreichend dynamische Blindleistungsreserven zur Verfügung, sodass die Spannungen an den Sammelschienen im Netz auch nach Fehlerklärung deutlich unter dem Vorfehlerniveau verbleiben. Aufgrund dieses Spannungsproblems kommt es auch nach Fehlerklärung zu einer regional unterschiedlichen Beschleunigung der Polräder der im Netz vorhandenen Synchronmaschinen und einer zunehmenden Spannungswinkeldifferenz zwischen den Netzgruppen nördlich und südlich des Fehlerortes.

Diesem Asynchronlauf des nördlichen und südlichen Netzes kann durch eine verbesserte Spannungserholung nach Fehlerklärung durch zusätzliche dynamische Blindleistungsquellen entgegengewirkt werden. Hierzu wurden in dem betrachteten Szenario einzelne bestätigte dynamische Blindleistungskompensationsanlagen aus dem NEP 2035 berücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieser Anlagen zeigt sich in Abbildung 13 eine verbesserte Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung und ein stabiles Systemverhalten (siehe gestrichelte Verläufe). Ohne diese Anlagen ergibt sich das erwähnte kritische instabile Verhalten (siehe durchgezogene Linien).

Abbildung 13: Verhalten bei einem dreipoligen Kurzschluss nahe der 380-kV-Sammelschiene in Rommerskirchen und Fehlerklärung nach 150 ms



Verlängerte Fehlerklärungszeiten können bei unzureichender dynamischer Spannungsstützung dazu führen, dass die Spannungswinkeldifferenzen im Netz weiter zunehmen und in der Folge z.B. nördliche und südliche Generatorgruppen gegeneinander außer Tritt fallen. Dies vergrößert, wie zuvor erwähnt, die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Netzauftrennung. Weiterhin entfällt durch den Wegfall der Kraftwerke auch deren Funktionalität zur Dämpfung lokaler und regionaler Wirkleistungspendelungen (Power System Stabilizer).

Die Vorgänge infolge von Kurzschlüssen konnten bereits in ausgewählten Netznutzungsfällen im NEP 2035 (Version 2021 und Version 2019) gezeigt werden, sofern keine ausreichende dynamische Spannungsstützung vorhanden ist. Daher sind im Rahmen des beschleunigten Kohleausstiegs die regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungsstützung aus dem NEP 2035 (Version 2021) zeitlich vorzuziehen. Da im Rahmen dieser

Kurzuntersuchung im Kontext der transienten Stabilität nur eine kritische Netzsituation bewertet wurde, sind im Rahmen zukünftiger Spannungsstabilitätsanalysen eventuelle Mehrbedarfe zu bestimmen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass im NEP 2035 (Version 2021) die Bedarfe an dynamischer Blindleistung zur Spannungsstützung und die Momentanreservebedarfe mit Blick auf 2035 ermittelt wurden und damit ein längerer Zeithorizont zur Umsetzung etwaiger Maßnahmen zur Verfügung steht, nimmt der diesbezügliche Handlungsbedarf im Falle eines beschleunigten Kohleausstiegs weiter zu. Es werden jedoch weitere Analysen benötigt, um zu beurteilen, ob mit den ggf. vorgezogenen Maßnahmen aus dem NEP 2035 (Version 2021) die zugehörigen kritischen Ausgleichsvorgänge für die Übergangszeiträume beherrscht werden können. Aufgrund der weiträumigen Spannungseinbrüche bei Kurzschlussereignissen sind zudem auch die dynamischen Blindleistungsquellen zur Spannungsstützung in den benachbarten Übertragungsnetzen relevant.

2.7 Netz- und Versorgungswiederaufbau

Eine direkte Auswirkung auf die Schwarzstartfähigkeit ist im Falle eines beschleunigten Kohleausstiegs nicht gegeben, da für diesen Prozess heute Pumpspeicher- und Gaskraftwerke vorgesehen sind.

Im weiteren Prozess des Netzwiederaufbaus wird die Primärenergieversorgung bislang von Kohlekraftwerken übernommen und die schwarzstartfähigen Kraftwerke werden somit abgelöst. Aus technischer Sicht ist dafür auch ein Einsatz von Alternativtechnologien wie grundlastfähige Gaskraftwerke, Speicher oder größere EE-Anlagen unter der Voraussetzung eines HS- oder HöS-Netzanschlusses und schwarzfallfester bzw. schwarzfallrobuster Kommunikationstechnik möglich. Jedoch müssen für den Einsatz dieser Alternativtechnologien die Prozesse zur Kommunikation- und Ansteuerung erarbeitet und die technischen Anschlussregeln angepasst werden. Zudem sollten regulatorische oder marktliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine Ablösung der schwarzstartfähigen Kraftwerke hinsichtlich Wirkleistungseinsatz und Systemdienstleistungen im Netzwiederaufbau sicherstellt. Stehen diese Alternativen nicht rechtzeitig zur Verfügung, bedeutet dies eine zeitlich längere Netzwiederaufbauphase sowie eine Erhöhung der Primärenergievorhaltung in den schwarzstartfähigen Kraftwerken.

Der Einsatz von Gaskraftwerken setzt jedoch eine geeignete Regelungsfähigkeit voraus, die nur aufwendig bzw. in Abhängigkeit von dem Kraftwerkstyp aus physikalischen Gründen nicht umsetzbar ist. Daher ist bei Bestands- und insbesondere bei Neubauten von Gaskraftwerken auf die strikte Einhaltung der bestehenden Anschlussbedingungen (z.B. geeignete Regelungsfähigkeit) zu achten. Zudem übernehmen die Kohlekraftwerke im Normalbetrieb und im Falle eines Netzwiederaufbaus zusätzlich Systemdienstleistungen, wie die Spannungshaltung und die Bereitstellung von Schwungmasse bzw. Momentanreserve (siehe Kapitel 2.4 und 2.5). Diese Systemdienstleistungen können durch Alternativtechnologien (Speicher, EE-Anlagen) kurzfristig nur begrenzt erbracht bzw. noch nicht im großtechnischen Maßstab zur Verfügung gestellt werden. Daher ist zukünftig eine Kombination verschiedener Technologien notwendig, die die heutigen Potenziale bzw. Eigenschaften der Kohlekraftwerkskapazitäten im Kontext des Netzwiederaufbaus ersetzen können.

Eine ähnliche Herausforderung ergibt sich im darauffolgenden Versorgungswiederaufbau und Lastfolgebetrieb. Auch in diesen beiden Phasen bedarf es neben den zuvor beschriebenen Systemdienstleistungen eine ebenso ausreichend lokal gesicherte und grundlastfähige Erzeugungsleistung, da der Schwerpunkt in den Phasen auf einem permanenten Ausgleich von Erzeugung und Last liegt. Hier leisten die Kohlekraftwerke heute einen wichtigen Beitrag, um die Grundlast zu decken sowie die Systemdienstleistungen bereitzustellen. Insbesondere zu Beginn des Versorgungswiederaufbaus kann nur begrenzt auf gesicherte Wirkleistung und Systemdienstleistungen aus angrenzenden Regelzonen bzw. Nachbarländern sowie unterlagerten Netzen zurückgegriffen werden.

Analog zum Netzwiederaufbau ist ein Ausgleich von Erzeugung und Last zukünftig auch durch grundlastfähige Gaskraftwerke, Speicher oder größere EE-Anlagen unter der Voraussetzung eines HS- oder HöS-Netzanschlusses und schwarzfallfester bzw. schwarzfallrobuster Kommunikationstechnik möglich. Generell gilt es zu beachten, dass je nach verfügbarer Erzeugungsleistung im Versorgungswiederaufbau eine Vollversorgung der Kunden ohne Unterstützung benachbarter Regelzonen nicht möglich ist.

Mit einem beschleunigten Kohleausstieg und damit einer noch schnelleren Verlagerung der Erzeugung in das Verteilnetz ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber (VNB), denen sie heute vermutlich noch nicht vollumfänglich gerecht werden. Zu den Anforderungen gehören u. a. die Steuerung und Prognose von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und Lasten zur Bereitstellung von Wirkleistung, Regelleistung und weiteren Systemdienstleistungen. Dies setzt eine schwarzfallfeste und robuste Kommunikation zu den DEA bzw. Lasten voraus. Zudem steigt der Koordinationsaufwand zwischen ÜNB-VNB und VNB-DEA/Last. Dies macht einen schnelleren Auf- und Umbau der bisherigen Koordinationsprozesse sowie intelligente Leitsystemfunktionen noch dringlicher. Mögliche Folge eines fehlenden Koordinationsprozesses ist ein deutlich längerer Versorgungswiederaufbau.

3. 10-Punkte-Plan für einen beschleunigten Kohleausstieg

Amprion hat einen 10-Punkte-Plan entwickelt, der einen zentralen Beitrag zur Systemtransformation leisten kann und wesentliche technische Grundlagen für eine beschleunigte Beendigung der Kohleverstromung darlegt. Einige Vorschläge wurden bereits in den letzten Monaten in die energiepolitische Diskussion eingebracht und tragen auch unabhängig vom konkreten Kohleausstiegspfad zur erfolgreichen Systemtransformation bei. Die hier vorliegende Kurzuntersuchung zeigt jedoch, dass mit einem beschleunigten Kohleausstieg Maßnahmen zur Stärkung der Netzinfrastruktur entsprechend der Planungen im NEP und TYNDP umso dringlicher werden und weitere Anpassungen des Markt- und Regulierungsdesigns notwendig sind.

Dieser Umsetzungsplan fokussiert auf technische Sachverhalte und muss sicherlich ergänzt werden mit Blick auf energiewirtschaftliche und soziale Aspekte.

1. Beschleunigter Netzausbau und Höherauslastung

Zur schnelleren Umsetzung von Netzausbauvorhaben Beschleunigung der Genehmigungsprozesse auf maximal drei Jahre (konkrete Maßnahmen siehe [Impuls-](#) und [Beschleunigungspapier](#) von Amprion) sowie Beseitigung von Hemmnissen zur Höherauslastung der Netzinfrastruktur insbesondere im Kontext Geräusche und Beeinflussung (siehe [Beschleunigungspapier](#)).

2. Systemrelevanzprüfung

Schaffung höherer Planungssicherheit durch (soweit wie möglich) verbindliche Stilllegungszeitpunkte sowie Implementierung von „vorausschauenden Systemrelevanzprüfungen“ unter Berücksichtigung des realen Betriebsgeschehens.

3. Netzreserve

Aufnahme systemrelevanter Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve und Bekenntnis zur Fortführung der Netzreserve bis zur Bereitstellung technischer Alternativen.

4. Blindleistung

Bestätigung des identifizierten Bedarfes von statischen und dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen im Rahmen des NEP-Prozesses sowie Möglichkeiten zur Bestätigung von temporären Mehrbedarfen in mittelfristigen Zeithorizonten wie bspw. 2030, die derzeit durch keine bestehenden Prozesse abgedeckt werden.

5. Momentanreserve

Bestätigung von Maßnahmen zur Erweiterung von Blindleistungskompensationsanlagen um Fähigkeiten zur Momentanreserve sowie Etablierung eines Marktes für Momentanreserve (z.B. in Form des von Amprion entwickelten [Systemmarktes](#)).

6. Technische Anschlussregeln und Zertifizierung

Striktere Einhaltung der technischen Anschlussregeln durch strengere Zertifizierungsrichtlinien (z.B. Ausweitung wiederkehrender Prüfungen) sowie Beschleunigung der Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln, insbesondere für das systemdienliche Verhalten umrichterbasierter Erzeugungsanlagen (Erneuerbare Erzeugung), Großverbraucher und Ladeinfrastruktur von E-Fahrzeugen (z.B. netzbildende Eigenschaften, Fähigkeit zur Momentanreserve, netzdienliches Frequenzverhalten).

7. Potenziale für Netzwiederaufbau

Schaffung von Voraussetzungen, dass alternative Erzeugungsleistung wie Gaskraftwerke, Speicher und größere EE-Anlagen technisch und organisatorisch im Netzwiederaufbau eingesetzt werden können und eine Ablösung der schwarzstartfähigen Kraftwerke hinsichtlich Wirkleistungseinsatz und Systemdienstleistungen (insbesondere Blindleistung, Momentanreserve, Regelungsfähigkeit) sichergestellt wird. Dazu müssen regulatorische oder marktliche Elemente geschaffen werden, die zukünftig ausreichend Potenziale zum Netz- und Versorgungswiederaufbau sicherstellen.

8. Koordination Versorgungswiederaufbau

Schaffung von Voraussetzungen, dass die Verteilnetzbetreiber gemeinsam mit den koordinierenden Übertragungsnetzbetreibern ihrer zukünftig noch wichtigeren Rolle beim Versorgungswiederaufbau und Lastfolgebetrieb gerecht werden können. Zu den Anforderungen an die VNB gehören die Organisation und Schaffung der technischen Voraussetzung zur Steuerung und Prognose von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) sowie von Lasten zur Bereitstellung von Wirkleistung, Regelleistung und weiteren Systemdienstleistungen. Dies setzt eine schwarzfallfeste und robuste Kommunikation zwischen den VNB und den DEA bzw. Lasten voraus. Zudem bedarf es einer Koordination der Maßnahmen über intelligente Leitsystemfunktionen zwischen den ÜNB und den VNB und einer regulatorischen Refinanzierung der Anforderungen.

9. Marktdesign

Schaffung von Anreizen für ausreichend gesicherte Erzeugungsleistung sowie Etablierung von Allokationssignalen für neue Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure (z.B. über örtlich und sachlich differenzierte (Kapazitäts-)zahlungen im Sinne des von Amprion entwickelten [Systemmarktes](#)).

10. Bilanzkreisbewirtschaftung

Kontinuierliche Überprüfung der Ausgleichsenergiepreis-Systematik in Hinblick auf mögliche Fehlanreize, die durch hohe Knappheitspreise und Preisschwankungen am Spotmarkt oder Änderungen am Marktdesign entstehen sowie Implementierung von systematischen Markt- und Betriebsregeln bei Auftreten von Knappheit.

	Markt	Erzeugungsdäquanz	Redispatch	Spannungshaltung und -stabilität	Frequenzhaltung und -stabilität	Transiente Stabilität	Netzwiederaufbau
1. Zur schnelleren Umsetzung von Netzausbauvorhaben Beschleunigung der Genehmigungsprozesse auf maximal drei Jahre sowie Beseitigung von Hemmnissen zur Höherauslastung der Netzinfrastruktur insbesondere im Kontext Geräusche und Beeinflussung		(x)	x	x	x	x	x
2. Schaffung höherer Planungssicherheit durch (soweit wie möglich) verbindliche Stilllegungszeitpunkte sowie Implementierung von „vorausschauenden Systemrelevanzprüfungen“ unter Berücksichtigung des realen Betriebsgeschehens.			x	x			
3. Aufnahme systemrelevanter Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve und Bekenntnis zur Fortführung der Netzreserve bis zur Bereitstellung technischer Alternativen.			x	x			
4. Bestätigung des identifizierten Bedarfes von statischen und dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen im Rahmen des NEP-Prozesses sowie Möglichkeiten zur Bestätigung von temporären Mehrbedarfen in mittelfristigen Zeithorizonten wie bspw. 2030, die derzeit durch keine bestehenden Prozesse abgedeckt werden			x	x		x	x
5. Bestätigung von Maßnahmen zur Erweiterung von Blindleistungskompensationsanlagen um Fähigkeiten zur Momentanreserve sowie Etablierung eines Marktes für Momentanreserve (z.B. in Form des von Amprion entwickelten Systemmarktes)					x	x	x
6. Striktere Einhaltung der technischen Anschlussregeln durch strengere Zertifizierungsrichtlinien (z.B. Ausweitung wiederkehrender Prüfungen) sowie Beschleunigung der Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln, insbesondere für das systemdienliche Verhalten umrichterbasierter Erzeugungsanlagen (Erneuerbare Erzeugung), Großverbraucher und Ladeinfrastruktur von E-Fahrzeugen (z.B. netzbildende Eigenschaften, Fähigkeit zur Momentanreserve, netzdienliches Frequenzverhalten).			x	x	x	x	x
7. Schaffung von Voraussetzungen, dass alternative Erzeugungsleistung wie Gaskraftwerke, Speicher und größere EE-Anlagen technisch und organisatorisch im Netzwiederaufbau eingesetzt werden können und eine Ablösung der schwarzstartfähigen Kraftwerke hinsichtlich Wirkleistungseinsatz und Systemdienstleistungen (insbesondere Blindleistung, Momentanreserve, Regelungsfähigkeit) sichergestellt wird. Dazu müssen regulatorische oder marktliche Elemente geschaffen werden, die zukünftig ausreichend Potenziale zum Netz- und Versorgungswiederaufbau sicherstellen.							x
8. Schaffung von Voraussetzungen, dass die Verteilnetzbetreiber gemeinsam mit den koordinierenden Übertragungsnetzbetreibern ihrer zukünftig noch wichtigeren Rolle beim Versorgungswiederaufbau und Lastfolgebetrieb gerecht werden können. Zu den Anforderungen an die VNB gehören die Organisation und Schaffung der technischen Voraussetzung zur Steuerung und Prognose von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) sowie von Lasten zur Bereitstellung von Wirkleistung, Regelleistung und weiteren Systemdienstleistungen. Dies setzt eine schwarzfallfeste und robuste Kommunikation zwischen den VNB und den DEA bzw. Lasten voraus. Zudem bedarf es einer Koordinierung der Maßnahmen über intelligente Leitsystemfunktionen zwischen den ÜNB und den VNB und einer regulatorischen Refinanzierung der Anforderungen.							x
9. Schaffung von Anreizen für ausreichend gesicherte Erzeugungsleistung sowie Etablierung von Allokationssignalen für neue Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure (z. B. über örtlich und sachlich differenzierte (Kapazitäts-)zahlungen im Sinne des von Amprion entwickelten Systemmarktes).	x	x	x	(x)	(x)	(x)	(x)
10. Kontinuierliche Überprüfung der Ausgleichsenergiepreis-Systematik in Hinblick auf mögliche Fehlanreize, die durch hohe Knappheitspreise und Preisschwankungen am Spotmarkt oder Änderungen am Marktdesign entstehen sowie Implementierung von systematischen Markt- und Betriebsregeln bei Auftreten von Knappheit.	x	x					