



BERICHT DER DEUTSCHEN
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
MIT REGELZONEN-
VERANTWORTUNG ZU EINEM
BESCHLEUNIGTEN
KOHLEAUSSTIEG BIS 2030

INHALT

1.	Vorwort.....	2
2.	Qualitative Studie des Fachgebiets für Elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen	3
3.	Exemplarische quantitative langfristige Netzanalyse (2030)	3
4.	Ergebnisse und Folgerungen aus dem Update	5
4.1	Bewirtschaftung von Netzengpässen	5
4.2	Spannungshaltung und -stabilität	6
4.3	Frequenzstabilität.....	7
4.4	Transiente Stabilität.....	7
4.5	Zusammenfassung der Herausforderungen und Handlungsoptionen zur Wahrung der Systemstabilität.....	8
5.	Fazit	11

1. VORWORT

Am 14. August 2020 trat das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG – Kohleverstromungsbeendigungsgesetz) in Kraft. Es weist Regelungen für die Beendigung der Stein- und Braunkohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 aus. Von besonderer Bedeutung zum Gelingen der schrittweisen Reduktion der Kohleverstromung ist die Befähigung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), ihrer gesetzlichen Verpflichtung nach § 11 EnWG nachzukommen, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

Um die Herausforderungen und Gefährdungspotenziale für die Systemsicherheit und -stabilität im Verfahren berücksichtigen zu können, hatten die ÜNB gemäß § 34(1) KVBG eine langfristige Netzanalyse zur Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 durchgeführt¹, die sich vorrangig mit den Aspekten der Bewirtschaftung von Netzengpässen, Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Sicherstellung eines Versorgungswiederaufbaus sowie der Eruiierung möglicher Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken beschäftigte. Die aus jener langfristigen Netzanalyse gewonnenen Erkenntnisse sollten für die Festlegung der Kriterien für die begleitende Netzanalyse nach § 60(2) KVBG herangezogen werden. Die langfristige Netzanalyse hatte sich dabei aus den folgenden drei Arbeitspaketen zusammengesetzt:

- (1) einer qualitativen Studie zu Systemsicherheits- und Stabilitätsaspekten, die das Fachgebiet für Elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen im Auftrag der ÜNB durchgeführt hat²,
- (2) einer exemplarischen quantitativen langfristigen Netzanalyse für das Betrachtungsjahr 2027/28³ und
- (3) Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau⁴.

Am 22.12.2020 wurde die langfristige Netzanalyse an die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) übergeben.

Im Koalitionsvertrag vom 24.11.2021 haben sich die an der Bundesregierung beteiligten Parteien auf das Ziel verständigt, den Kohleausstieg idealerweise auf das Jahr 2030 vorzuziehen. Die Bundesregierung strebt an, das KVBG entsprechend anzupassen. Vor diesem Hintergrund hat das BMWK die ÜNB dazu aufgefordert, die seinerzeitige langfristige Netzanalyse zu aktualisieren, um zu bewerten, ob die bisherigen Untersuchungsergebnisse auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg ihre Gültigkeit behalten oder neue Herausforderungen an die Gewährleistung von Systemsicherheit und -stabilität auftreten. Mit dem vorliegenden Bericht kommen die ÜNB dieser Aufforderung nach.

Er bezieht sich zunächst auf eine Aktualisierung der oben erwähnten qualitativen Studie des Fachgebiets für Elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen⁵, die im Auftrag der ÜNB untersucht, welche zusätzlichen oder veränderten Anforderungen ein beschleunigter Kohleausstieg an die Wahrung von Systemsicherheit und -stabilität stellt. Die ÜNB fassen die Ergebnisse dieser Studie in Kapitel 2

¹ https://www.netztransparenz.de/portals/1/20201222%20UeNB%20Bericht_%c2%a7%2034%20KVBG.pdf

² https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket%201_%20Abschlussbericht_Studie.pdf

³ https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket%202_Exemplarische%20quantitative%20Langfristanalyse.pdf

⁴ https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket%203_%20UeNB%20NWA-KVVG-Langzeitstudie.pdf

⁵ https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket_1_Abschlussbericht_Update_Studie.pdf

zusammen und stellen die Schlussfolgerungen dar. In der Studie werden technische, genehmigungsrechtliche und marktliche Handlungsempfehlungen in einer Roadmap formuliert, wie den drängendsten Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und Systemstabilität im Zuge des beschleunigten Kohleausstiegs bis 2030 begegnet werden kann.

Des Weiteren geht der vorliegende Bericht auf eine exemplarische quantitative Analyse für das Zieljahr 2030 ein⁶, in Analogie zu einer vergleichbar gelagerten Untersuchung für den Zeithorizont 2027/28 im Bericht vom 22.12.2020. Die seinerzeitigen Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau wurden zwischenzeitlich separat weiterverfolgt. Hierzu verweisen die ÜNB auf das „Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030“, das auf netztransparenz.de veröffentlicht worden ist⁷.

2. QUALITATIVE STUDIE DES FACHGEBIETS FÜR ELEKTRISCHE ENERGIESYSTEME DER UNIVERSITÄT DUISBURG-ESSEN

Die Koalitionsvereinbarung der Bundesregierung sieht einen beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 vor und plant eine entsprechende Anpassung des KVBG. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurden in diesem Kontext aufgefordert, die Auswirkungen und Machbarkeit eines, gegenüber dem momentan gültigen KVBG, um acht Jahre vorgezogenen Kohleausstiegs zu prüfen. Das Fachgebiet für Elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen wurde deshalb von den ÜNB beauftragt, ihre im Dezember 2020 begleitend zur langfristigen Netzanalyse der ÜNB gemäß §34 KVBG erstellte qualitative Studie zu Systemsicherheits- und Stabilitätsaspekten zu aktualisieren. Die in der Studie von 2020 untersuchten Aspekte sollen neu bewertet werden.

Die neue Studie kommt zum Ergebnis, dass für einen beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 keine neuen technischen Aspekte berücksichtigt werden müssen. Gleichwohl ist bei einem derart gestrafften Zeitplan unabdingbar, dass die begleitenden Prozesse mindestens in gleichem Maße beschleunigt werden müssen, da Gegenmaßnahmen zur Stabilisierung des Netzes mit längeren Umsetzungszeiten nicht mehr in Betracht gezogen werden können. Es ist demzufolge darauf zu achten, dass neben den technischen Maßnahmen auch die Sicherung von Netz- und Kapazitätsreserven sowie weiterer Maßnahmen zur Wahrung der Systemstabilität (beispielsweise Vorhaltung von Momentanreserve und Blindleistungskapazitäten) und die dazu erforderlichen gesetzlichen Begleitmaßnahmen mit den absehbar schneller eintretenden Bedarfen Schritt halten können.

3. EXEMPLARISCHE QUANTITATIVE LANGFRISTIGE NETZANALYSE (2030)

Die Veränderung der deutschen und europäischen Energielandschaft wird im nächsten Jahrzehnt an Dynamik gewinnen – nicht nur durch den Kohleausstieg. Eine exemplarische quantitative Analyse kann

⁶ https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket_2_Exemplarische_quantitative_Langfristanalyse_2030.pdf

⁷ https://www.netztransparenz.de/portals/1/Wei%c3%9fbuch_NWA_VWA_2030.pdf

diesbezüglich nur sehr wenige einzelne Szenarien unter eng definierten Arbeitshypothesen abbilden und erlaubt damit nur eine erste und stets aktualisierungsbedürftige Annäherung an die komplexen Entwicklungen. Mit dem Teilpaket „Quantitative langfristige Netzanalyse“ soll ermittelt werden, welche Auswirkungen der vorgezogene vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 unter definierten Szenario-Bedingungen auf den Bedarf an Redispatch-Potenzial für das Engpassmanagement und die Systemstabilität in Deutschland im Jahr 2030 haben wird. Die methodische Grundlage der exemplarischen quantitativen Netzanalysen bildet die aus den Bedarfsanalysen gem. § 3 NetzResV bekannte Methodik.

Die Eingangsparameter wurden mit dem BMWK und der BNetzA vereinbart. In diesem Kontext ist besonders hervorzuheben:

- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) wurde entsprechend des am 01.01.2023 in Kraft getretenen EEG 2023 angenommen. Demnach sollen im Jahr 2030 215 GW PV, 115 GW Wind onshore und mindestens 30 GW Wind offshore in Deutschland installiert sein. Das bedeutet, die installierte EE-Kapazität muss sich im Vergleich zu heute mehr als verdoppeln.
- Ausgangslage für die Ermittlung des konventionellen Kraftwerksparks ist eine Bestandsaufnahme der aktuell in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen sowie der vorläufig stillgelegten Kraftwerke. Als Datengrundlage für die Dimensionierung des konventionellen Kraftwerksparks sind die internen Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Stand 01.02.2022 und das Marktstammdatenregister der BNetzA genutzt worden. Die Annahmen zur Stilllegung von Kraftwerken basieren auf bekannten Stilllegungsanzeigen und einem vorzeitigen Kohleausstieg bis 2030. Darüber hinaus vorgesehene oder zwischenzeitlich implementierte Förderinstrumente, die noch nicht zu konkreten Neubauvorhaben geführt haben, bleiben unberücksichtigt.
- Neben der Erzeugung spielt der Stromverbrauch mit Blick auf die Modellierung des Betrachtungsjahres 2030 eine entscheidende Rolle. Aus Sicht der ÜNB ist zu erwarten, dass es in den nächsten Jahren zu signifikanten zusätzlichen Laststeigerungen in traditionell laststarken Regionen wie z.B. Süddeutschland und dem Ruhr- und Rhein-Main-Gebiet kommen wird. Die Annahmen zur Laststeigerung sind im Wesentlichen auf Anfragen aus der IT-Branche, die voranschreitende Digitalisierung und Dekarbonisierungsanstrengungen der Großindustrie zurückzuführen. Der in dem untersuchten Szenario angenommene Bruttostromverbrauch wurde auf 750 TWh prognostiziert und orientiert sich an den aktuellen Annahmen der Bundesregierung.
- Aus dem EE-Ausbau, der gerade für Wind onshore dargebotsbedingt schwerpunktmäßig in Norddeutschland erfolgen wird, und der Laststeigerung, die industriebedingt in Mittel- und Süddeutschland ihren Schwerpunkt hat, resultiert ein verstärkter Nord-Süd-Transportbedarf für das deutsche Stromnetz. Somit ist der Netzausbauzustand ebenfalls ein relevanter Eingangsparameter. In der exemplarischen Betrachtung des Zeithorizonts 2030 wurden für den Netzausbauzustand zwei Varianten betrachtet. Variante A setzt einen progressiven Fortschritt des Netzausbaus voraus; Variante B geht von einem konservativeren Fortschritt aus. Die maßgeblichen Unterschiede der Varianten bestehen im Hinblick auf die großen HGÜ-Projekte, die in Variante A in größerem Maße fertiggestellt sind.
- Ein bedeutender Einflussfaktor für die Entwicklung der Engpasssituationen im Netz ist die Vorgabe der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie zu den Mindesthandelskapazitäten (minRAM). Entsprechend der Vorgaben in Art. 15 Abs. 1 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie muss die minRAM von 70% über

einen linearen Pfad bereits bis spätestens 31.12.2025 erreicht sein und ist daher im vorliegenden Betrachtungshorizont vollständig umgesetzt.

Anhand des oben beschriebenen Szenarios wird das benötigte Redispatch-Potenzial in beiden Netzausbauvarianten für einzelne kritische, aber realistische Stunden ermittelt, in denen das Übertragungsnetz mit besonders herausfordernden Netzsituationen (Grenzsituationen) konfrontiert ist. Diese Grenzsituationen treten vorwiegend in den Szenarien Starklast/Starkwind sowie Starklast/Schwachwind auf.

4. ERGEBNISSE UND FOLGERUNGEN AUS DEM UPDATE

4.1 Bewirtschaftung von Netzengpässen

Um im Falle eines vorgezogenen Kohleausstiegs bis 2030 die Netzsicherheit gewährleisten zu können, ist die Festlegung und Dimensionierung konkreter Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen auf Grundlage einer umfassenden, szenarienbasierten Netzanalyse erforderlich. Als Basis zur Ableitung dieser Maßnahmen dient eine exemplarische quantitative langfristige Netzanalyse für das Zieljahr 2030. Die Untersuchung möglicher Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen erfolgte hierbei für das mit dem BMWK und der BNetzA abgestimmte Szenario für dieses Zieljahr. Die Ergebnisse der Marktsimulation und der stationären Netzberechnungen zeigen:

- Der Strommix ändert sich im Vergleich zur Bedarfsanalyse 2022 (BA 2022) grundlegend. Die konventionelle Erzeugung sinkt von ca. 250 TWh auf ca. 100 TWh, während die Erzeugung aus Erneuerbaren von ca. 280 TWh auf ca. 600 TWh ansteigt.
- Deutschland ist in dem untersuchten Szenario im Saldo Strom-Nettoimporteur. Dies bedeutet, dass die aus den mit Deutschland elektrisch verbundenen Ländern im Betrachtungsjahr importierte Strommenge den Export übersteigt. Die Gründe dafür können z.B. in kostengünstigeren Erzeugungseinheiten im Ausland sowie Situationen knapper verfügbarer Kraftwerksleistung im Inland liegen. In Spitzenzeiten werden bis zu 33 GW importiert. Obwohl die Langfristanalyse 2030 keine probabilistische Versorgungssicherheitsstudie darstellt, wurde in einzelnen Stunden dennoch ein zusätzlicher Bedarf an Kraftwerksleistung in Deutschland identifiziert. Dieses Ergebnis unterstreicht den im Versorgungssicherheitsmonitoring 2022 der BNetzA identifizierten Bedarf an neuer Kraftwerksleistung in Deutschland bis 2030.
- Die Entwicklung des Redispatchbedarfs des gesamten Jahres hängt stark von dem angenommenen Netzausbauzustand ab: Wird ein progressiver Fortschritt des Netzausbaus unterstellt (Variante A) liegt der Redispatchbedarf mit 16 TWh in der Größenordnung des Zeithorizonts 2023/2024 der BA 2022. Bei der Annahme eines konservativen Fortschritts des Netzausbaus (Variante B) wird ein deutlicher Anstieg des Redispatchbedarfs auf 30 TWh identifiziert.
- Die dimensionierenden kritischen Stunden für den Einsatz der Netzreserve zeichnen sich analog zu vergangenen Bedarfsanalysen durch ein Exportsaldo trotz Starklast aus. In diesen Stunden ist eine ähnliche Abhängigkeit vom angenommenen Netzausbauzustand zu beobachten: In Variante

A sinkt die benötigte Redispatchleistung aus Netzreservekraftwerken im Vergleich zur BA 2022, Zeithorizont 2023/2024, von 8 auf 6 GW. In Variante B wird im Vergleich zur Variante A mit 11 GW ungefähr doppelt so viel Redispatchleistung aus Netzreservekraftwerken benötigt.

- Das ermittelte Portfolio an Netzreservekraftwerken ist ebenfalls abhängig vom angenommenen Netzausbauzustand. In Variante A werden 6 GW Netzreserve in Süddeutschland zur Bewirtschaftung der Netzengpässe benötigt, in Variante B 11 GW in Süd- und Westdeutschland. Dabei setzt sich das notwendige Netzreserveportfolio aus Kraftwerken, die zukünftig stillgelegt werden, sowie aus Kraftwerken, die bereits heute Teil der Netzreserve sind (32 % in Variante A bzw. 69 % in Variante B), zusammen. Ein Abtausch von Kraftwerken, die schon seit längerem in der Netzreserve gehalten werden, durch Kraftwerke, die neu in die Netzreserve überführt werden, findet folglich nur teilweise statt. Aufgrund des Alters der Anlagen ist deren Einsatzfähigkeit in 2030 aus Sicht der ÜNB kritisch zu bewerten, wobei Teilaspekte in aktuellen Gesetzesvorhaben adressiert werden.
- Ein vollständiger marktseitiger Ausstieg aus der Kohleverstromung ist auf Basis dieser exemplarischen Untersuchung mit Blick auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen möglich. Allerdings müssen einige Steinkohlekraftwerke in Regionen mit Bedarf an positivem Redispatchpotenzial (Süd- und Westdeutschland) in die Netzreserve überführt werden und mit hinreichender Verlässlichkeit verfügbar sein, um eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen gewährleisten zu können. Eine abschließende Aussage zu den Anforderungen an die Bewirtschaftung von Netzengpässen bis 2030 ist nur auf Basis dieser exemplarischen Betrachtung jedoch nicht möglich.

4.2 Spannungshaltung und -stabilität

Ein Kohleausstieg bis 2030 zieht einen deutlich schnelleren Rückgang der verfügbaren Blindleistungspotenziale der Synchrongeneratoren für Spannungshaltung und Spannungsstabilität nach sich. Gleichzeitig steigen mit dem geplanten Zubau erneuerbarer Energien die weiträumigen Leistungstransporte und damit die Blindleistungsbedarfe überproportional an. Ebenfalls erhöhen sich nicht nur die absoluten Leistungstransporte, sondern auch die Leistungsänderungen durch eine volatile Einspeisung oder Fahrplanwechsel. Die Leistungsänderungen müssen durch ausreichend direkt regelbare Blindleistungsanlagen ausgeglichen werden, um Spannungseinbrüche oder -sprünge auf ein zulässiges Maß zu begrenzen.

Die quantitativen Analysen zur Spannungshaltung und -stabilität umfassen aufgrund der engen Kopplung sowohl die Bedarfsermittlung für kontinuierlich regelbare Blindleistungsanlagen für die Spannungsstabilität als auch die Bedarfsermittlung für stationäre Blindleistungsanlagen für eine ausreichende Spannungshaltung. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Die Analysen sind nicht nur von einer Höherauslastung des Drehstromnetzes geprägt, sondern auch maßgeblich durch hohe volatile Leistungsflüsse aufgrund der signifikanten Zubauten an erneuerbaren Energien. Es wird eine optimistische Ausnutzung der Potenziale der Verteilnetze unterstellt, die von den Übertragungsnetzbetreibern netzdienlich eingesetzt werden können. Es kann gezeigt werden, dass die in den vorherigen NEP-Analysen

ausgewiesenen Bedarfe zum großen Anteil bereits für das Szenario 2030 auftreten. Insgesamt ergibt sich für 2030 ein Blindleistungsdefizit von etwa 27 Gvar.

Als Konsequenz müssen (zzgl. der bereits in den Analysen berücksichtigten 64 genehmigten Anlagen) 35 Anlagen, die bereits im NEP 2035 (2021) genehmigt wurden, vorgezogen werden. Darüber hinaus werden weitere 31 Anlagen notwendig. Unter Berücksichtigung der Potenziale werden somit zusätzlich zu den bis 2030 in Betrieb angenommenen Anlagen insgesamt 66 Anlagen in unterschiedlichen Größen als erforderlich ausgewiesen. Das setzt allerdings voraus, dass die angenommenen Potenziale aus dem Verteilnetz flächendeckend, jederzeit und netzdienlich genutzt werden können.

4.3 Frequenzstabilität

Für die Frequenzstabilität besteht im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Systems bei auslegungsrelevanten Fehlerfällen, wie dem 3-GW-Erzeugung- oder Lastausfall, kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann. Ohne geeignete Gegenmaßnahmen können Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (sogenannter „System-Split“), wie z. B. die Störung am 04.11.2006, je nach Netzsituation nicht sicher beherrscht werden. Dies betrifft insbesondere Netzsituationen mit hoher Transportaufgabe z. B. bei hohem Nord-Süd-Transit. Insbesondere in Stunden mit hohen Leistungstransiten und wenig Momentanreserve treten sehr hohe Frequenzgradienten auf, die weit über der Auslegungsgrenze des Systemschutzplans (± 1 Hz/s) liegen. Im Folgenden werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Die quantitativen Analysen der Systembedarfe für Frequenzstabilität in der LA2030 zeigen einen Mehrbedarf an Momentanreserve, um die Frequenzstabilität für eine Netzauftrennung analog zum 04.11.2006 beherrschen zu können. Aufgrund des ermittelten erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden. Dies umfasst die Bereitstellung von Momentanreserve durch Erweiterung von geplanten Kompensationsanlagen um einen Kurzzeitspeicher bzw. eine Schwungmasse, die Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve sowie eine beschleunigte Überarbeitung der bestehenden Netzanschlussregeln. Sollten die Systembedarfe nicht gedeckt werden können, muss davon ausgegangen werden, dass die untersuchten Netzauftrennungen nicht in jeder Stunde beherrscht werden können.

4.4 Transiente Stabilität

Die quantitative Analyse der transienten Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der Polradwinkelstabilität, wird auf Basis eines detaillierten dynamischen Netzmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems und dynamischer Simulationen anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Es wird das Zielnetz der Langfristanalyse 2030 (Kohleausstiegsszenario) in der Variante B (konservativer Netzausbau) und der Belastungsfall der Stunde 1274 (23. Februar, 02:00 Uhr) zugrunde gelegt. Dieser Belastungsfall zeichnet sich durch hohe Blindleistungsbedarfe und Spannungswinkeldifferenzen im Übertragungsnetz

sowie durch eine Erzeugungssituation mit hohen Leistungstransporten aus und stellt damit einen für die transiente Stabilität kritischen Fall dar. Es wurde ein engpassfreier Netzzustand nach Redispatch berücksichtigt. Dadurch sind in dem ausgewählten Netznutzungsfall trotz des Kohleausstiegs vor allem im Süden Deutschlands 26 größere konventionelle Reservekraftwerke am Netz. Wie bereits im vorherigen NEP 2035 (2021) wurden konkrete Blindleistungskompensationsanlagen, die in den Analysen zur Bedarfsermittlung der Spannungshaltung und -stabilität identifiziert wurden, berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass Fehlerfälle in den hochausgelasteten nördlichen Netzgruppen zum Verlust der Stabilität führen können. Bereits bei ausgewählten (n-1)-Fehlerereignissen kann die Beherrschbarkeit bei konzeptgemäßer Fehlerklärung nicht mehr sicher gewährleistet werden. Gleiches gilt für kritischere Fehler. Der Verlust der Stabilität äußert sich unter anderem in einem regionalen Ausfall von Erzeugungsleistung und Versorgungsunterbrechungen bis hin zu überregionalen Störungsausweitungen mit der Gefahr von Netzauftrennungen. Während im NEP 2035 (2021) durch die Berücksichtigung der konkreten Blindleistungsanlagen aus den Analysen zur Bedarfsermittlung der Spannungshaltung und -stabilität die sichere Beherrschbarkeit der Fehlerfälle ermöglicht werden konnte, sind dafür in der Langfristanalyse 2030 darüberhinausgehende Maßnahmen notwendig. Diese zusätzlichen Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität wurden in Sensitivitätsanalysen bewertet. Hierbei zeigt sich, dass zukünftig neu ans Netz kommende Großverbraucher (insbesondere Elektrolyseure) auch ein netzdienliches Verhalten aufweisen müssen, wie es bereits für Erzeugungsanlagen der Fall ist. Ein nicht netzdienliches Verhalten kann dabei zur Nicht-Bherrschbarkeit von Fehlerereignissen führen. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass die Menge und technische Ausgestaltung zusätzlicher Blindleistungskompensationsanlagen sowie die Höhe der dynamischen Netzstützung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen einen hohen Einfluss auf die Beherrschbarkeit der Fehler hat. Weitere wirksame Maßnahmen stellen die Beschränkung der Engpassströme auf ausgewählten Transitkorridoren sowie die regionale Erhöhung der verfügbaren Schwungmasse dar. Zudem kann eine kurzzeitige Entlastung der Transitkorridore über Systemautomatiken (Einspeiseunterbrechung in Norddeutschland im Sekundenbereich) zur Beherrschbarkeit von Fehlerereignissen beitragen. Die genaue Ausgestaltung und Dimensionierung der Gegenmaßnahmen muss in weiterführenden Untersuchungen betrachtet werden. Die detaillierten Untersuchungsergebnisse der Langfristanalyse 2030 werden im Begleitdokument zu den Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) erläutert⁸.

4.5 Zusammenfassung der Herausforderungen und Handlungsoptionen zur Wahrung der Systemstabilität

Die durchgeführten Stabilitätsanalysen im Rahmen der Langfristanalyse 2030 (Variante B) zeigen, dass die Herausforderungen für den sicheren und stabilen Netzbetrieb in Zukunft weiter zunehmen. In beiden analysierten Szenarien ist bereits ein vollständiger Kohleausstieg und ein erheblicher Zubau von erneuerbaren Energien unterstellt. Die hohen Leistungstransite unter Berücksichtigung einer Höherauslastung des bestehenden Übertragungsnetzes stellen das System vor erhebliche Herausforderungen, die in den Untersuchungen der Spannungsstabilität, der Frequenzstabilität und der transienten Stabilität quantifiziert und bewertet wurden.

⁸ <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>

Die beschriebenen Herausforderungen, die im Folgenden noch einmal für die einzelnen Stabilitätsaspekte herausgestellt werden, sind:

Spannungsstabilität: Zunehmende Leistungstransite auch durch Höherauslastung und eine veränderte Erzeugungs- und Laststruktur führen zu massiv steigenden zusätzlichen Bedarfen an stationärer und kontinuierlich regelbarer Blindleistung. Die Deckung dieser Systembedarfe ist die Grundvoraussetzung für die Betriebbarkeit des Übertragungsnetzes. Dafür müssen neben der Errichtung weiterer Kompensationsanlagen auch weitere Potenziale Dritter erschlossen werden.

Frequenzstabilität: Einerseits erhöhen die zunehmenden Leistungstransite das potenzielle Leistungsungleichgewicht im Fall einer Netzauftrennung und andererseits reduziert sich die verfügbare Momentanreserve aufgrund der sich deutlich verändernden Erzeugungs- und Laststruktur. Beide Aspekte stellen die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen vor große Herausforderungen und führen zu hohen zusätzlichen Bedarfen an Momentanreserve, die nur zu einem geringen Teil durch Anlagen der Übertragungsnetzbetreiber gedeckt werden können.

Transiente Stabilität: Die Höherauslastung des Übertragungsnetzes sowie die sich deutlich verändernde Erzeugungs- und insbesondere auch Verbraucherstruktur (u. a. Großverbraucher) führen zu einem deutlich veränderten Systemverhalten und führen teilweise bereits bei konzeptgemäß geklärten (n-1)-Fehlern zu Instabilitäten. Ohne weitere Gegenmaßnahmen kann die transiente Stabilität nicht weiter sichergestellt werden. Die Gefahr von kaskadierender Schutzauslösungen infolge von Fehlern steigt und damit die Gefahr von großflächiger Fehlerausweitung bis hin zu Netzauftrennungen.

Die genannten Herausforderungen haben eine gemeinsame Basis: Ihnen liegen zunehmende Leistungstransite inklusive einer Höherauslastung des Netzes sowie die sich massiv verändernde Erzeugungs- und Laststruktur zugrunde. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass ein stabiles Systemverhalten im unterstellten Szenario 2030 (Variante B) ohne weitere Maßnahmen zur Deckung der Systembedarfe nicht sichergestellt werden kann.

Neben einer grundsätzlich positiven Wirkung einer Beschleunigung von Netzausbauvorhaben können generell die im folgenden Abschnitt ausgeführten allgemeinen Aussagen getroffen werden, die für ein zukünftig stabiles Systemverhalten elementar werden. Dabei arbeiten die ÜNB bei allen genannten Punkten intensiv an einer entsprechenden Umsetzung und sind bei individuellen Hemmnissen und Umsetzungshürden mit Politik und Regulierung im engen Austausch. Ganz grundsätzlich unterstützen beispielweise Beschleunigungsmöglichkeiten zur Anpassung von technischen Anschlussregeln und marktbasierende Beschaffungsoptionen für Blindleistung und Momentanreserve die Umsetzung vieler der genannten Maßnahmen:

1. Zusätzliche Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Großverbraucher (insb. Elektrolyseure) für ein netzdienliches Verhalten

Zusätzliche bzw. angepasste Anforderungen an Erzeugungsanlagen (bspw. Netzbildende Regelungen; grid forming (GFM)) und Großverbraucher (bspw. Durchfahren von Netzfehlern bei Elektrolyseuren) sind zwingend notwendig. Diese sind in die relevanten technischen Regelwerke (bspw. Netzanschlussregeln) zu überführen. Dadurch kann das Netz sowohl im störungsfreien als auch im gestörten Betrieb signifikant unterstützt werden.

2. Anreize für die Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung schaffen

Erzeugungsanlagen (bspw. Windenergieanlagen, Batteriespeichersysteme, PV-Heimspeicher) oder auch Verbraucher verfügen bereits heute über ein erhebliches Blindleistungspotential, das bei entsprechendem Monitoring und Koordination bereitgestellt werden könnte. Zukünftige Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften können zudem einen erheblichen Teil der Momentanreserve-Bedarfe decken.

3. Erweiterung von (geplanten) Gas- und Pumpspeicherkraftwerken für den Phasenschieberbetrieb

An neue Kraftwerke sollte die Anforderung gestellt werden, neben dem Leistungsbetrieb auch einen Phasenschieberbetrieb zu ermöglichen. Dadurch kann im Phasenschieberbetrieb Blindleistung für den störungsfreien wie auch störungsbehafteten Betrieb bereitgestellt werden. In Kombination mit zusätzlicher Schwungmasse könnte zudem weitere Momentanreserve vorgehalten werden.

4. Errichtung zusätzlicher Kompensationsanlagen für stationäre und regelbare Blindleistung

Es zeigen sich, wie bereits in den vorherigen NEP ausgewiesen, signifikante Blindleistungsbedarfe, die vor dem Hintergrund insbesondere der hohen EE-Zubauzahlen und den damit verbundenen höheren Transiten weiter ansteigen. Die Analysen weisen für ganz Deutschland Zubaubedarfe sowohl für stationäre Blindleistung (spannungssenkend und spannungshebend) als auch für regelbare Blindleistung aus, deren Realisierung schnellstmöglich gestartet werden muss, um die Bedarfe rechtzeitig decken zu können.

5. Erweiterung von Blindleistungsbetriebsmitteln um Kurzzeitspeicher bzw. zusätzliche Schwungmasse

Zur Bereitstellung zusätzlicher Momentanreserve müssen geplante und aus diesen Analysen neu ermittelten Blindleistungsbetriebsmittel um Kurzzeitspeicher (STATCOM) bzw. zusätzliche Schwungmasse (rotierende Phasenschieber) erweitert werden. Da in den vorliegenden Analysen optimistische und nicht gesicherte Annahmen bezüglich möglicher Beiträge der Netznutzer gemacht wurden, sollte neben der standardmäßigen Erweiterung der Blindleistungsbetriebsmittel zudem auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve in Betracht gezogen werden.

6. Verfolgung alternativer Lösungsmöglichkeiten zur temporären Blindleistungsbereitstellung

Zum Teil ergeben sich im Transitionspfad temporäre Blindleistungsbedarfe. Für solche Bedarfe, die nur für einen begrenzten Zeitraum nicht gedeckt sind, müssen Übergangslösungen in Betracht gezogen werden, wie eine Umrüstung eines stillzulegenden Kraftwerks für einen Phasenschieberbetrieb oder bspw. Eine vorzeitige Inbetriebnahme einer HGÜ-Kopfstation und Nutzung im STATCOM-Betrieb.

7. Nutzung von Potentialen aus dem Verteilnetz

Aufgrund der erheblichen Systembedarfe für Blindleistung und Momentanreserve ist es unerlässlich, auch die Potentiale der Erzeugungsanlagen und Speicher im Verteilnetz zu erschließen.

8. Begleitung der Maßnahmen durch Monitoring der Systemstabilität

Durch den zunehmenden Betrieb des Systems näher an den Stabilitätsgrenzen ist eine kontinuierliche Überwachung und Bewertung definierter Stabilitätsaspekte mittels eines Dynamic Stability Assessments

(DSA) erforderlich. Dies ermöglicht die frühzeitige Erkennung der durch die geänderten Rahmenbedingungen auftretenden Risiken und ermöglicht es, erforderliche Gegenmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität einzuleiten.

9. Begrenzung der Wirkleistungsübertragung

Allgemein wird festgestellt, dass ein Betrieb von Freileitungsstromkreisen mit 4.000 A im (n-1)-Fall ohne weitere Begleitmaßnahmen nicht in allen Netznutzungsfällen möglich ist, was eine individuelle Begrenzung der Übertragungsleistung erforderlich machen kann. Auch die gezielte temporäre Entlastung der Transitzkorridore im Sekundenbereich durch Systemautomatiken sollte als Maßnahme zur Erhaltung der Stabilität nach Fehlerereignissen in Betracht gezogen werden.

5. FAZIT

Eine Beschleunigung des Kohleausstieges von 2038 auf 2030 bedeutet, auch im Hinblick auf die zunächst verzögernden Effekte infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, eine erhebliche Zunahme der Umsetzungsgeschwindigkeit in den relevanten Jahren unmittelbar vor dem Jahr 2030. Damit gewinnt der Erhalt der Stabilität bei einer hohen Umsetzungsgeschwindigkeit, und damit auch einer schnellen Veränderung der Netznutzung, eine hohe Bedeutung. Die daraus resultierenden Systembedarfe wurden in einer qualitativen und quantitativen Analyse nachgewiesen. Weiterführend zeigen die quantitativen Ergebnisse, dass die Maßnahmen vorgezogen werden müssen und dauerhaft notwendig sind.

In der Langfristanalyse 2030 der ÜNB wurde der beschleunigte Kohleausstieg durch die Annahme eines marktseitigen Kohleausstiegs abgebildet. Das bedeutet, dass alle Kohlekraftwerke in Deutschland zwar nicht mehr am Strommarkt aktiv sind, die Steinkohlekraftwerke können falls erforderlich jedoch zur Bewirtschaftung von Netzengpässen durch die ÜNB eingesetzt werden. Bewertet wurden der stationäre Netzbetrieb als auch die Stabilität des Gesamtsystems. Eine Analyse der Versorgungssicherheit im Sinne einer am Markt ausgeglichen Bilanz aus Erzeugung und Last war nicht Bestandteil der vorliegenden Untersuchungen. Dennoch liefern die im Rahmen der stationären Netzanalysen durchgeführten Marktsimulationen Erkenntnisse, die zumindest qualitativ im Einklang mit dem im Versorgungssicherheitsmonitoring 2022 der BNetzA identifizierten Bedarf an neuer Kraftwerksleistung in Deutschland bis 2030 stehen.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Langfristanalyse, dass ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 hinsichtlich Systemsicherheits- und Stabilitätsaspekten nur mit einer Reihe an Begleitmaßnahmen umsetzbar erscheint, welche in Kapitel 4.5 detailliert aufgeschlüsselt sind.

In den stationären Netzanalysen wird deutlich, dass Redispatch-Potentiale im Süden und Westen Deutschlands zur Bewirtschaftung von Netzengpässen benötigt werden. Mangels Alternativen werden dazu auch Steinkohlekraftwerke eingesetzt, die dafür nach dem Marktaustritt in die Netzreserve überführt werden müssen. Die benötigte Leistung an Steinkohlekraftwerken hängt dabei stark vom Fortschritt des Netzausbaus ab: In Variante A (progressiv) werden 5,7 GW Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve benötigt, in Variante B (konservativ) sind es 9,5 GW. Diese Erkenntnisse verdeutlichen eindrücklich die essentielle Bedeutung eines schnellen Netzausbaus für den Kohleausstieg.

Vor dem Hintergrund bisheriger Erfahrungen bei der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen im Hinblick auf die praktische Beschleunigungswirkung der bislang erfolgten Anpassungen des Ordnungsrahmens sowie auch auf die Verfügbarkeiten von Ressourcen (Experten, Assets) erscheint die Umsetzung zusätzlicher Netzausbaumaßnahmen bis 2030 nur begrenzt möglich. Die ÜNB haben die diesbezüglichen Optionen eingehend geprüft und Anfang 2023 dem BMWK ein Mengengerüst über zusätzliche adhoc-Maßnahmen bis 2030 im Kontext des „Aktionsplans Stromnetzoptimierung“ vorgelegt. Dieser Aktionsplan adressiert zudem innovative Konzepte zur Lastflusssteuerung, der reaktiven Betriebsführung sowie der Zustandserfassung und Online-Assistenzsysteme mit dem Ziel einer Höherauslastung und Optimierung des Übertragungsnetzes als flankierende Maßnahme zur Umsetzung eines vorgezogenen Kohleausstiegs. Zur weiteren Bewertung, Ausarbeitung und zeitlichen, technischen, betriebs- und volkswirtschaftlichen Einordnung dieser Konzepte stehen die Übertragungsnetzbetreiber in engem Austausch mit dem BMWK.

Ein weiterer entscheidender Aspekt ist die Beschleunigung der bereits in der Umsetzung befindlichen Netzbauprojekte, die in den vergangenen Jahren erhebliche Verzögerungen erfahren haben. Hier sind zwingend Beschleunigungspotenziale zu heben, um den vorgezogenen Kohleausstieg nicht zu gefährden. Dazu stehen die ÜNB in engen Gesprächen mit Politik und Regulierung. Es wurden bereits zahlreiche gesetzliche Maßnahmen ergriffen, weitere wurden identifiziert und befinden sich in der Vorbereitung.

Die an die stationären Netzanalysen anschließenden Stabilitätsanalysen auf Basis von Variante B lassen vermuten, dass der Zeitpunkt des Kohleausstiegs eine untergeordnete Wirkung auf den Umfang der notwendigen Begleitmaßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität hat. Die größte Herausforderung in Bezug auf die Systemstabilität stellt vielmehr die Integration der im Szenario enorm hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit dem Lastzuwachs (inkl. Elektrolyseanlagen) und der Höherauslastung des Netzes dar. Hieraus ergeben sich oftmals Situationen mit hohen Leistungstransporten von Erzeugungs- zu Lastzentren. Um in diesen Situationen die Systemstabilität zu gewährleisten, ist die Umsetzung der in Kapitel 5 dargestellten Maßnahmen bis 2030 unerlässlich. Hierfür bedarf es der Unterstützung aus Politik und der gesamten Branche.

Im Speziellen muss die Weiterentwicklung des einschlägigen technischen Regel- und Normenwerks zur Unterstützung des schnellen Systemwandels beim Kohleausstieg zügig vorangetrieben werden. Dabei müssen die erforderlichen Anpassungen der technischen Anschlussregeln parallel auf europäischer und nationaler Ebene angestoßen werden, um möglichst schnell Wirkung entfalten zu können. Hierbei sind divergierende Stakeholder-Interessen zum Ausgleich zu bringen. Auch aufgrund der praktischen Umsetzungszeiten der technischen Anforderungen müssen diese Anpassungen sehr zeitnah erfolgen; die ÜNB engagieren sich dazu in den relevanten Gremien.

Eine marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen kann neben einer grundsätzlichen Deckung von Bedarfen auch dazu beitragen, vorübergehend auftretende Deckungslücken in Zwischenzuständen bei der Umsetzung des Netzausbaus abzudecken. Die zu erwartenden Bedarfe sind dabei über die ganze Umsetzungszeit bis 2030 zu untersuchen, Bedarfe und Deckungslücken sind klar zu benennen und auch unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und zwischenzeitlich auftretender Netzschwächungen zu betrachten. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wären dazu durch den Gesetzesgeber und die Bundesnetzagentur, unterstützend zu den technischen und regulatorischen Maßnahmen, der Ordnungsrahmen und die zugehörigen Prozesse für eine marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen einzurichten.

Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart 01.09.2023 | Seite 13 von 13

Zudem sollte der Zubau der notwendigen Blindleistungskompensationsanlagen inkl. Momentanreservebereitstellung sowie eine Erweiterung der Anforderungen an Großverbraucher (insbesondere für Elektrolyseure) für ein netzdienliches Verhalten zeitnah initiiert und umgesetzt werden.

Dies alles muss zeitnah umgesetzt werden, damit in den verbleibenden sieben Jahren die Voraussetzungen für einen vorgezogenen Kohleausstieg in 2030 gewährleistet werden können.