

STELLUNGNAHME

ZUM REFERENTENENTWURF EINES GESETZES ZUR
ÄNDERUNG DES ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTS IM
ZUSAMMENHANG MIT DEM KLIMASCHUTZ-
SOFORTPROGRAMM UND ZU ANPASSUNGEN IM RECHT DER
ENDKUNDENBELIEFERUNG

DORTMUND, 22.03.2022

EXECUTIVE SUMMARY

Die vorliegende Stellungnahme bündelt mit Blick auf den „Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“ konkrete Anmerkungen und Verbesserungsvorschläge zu den Änderungen des EnWG, NABEG und BBPIG.

Wir sind der festen Überzeugung, dass eine entsprechende Anpassung des Gesetzentwurfs die Finanzierungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sichert, den Netzausbau weiter beschleunigt bzw. punktuell drohenden Risiken einer Verzögerung erfolgreich begegnet und empfehlen eine entsprechende Berücksichtigung.

Konkret werden Anpassungen zu folgenden Themenkomplexen mit Nachdruck empfohlen:

- zur Bilanzierung von regulatorischen Verpflichtungen und Ansprüchen im EnWG
- zur regulatorischen Behandlung von gemeinsamen Batteriespeicheranlagen von ÜNB und VNB im EnWG
- zur Anzahl der Szenarien zur Netzentwicklungsplanung Strom im EnWG
- zur Netzausbaubeschleunigung in EnWG, NABEG, BBPIG, TA Lärm
- zur Anlage des BBPIG.

Nachfolgend formulierte Positionen, die von den vier Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam getragen werden, sind im Schriftbild kursiv gehalten, Unternehmenspositionen der Amprion GmbH sind im Schriftbild senkrecht (recte) abgebildet.

EINLEITUNG

Wir bedanken uns für die Möglichkeit einer Stellungnahme zum „Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unterstützen die Zielstellung der Bundesregierung bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu werden. Als ÜNB mit Systemverantwortung werden wir unseren Beitrag dazu leisten, die energieseitigen Voraussetzungen für einen innovativen und modernen Wirtschafts- und Industriestandort zu schaffen, der auch in Zukunft eine ausgeprägte nationale Wertschöpfung ermöglicht. Folgende Aspekte sind aus der Sicht der ÜNB besonders hervorzuheben:

Netzausbau beschleunigen, Legislative Potenziale mutig nutzen

Wir begrüßen, dass für HGÜ-Projekte und für die landseitigen Abschnitte von Offshore-Anbindungsleitungen der Entfall des Instruments der Bundesfachplanung angestrebt wird, da diese in der bisherigen Form nicht zu einer Beschleunigung des Netzausbaus beitragen konnte. Hierdurch ist für Projekte mit einer Bündelungsoption zu bestehenden Projekten eine Beschleunigung zu erwarten.

Für neue, zukünftige Vorhaben ohne Bündelungsoption wird mit den von der Bundesnetzagentur im NEP-Prozess zu ermittelnden Präferenzräumen ein neues Instrument geschaffen. Grundsätzlich begrüßen die ÜNB alle Initiativen, die einer Entschlackung der Verfahren und einer Beschleunigung des Netzausbaus dienen, aber es muss beachtet werden, dass jedes neue Instrument der Entwicklung einer Methodik und Erprobung bedarf. Hieraus können Verzögerungsrisiken für den NEP-Prozess entstehen. Ferner sollte berücksichtigt werden, dass das Instrument der Präferenzräume bei Offshore-Anbindungsleitungen mangels Bindungswirkung zu praktischen Anwendungsschwierigkeiten führen würde. Daher schlagen die ÜNB vor, die landseitigen Abschnitte der Offshore-Anbindungsleitungen aus dem Instrument der Präferenzräume auszunehmen. Weiterhin ist auch die Verbindlichkeit der Präferenzräume für die weitere Planung im Entwurf unklar. Dem Gesetzeswortlaut, der unter Berücksichtigung des § 18 Abs. 3b NABEG n.F. klar für eine weitgehende Verbindlichkeit spricht, stehen die insoweit gegenteiligen Ausführungen in der Gesetzesbegründung entgegen. Ferner weisen die ÜNB darauf hin, dass das Instrument der Präferenzräume erst für Projekte ab dem nächsten zu bestätigenden NEP (2023) Anwendung finden wird. Festzuhalten ist, dass weiterhin alle aktuellen und künftigen Freileitungsprojekte von dieser neuen Systematik nicht abgedeckt sind. Hier sollten daher andere Beschleunigungsinstrumente Anwendung finden, damit der Netzausbau insgesamt beschleunigt werden kann.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die vorgesehenen Änderungen zum Anzeigeverfahren. Damit diese Maßnahme noch besser wirkt, sollten diese auch auf weitere NOVA-Maßnahmen erstreckt werden, die nicht zu Änderungen der Beurteilungspegel im Sinne der TA Lärm führen, wie z.B. Umbeseilungen zum Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen. Auch hier ist physikalisch eine Veränderung der Geräuschemissionen ausgeschlossen.

Die Änderungen des Anzeigeverfahrens führen allerdings weiterhin nicht dazu, dass die Geräuschemissionen von Höchstspannungsfreileitungen in Genehmigungsverfahren adäquat beurteilt werden. Denn die Aufnahme von Höchstspannungsfreileitungen in die TA Lärm führt zu einer Benachteiligung von Netzausbaumaßnahmen gegenüber anderen Infrastrukturmaßnahmen. Insoweit weisen die Übertragungsnetzbetreiber erneut auf das Erfordernis hin, die TA Lärm anzupassen. Durch die damit verbundene Beseitigung rein formeller Prognoseprobleme könnten zugleich vielerorts auch Konfliktslagen zwischen der örtlichen Planung von Wohnbebauung und Höchstspannungsfreileitungen aufgelöst werden.

Ersatzlos gestrichen werden sollten die vorgesehenen Änderungen zur Mitgenehmigung von Leerrohren gemäß § 43j EnWG. Während es diesbezüglich im NABEG Klarstellungsbedarf gibt und auch die dort vorgesehenen Änderungen weiterer Anpassung bedürfen, führt die vorgesehene Änderung des § 43j EnWG unnötig zu einer Entwertung dieses Beschleunigungsinstruments im Anwendungsbereich des EnWG.

Begrüßt werden daneben die Änderungen betreffend die Vereinfachung der Durchführung von Duldungsverfahren. Im Detail ergeben sich hier jedoch noch Inkonsistenzen zu den entsprechenden ebenfalls im Entwurf enthaltenen Regelungen im Bereich des NABEG auf die in der Stellungnahme gesondert eingegangen wird.

Weitere Vorschläge: Kostenbelastungen minimieren

Stark volatile sowie erheblich gestiegene Kosten für Systemdienstleistungen infolge externer Faktoren führen im gegenwärtigen Energierecht zu hohen periodischen Ergebnisbelastungen bei den Übertragungsnetzbetreibern. Dies erschwert die dauerhafte und effiziente Finanzierungsfähigkeit der Unternehmen im Hinblick auf deren enorme Investitionsverpflichtungen. Durch eine einfache Ergänzung im EnWG kann erreicht werden, dass der bereits existierende energierechtliche Anspruch der Netzbetreiber auf Einbringung des energierechtlichen Anspruchs bilanziell nicht mit einem mehrjährigen Zeitversatz, sondern unmittelbar entsteht und somit ergebnisstabilisierend ausgewiesen wird. Eine solche Lösung führt zu einer Stabilisierung des Ratings, niedrigeren Finanzierungskosten und bedeutet für die Netzkunden geringere Netzentgelte und damit niedrigere Stromrechnungen. Entsprechende Formulierungsvorschläge für eine Klarstellung in §6b Abs. 2a EnWG liegen bereits seit 2015 vor und werden auch von der Bundesnetzagentur unterstützt.

Nachfolgend nehmen wir darüber hinaus zu folgenden Punkten Stellung.

ZUR BILANZIERUNG VON REGULATORISCHEN VERPFLICHTUNGEN UND ANSPRÜCHEN

Die im Handelsgesetzbuch (HGB) existierenden allgemeinen Bilanzierungsvorschriften gemäß § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB führen für Netzbetreiber – insbesondere in Zeiten der Energiewende – zu erheblichen und sachlich nicht gerechtfertigten Ergebnisbelastungen. Verbindlichkeiten und damit im Zusammenhang stehende Aufwendungen müssen nach dem Imparitätsprinzip sofort berücksichtigt werden, während Forderungen nach dem Realisationsprinzip erst dann aufgenommen werden dürfen, wenn die daraus fließenden Erlöse als realisiert gelten.

Diese Regelung führt bei Netzbetreibern zu Problemen bei der Abbildung von Sachverhalten gemäß § 4 Abs. 3 und § 5 ARegV. Aus diesen Regelungen können bundesgesetzlich abgesicherte Forderungen entstehen, die in nachfolgenden Erlösobergrenzen zu berücksichtigen sind. Die derzeit vom Institut der

Wirtschaftsprüfer vertretene Auslegung zu den Regelungen des HGB erlaubt es jedoch nicht, diese bereits im Zeitpunkt ihrer wirtschaftlichen Entstehung abzubilden, weil es am Realisationsereignis fehlt.

Dies führt zu erheblichen und zunehmenden Ergebnisschwankungen bei Netzbetreibern, die weder Investoren noch dem Kapitalmarkt vermittelt werden können. Insbesondere die volatilen Netzreserve- und Systemdienstleistungskosten können unterjährig massiv ansteigen (z.B. durch den zur Wahrung der Systemsicherheit vermehrten Einsatz von Netzreservekraftwerken und generell vermehrten Redispatcheinsatz). Zudem haben Kraftwerksbetreiber in der Netzreserve bereits mit Ausweisung der Systemrelevanz umgehend Anspruch auf die Erstattung von Betriebsbereitschaftsauslagen. Diese Kosten können erst mit einem Zweijahresverzug in den Erlösbergrenzen berücksichtigt werden und dürfen bisher bilanziell im Jahr der Entstehung nicht aktiviert werden. Damit wird in manchen Jahren das Ergebnis des Netzbetreibers unsachgemäß und entgegen der wirtschaftlichen Realität erheblich belastet.

Bereits die BNetzA hat in ihrem Evaluierungsbericht nach § 33 ARegV vom 21. Januar 2015, mit Blick auf das Regulierungskonto, hierzu auf Seite 52 festgestellt:

„Durch das Imparitätsprinzip des deutschen Handelsrechts kann es für die Netzbetreiber im Hinblick auf die Aktivierbarkeit von Guthaben auf dem Regulierungskonto zu nachteiligen Auswirkungen bei der kaufmännischen Bilanzierung kommen. Forderungen und Verbindlichkeiten aus dem Regulierungskonto werden im Hinblick auf den Zeitpunkt der Erfolgswirksamkeit derzeit unterschiedlich behandelt. Verbindlichkeiten müssen sofort passiviert werden, Forderungen jedoch erst aktiviert werden, wenn sich die daraus ergebenden Gewinne tatsächlich realisiert haben oder diese behördlich festgestellt sind. Dadurch kann sich die bilanzielle Unternehmenslage ungewollt schlechter darstellen, als sie tatsächlich ist.“

In Österreich hat der Gesetzgeber bereits auf die dort gleichlautenden bilanziellen Probleme mit einer speziellen Regelung in § 50 Abs. 7 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) reagiert.

Eine bilanzielle Abbildung sowohl regulatorischer Verbindlichkeiten als auch Forderungen könnte durch eine ergänzende Klarstellung im EnWG erreicht werden, in dem der Anspruch der Netzbetreiber auf Einbringung der rechtlich ohnehin entstandenen Forderung (noch einmal) betont wird. Eine solche Klarstellung unterstützt das in § 264 Abs. 2 HGB festgelegte Ziel, „ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Kapitalgesellschaft zu vermitteln“. Da es sich hier um ein rein handelsbilanzielles Problem handelt, führt diese Lösung nicht zu höheren Kosten – und damit auch nicht zu höheren Netzentgelten.

Formulierungsvorschlag

Einfügung eines Abs. 2a in § 6b EnWG:

„(1) Abweichungen zwischen den tatsächlich angefallenen Beträgen gemäß § 4 Abs. 3 und § 5 ARegV und den in den Erlösobergrenzen hierfür im einzelnen angesetzten Werten begründen bereits im Zeitpunkt ihrer Entstehung jeweilige Ausgleichsverpflichtungen und -ansprüche gegenüber Netzkunden. (2) Dem Zeitpunkt des Entstehens der Ausgleichsverpflichtungen und -ansprüche stehen die Bestimmungen zur Geltendmachung der Abweichungen in zukünftigen Erlösobergrenzen nicht entgegen. (3) Die Ausgleichsverpflichtungen und -ansprüche stellen somit Preiskorrekturen der für das jeweilige Jahr erbrachten Leistungen dar.

ZUR REGULATORISCHEN BEHANDLUNG VON GEMEINSAMEN BATTERIESPEICHERANLAGEN VON ÜNB UND VNB

Die bisherige Ausgestaltung des EnWG regelt die regulatorische Behandlung von Batteriespeicheranlagen, die nicht verwendet werden, um Leistung oder Arbeit ganz oder teilweise auf den Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen. Hierbei hat der Gesetzgeber bisher ausschließlich solche Anlagen bedacht, die sich ausschließlich im Eigentum eines Übertragungsnetzbetreibers oder eines Verteilnetzbetreibers befinden. Aufgrund des technischen Fortschritts sind nun auch dezentrale Speicherkonzepte möglich, die in einem Gemeinschaftseigentum stehen. Wir empfehlen, die dadurch entstandene Regelungslücke durch eine Anpassung des §11b EnWG Abs. 4 zu schließen.

Formulierungsvorschlag:

Ergänzung des §11b Abs.4

(4) Während des üblichen kalkulatorischen Abschreibungszeitraums für Batteriespeicheranlagen ist Absatz 3 nicht anzuwenden, sofern es sich um Batteriespeicheranlagen im Eigentum

1. eines Übertragungsnetzbetreibers handelt, für die eine Investitionsentscheidung bis zum 31. Dezember 2024 erfolgt, oder eines Verteilernetzbetreibers handelt, für die eine Investitionsentscheidung bis zum 4. Juli 2019 erfolgte, und
2. die spätestens zwei Jahre nach der Investitionsentscheidung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen wurden oder werden und die ausschließlich der reaktiven unmittelbaren Wiederherstellung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs durch netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 dienen.

Batteriespeicheranlagen im Gemeinschaftseigentum von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern unterliegen den Regelungen für Übertragungsnetzbetreiber.

ZU ARTIKEL 1 - ÄNDERUNG ENWG

Zu Nr. 5

Wir begrüßen die Fokussierung des Szenariorahmens nach §12a EnWG auf 2045 als zweiten wesentlichen Zielhorizont des Netzentwicklungsplans Strom. Schon in ihrem Entwurf vom 10. Januar 2022 haben die Übertragungsnetzbetreiber neben drei Szenarien für 2037 zwei Szenarien für 2045 vorgeschlagen.

Im Zusammenhang mit der engen Zeitvorgabe von zehn Monaten für die Bearbeitung des Netzentwicklungsplans Strom gemäß § 12b Abs. 5 EnWG ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Bearbeitung von insgesamt sechs Szenarien in nur zehn Monaten durch die ÜNB einschließlich Konsultation und Überarbeitung des Netzentwicklungsplans Strom nicht möglich ist. Schon der von den ÜNB vorgeschlagene Umfang von insgesamt fünf Szenarien im NEP 2037 (2023) ist ausgesprochen ehrgeizig.

Wir schlagen daher vor, dass der Umfang an Szenarien für die Zeithorizonte 10-15 Jahre sowie 2045 insgesamt auf maximal fünf Szenarien reduziert wird. Alternativ sollte die Bearbeitungszeit für den Netzentwicklungsplan Strom gemäß § 12b Abs. 5 EnWG auf mindestens 12 Monate verlängert werden. Anderenfalls wäre die zeitgerechte Bearbeitung des Netzentwicklungsplans 2037 (2023) nur mit einer signifikant verringerten Detailtiefe möglich.

Zu Nr. 6 lit. b) und Nr. 7:

Die vier ÜNB begrüßen es grundsätzlich, dass für weitere Konstellationen auf die Bundesfachplanung verzichtet werden soll, welche in ihrer bisherigen Form nicht zur Beschleunigung beigetragen hat.

Insbesondere in der Konstellation der Bündelungsoption gemäß § 12b Abs. 6 NF kann in Verbindung mit der neuen Regelung Art. 7 Nr. 5 (Bündelungspflicht) des Entwurfes eine gewisse Beschleunigung erzielt werden.

Bei noch nicht im BBPIG enthaltenen HGÜ-Vorhaben sowie landseitigen Teilen einer Offshore-Anbindungsleitung ohne eine entsprechende Bündelungsoption soll das Instrument der Bundesfachplanung durch ein neues bestandsdatengestütztes Instrument, den nach der Erstellung des ersten NEP-Entwurfs bereits zeitgleich zur Erstellung des Umweltberichts durch die Bundesnetzagentur zu ermittelnden Präferenzraum, ersetzt werden.

Hinsichtlich der gewählten Ausgestaltung erlauben wir uns jedoch darauf hinzuweisen, dass die gewählte Integration in den NEP-Prozess erhebliche Verzögerungsrisiken für diesen birgt. Bei der Ermittlung der Präferenzräume würde die Bundesnetzagentur erstmalig selbst planerisch tätig. Dies setzt voraus, dass sie zunächst eine entsprechende Methodik entwickelt und erprobt. Erfahrung mit eigener Planung hat die Behörde bislang nicht.

Die Einführung von Präferenzräumen bleibt dennoch ein neues Planungsinstrument, welches der Entwicklung einer grundsätzlichen Methodik sowie umfangreicher Planungs- und Abstimmungsprozesse bedarf, sodass eine Beschleunigungswirkung nicht unbedingt gesichert erscheint.

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass sich ggf. das angestrebte Beschleunigungspotenzial durch folgende Punkte absehbar relativieren wird:

Es erfolgt eine Verlagerung der konkreten Raumdiskussion um die Außengrenzen des Präferenzraums und die Abgrenzung möglicher Alternativen in die Konsultation zur Strategischen Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan.

Zudem sind nach dem Entwurf die Trasse sowie die in Frage kommenden Alternativen lediglich „auf der Grundlage des Präferenzraums“ zu ermitteln. Durch die nicht hinreichend klare Verbindlichkeit des Präferenzraumes (vgl. widersprüchliche Aussagen in der Gesetzesbegründung zur Nichtverbindlichkeit einerseits versus den Bezug auf § 18 Abs. 3a Satz 3 NABEG andererseits) ist der Beschleunigungseffekt fraglich.

Offshore-Anbindungsleitungen sind mit wenigen Ausnahmen (Ausnahmen V78, 79 und 80) bisher bewusst nicht im BBPIG aufgenommen. Im Hinblick auf die diesbezüglich inzwischen eingespielten Genehmigungsverfahren in Zuständigkeit der Bundesländer sollte daran festgehalten werden. Das Instrument des Präferenzraums läuft in diesem Fall allerdings leer, da die Bindungswirkung nach Art. 7 Nr. 5 lit. c) des Entwurfes nicht gegeben ist. Wie zudem der Präferenzraum bei fehlenden landesplanerischen Festlegungen zu Anlandungspunkten funktionieren soll, bleibt unklar. Das in der Begründung benannte Vorgehen, in diesem Fall den Anlandungspunkt „mithilfe des Kreuzungspunkts der Festküstenlinie und der Luftlinie“ zu bestimmen, erscheint angesichts vielfältiger räumlicher Restriktionen für Anlandungspunkte wenig belastbar. Insofern wird zur Komplexitätsreduzierung im NEP-Prozess angeregt, Offshore-Anbindungsleitungen aus dem Anwendungsbereich der Regelung des § 12c Abs. 2b EnWG neu zu streichen.

Hält man daran fest, dass der zukünftige Präferenzraum auch den landseitigen Teil von Offshore-Anbindungsleitungen umfassen soll, „die jeweils noch nicht im Bundesbedarfsplan enthalten sind“, könnte dies nach dem aktuellen Wortlaut des Entwurfes des § 12c Abs. 2a EnWG auch bereits in vorangegangenen NEP bestätigte Offshore-Anbindungsleitungen umfassen, deren Planung aber bereits weit fortgeschritten ist. Um hierdurch verursachte Verzögerungen zu vermeiden ist eine Klarstellung erforderlich, dass der Präferenzraum lediglich für „neue“ erstmalig im NEP-Entwurf enthaltene Offshore- Anbindungsleitungen zu ermitteln ist. Dies könnte durch Ergänzung des § 12c Abs. 2a Satz 1 um das Wort „erstmalig“ erfolgen:

“Enthält der nach § 12b Abs. 5 übermittelte Netzentwicklungsplan erstmalig eine Neubaumaßnahme zur Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung oder den

landseitigen Teil einer Offshore-Anbindungsleitung, die jeweils noch nicht im Bundesbedarfsplan enthalten ist, hat die Regulierungsbehörde (...).“

Zu Nr. 19:

a) *Die vier ÜNB begrüßen ausdrücklich die Ergänzung in § 43f Abs. 2 und 3 EnWG. Um neben dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb auch weitere wichtige NOVA-Maßnahmen (insbesondere den Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen), welche physikalisch ebenfalls keine Veränderung der Geräuschemissionen verursachen können, unter die Regelung fallen zu lassen, regen die vier ÜNB an, die Wörter „des Betriebskonzepts“ zu streichen.*

Somit ergibt sich folgender Wortlaut für § 43f Abs. 2: „Einer Feststellung, dass die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind, bedarf es nicht bei der Einführung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs oder sonstigen Änderungen, welche nicht zu Änderungen der Beurteilungspegel im Sinne der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung führen.“

b) *Die vier ÜNB weisen ergänzend darauf hin, dass auch die vorgesehene Änderung in § 43f EnWG allein nicht dazu führen wird, die Geräuschemissionen von Höchstspannungsfreileitungen in Genehmigungsverfahren adäquat zu beurteilen. Denn die Aufnahme von Höchstspannungsfreileitungen in die TA Lärm führt zu einer Benachteiligung von Netzausbaumaßnahmen gegenüber anderen Infrastrukturmaßnahmen, für die jeweils spezifische Regelwerke zur Beurteilung der von diesen ausgehenden Geräuschemissionen existieren. Zur Abschwächung der Benachteiligung bietet sich der nachfolgende Regelungsvorschlag an.:*

In die TA Lärm ist dazu folgender Regelungsvorschlag zur Ergänzung der Nr. 7.2 TA Lärm aufzunehmen:

Witterungsbedingte Anlagengeräusche gelten unabhängig von der Häufigkeit und Zeitdauer der sie verursachenden Wetter- und insbesondere Niederschlagsgeschehen als seltene Ereignisse im Sinne dieser Technischen Anleitung. Bei diesen seltenen Ereignissen kann der Nachbarschaft eine höhere als die nach Nummer 6.1 zulässige Belastung zugemutet werden. Die in Nummer 6.3 genannten Werte dürfen nicht überschritten werden. Nummer 7.2 Abs. 2 Satz 3 ist nicht anzuwenden.

Begründung:

Die Regelung zu witterungsbedingten Anlagengeräuschen ergänzt die Vorgaben der TA Lärm aufgrund der Erforderlichkeit, das Elektrizitäts-Übertragungsnetz aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und auch im Interesse der öffentlichen Sicherheit auszubauen und zu ertüchtigen.

Von in Betrieb befindlichen Höchstspannungsfreileitungen können so genannte Koronageräusche ausgehen. Der Umfang der Korona-Aktivität ist einerseits von der Höhe der Randfeldstärke, andererseits auch von Störfaktoren auf dem Leiterseil abhängig. Bei trockenen, sauberen und unbeschädigten Leiterseilen ist in der Regel auch bei hohen Randfeldstärken kaum oder keine Korona-Aktivität zu erwarten. Weicht der Zustand der Leiterseile insbesondere durch Wasser, Schnee und Eis von diesem vorherrschenden Zustand ab, kann es zu Koronaentladungen kommen, die dann Koronageräusche auslösen. Das örtliche Wetter- und insbesondere das Niederschlagsgeschehen ist also als äußerer Einfluss von erheblicher Bedeutung. Eine gleichbleibende Nutzung der Freileitung zur Elektrizitätsübertragung führt witterungsbedingt zu unterschiedlichen Immissionen.

Bei der Bewältigung der hieraus resultierenden Lärmkonflikte weist die TA Lärm Schwächen auf. Sie stellt auch mit Blick auf die Bestimmungen für seltene Ereignisse nach Nummer 7.2 der TA Lärm nicht sicher, dass die Planungs- und Genehmigungsverfahren nicht unnötig erschwert werden. Für Koronageräusche relevante örtliche Wetter- und insbesondere Niederschlagsgeschehen treten in Deutschland nicht häufig auf. Zudem können die Netzbetreiber im Unterschied zu den Betreibern anderer Anlagen die Geräuschentwicklung kaum oder nicht beeinflussen. Deshalb ist es sachgerecht, für entsprechende Lärmkonflikte die Bestimmungen für seltene Ereignisse nach Nummer 7.2 der TA Lärm ergänzend zu modifizieren. Die modifizierten Bestimmungen sollen den vorgenannten Besonderheiten dadurch Rechnung tragen, dass witterungsbedingte Anlagengeräusche unabhängig von der Häufigkeit und Zeitdauer der sie verursachenden Wetter- und insbesondere Niederschlagsgeschehen per se als seltene Ereignisse im Sinne der TA Lärm gelten und es keiner einzelfallbezogenen Prüfung bedarf, ob der Nachbarschaft eine höhere als die nach Nummer 6.1 der TA Lärm zulässige Belastung zugemutet werden kann. Die in Nummer 6.3 der TA Lärm genannten Immissionsrichtwerte für seltene Ereignisse dürfen nicht überschritten werden. Die Immissionsrichtwerte für seltene Ereignisse sind auch als Referenzgröße für die Beurteilung der Relevanz im Sinne von Nummer 3.2.1 Abs. 2 der TA Lärm heranzuziehen.

Zu Nr. 20:

Die Regelung sollte ersatzlos gestrichen werden. Es handelt sich um eine gespiegelte Regelung zu Art. 7 Nr. 5 lit. a) des Entwurfs (Ergänzung § 18 Abs. 3 NABEG). Während es im NABEG hinsichtlich des Umgangs mit Vorhaben, die gemäß § 2 Abs. 8 BBPlG über einer H-Kennzeichnung zur verpflichtenden Mitnahme von Leerrohren gibt, bedarf es einer solchen Regelung im EnWG nicht. Stattdessen würde ein gemäß § 43j erforderliches weiteres Genehmigungsverfahren für die Nutzung der Leerrohre zur Durchführung einer Stromleitung und deren anschließenden Betrieb nicht zur Beschleunigung des Netzausbaus beitragen und das Instrument der Leerrohre im EnWG entwerten.

Sollte eine Streichung nicht durchgeführt werden, könnte statt der Durchführung eines Genehmigungsverfahrens zunächst eine Anzeige der Durchführung und des Betriebs der Stromleitung in den Leerrohren genügen, wenn mit der Durchführung der

Stromleitung innerhalb der Frist des § 43c Nr. 1 EnWG begonnen wird und sich die im Planfeststellungsverfahren zugrunde gelegten Merkmale des Vorhabens nicht geändert haben.

Zu Nr. 21

Die vier ÜNB begrüßen die Ermöglichung der behördlichen Duldungsanordnung für die bauvorbereitenden Vorarbeiten ausdrücklich.

Folgende redaktionelle Änderungen würden wir empfehlen:

Die Streichung der inhaltlichen Anforderungen an die Bekanntgabe lässt jedoch das Erfordernis der Bekanntgabe nicht entfallen. Der dann verbleibende Wortlaut könnte so verstanden werden, dass zukünftig immer eine individuelle Bekanntgabe zu erfolgen hat. Das ist bei Kartierungsarbeiten oder ähnlich großflächigen Vorarbeiten aber nicht umsetzbar. Es muss sichergestellt sein, dass auch eine Bekanntmachung durch die Planfeststellungsbehörde ausreicht.

Die ÜNB weisen zudem darauf hin, dass die Ausgestaltung der Anordnung der Duldung durch die Planfeststellungsbehörde gemäß § 44 Abs. 2 S. 2 EnWG nur als „Soll“-Vorschrift und der damit einhergehende behördliche Ermessensspielraum zu Verzögerungen führt und es deswegen vorzugswürdig wäre, eine gebundene Entscheidung vorzusehen.

Zudem hat die von den vier ÜNB vorgeschlagene Aufnahme eines Bußgeldtatbestandes nach dem Vorbild des § 23 Abs. 1 Nr. 13 FStrG leider keinen Eingang in den Entwurf gefunden. Die vier ÜNB regen eine entsprechende Ergänzung des § 95 EnWG an, um Verzögerungen durch die Verweigerung der Duldung von Vorarbeiten gemäß § 44 Abs. 1 S. 1 EnWG effizient zu vermeiden.

Es fehlt die Gesetzesbegründung in Artikel 1 Nr. 21 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb (§ 44 Abs. 1 Satz 2), sodass auch der Verweis auf diese in Artikel 1 Nr. 21 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa (§ 44 Abs. 2) fehlerhaft ist.

Zu Nr. 24:

Zur Sicherstellung der Konsistenz zu den entsprechenden Regelungen im NABEG sollte auch der § 44 Abs. 2 neuer Fassung um eine Regelung zu Kostentragung ergänzt werden. Diese könnte wie folgt ausgestaltet werden:

„Für den Erlass einer Duldungsanordnung nach Satz 2 wird durch die Planfeststellungsbehörde eine Gebühr erhoben. Kostenschuldner ist der Antragsteller nach Satz 2. In den Fällen, in denen sich der Verpflichtete nach Abs. 1 vor Erlass der Duldungsanordnung geweigert hat, Maßnahmen nach Abs. 1 zu dulden, ist er abweichend von Satz 2 Kostenschuldner.“

ZU ARTIKEL 7 – ÄNDERUNG NABEG

Zu Nr. 1 und 2:

Zur generellen Bewertung des neuen Instruments des Präferenzraumes, siehe oben Bewertung Art. 1 Nr. 6 und 7.

Um die Potenziale des neuen Instruments vollumfänglich zu heben, sollte der Grundsatz der Geradlinigkeit in Verbindung mit dem Präferenzraumansatz gesetzlich verankert werden.

Im Zusammenhang mit der Änderung durch Artikel 7 Nr. 1 ist zudem darauf hinzuweisen, dass der Verweis auf § 12c Abs. 2 (sic) EnWG-E fehlerhaft ist.

Zu Nr. 4:

Die vier ÜNB begrüßen ausdrücklich die Anfügung zu § 16, weisen allerdings darauf hin, dass aktuell der in Abs. 7 enthaltene Verweis in Richtung § 5a nicht korrekt ist.

Vorzugswürdig wäre allerdings eine Regelung, nach der die Veränderungssperre nach § 44a EnWG bei NABEG-Vorhaben bereits mit Stellung des Antrags nach § 19 NABEG greift. Dies würde auch Unklarheiten im Verhältnis des § 44a EnWG zu der geplanten Neuregelung in § 16 Abs. 7 NABEG vermeiden.

Zu Nr. 5:

Zu Buchstabe a)

Die Regelung zielt darauf ab, die missverständliche Konzeption des § 18 Abs. 3 NABEG für die Mitverlegung von Leerrohren im Falle einer H-Kennzeichnung nach § 2 Abs. 8 BBPIG aufzulösen. Nach derzeitiger Praxis wird eine solche H-Kennzeichnung unter Verweis auf die Regelung in § 18 Abs. 3 S. 5 NABEG so verstanden, dass ein weiteres, zu dem mit H gekennzeichneten Vorhaben identisches System zu planen und zu genehmigen ist. Die vorgesehene Ergänzung soll zur Wahrung der für eine vorausschauende Planung notwendigen Flexibilität den Genehmigungsinhalt reduzieren. Das mit der Regelung vorgesehene weitere Genehmigungsverfahren wäre jedenfalls soweit es im Anwendungsbereich des NABEG zu führen wäre UVP-pflichtig und somit ein vollständiges Planfeststellungsverfahren. Damit dürfte die Regelung im Ergebnis nicht zur Beschleunigung beitragen. Stattdessen sollte eine Regelung erfolgen, dass bei Vorhaben mit einer H-Kennzeichnung nach § 2 Abs. 8 BBPIG die Genehmigungswirkung auf die einzelnen Kabelteilstücke beschränkt ist, deren netztechnische Anbindung zur Vervollständigung einer gesamten Leitung gesonderten Zulassungsverfahren vorbehalten bleibt. Im Unterschied zu der nun vorgeschlagenen Regelung wären weitere Genehmigungsverfahren nur im Hinblick auf die netztechnische Anbindung der bereits genehmigten Kabelteilstücke erforderlich. Gleichzeitig würde die volkswirtschaftlich und netzplanerisch sinnvolle Flexibilität der vorausschauenden Planung erreicht. Eine entsprechende Regelung zur Ergänzung in

§ 18 Abs. 3 anstelle der im Entwurf enthaltenen Regelung könnte wie folgt ausgestaltet werden:

„Die Zulassung ist bei Vorhaben im Sinne des § 2 Abs. 8 des Bundesbedarfsplangesetzes auf die Verlegung der Leerrohre, die Durchführung der Kabelabschnitte der Stromleitung und deren anschließenden Betrieb beschränkt (Leerrohrsystem). Die Errichtung und der Betrieb von weiterhin erforderlichen Leitungen und Nebenanlagen zur netztechnischen Anbindung dieser Leerrohrsysteme ist nur auf Antrag des Vorhabenträgers in das Planfeststellungsverfahren zu integrieren.“

Zu Buchstabe b)

Die Stärkung der Bündelung durch die Einfügung von Abs. 3b in § 18 (in Verbindung mit dem Verzicht auf die Bundesfachplanung im Falle einer Bündelungsoption gemäß § 12b Abs. 6 EnWG n.F.) sowie in Fällen des übrigen Verzichts nach § 5a NABEG begrüßen die vier ÜNB ausdrücklich. Die Bezugnahme auf die konkrete Ausbauf orm (vgl. Gesetzesbegründung) erscheint allerdings nicht sinnvoll, da sich dadurch die praktische Anwendung stark verkompliziert.

In der Praxis zeigt sich, dass einige Netzverstärkungsvorhaben, welche durch Ballungsgebiete oder stark zersiedelte Gebiete verlaufen, entlang ihrer Bestandstrasse fast durchgängig mit sehr empfindlichen Umweltbelangen oder sehr restriktiven Raumbelangen konfrontiert sind, die zwingend und über weite Strecken eine Entfernung von der Bestandstrasse erfordern. Aufgrund dessen stellen sich vielfach alternative Trassenverläufe, die deutlich weiter als 200 Meter von der Bestandstrasse entfernt sind, als vorzugswürdig bzgl. zwingend zu beachtender Umwelt- und Raumbelange dar. Bei einer solchen Trassenführung, die zur Realisierung des Projektziels über weite Strecken weiter als 200 Meter von der Bestandstrasse entfernt ist, entsprechen die im NEP als Ersatzneubau oder Parallelneubau bezeichneten Vorhaben normativ nicht mehr den Begriffsbestimmungen in § 3 Nr. 4 und 5 NABEG; sie sind damit keine Ersatz- oder Parallelneubauten im Sinne der Begriffsbestimmungen mehr. Werden die Maßgaben der Begriffsbestimmungen über die Gesetzesbegründung nun zu zusätzlichen Voraussetzungen des § 18 Abs. 3b NABEG-E erhoben, können die beschriebenen Vorhaben die Voraussetzungen des § 18 Abs. 3b NABEG-E in Verbindung mit § 3 Nr. 4 und 5 NABEG nicht erfüllen. Die ÜNB empfehlen daher eine Streichung der Beachtungspflicht der Begriffsbestimmungen in der Gesetzesbegründung. Stattdessen empfehlen die ÜNB eine Ergänzung, die klarstellt, dass § 3 Nr. 4 und 5 NABEG zur Auslegung der Formulierung „in oder unmittelbar neben der Bestandstrasse“ heranzuziehen sind, ohne, dass ihre Inbezugnahme neue Voraussetzungen für die Anwendbarkeit des § 18 Abs. 3b NABEG-E konstituiert. § 3 Nr. 4 und 5 sind weiterhin allein für die Auslegung der dort genannten Begriffe und die Abgrenzung des Anwendungsbereichs des § 5a Abs. 1 und 2 NABEG maßgeblich („§ 3 Nr. 4 und 5 NABEG bleiben unberührt“).

Die beschleunigende Wirkung wird durch die Ziele der Raumordnung somit ggf. aufgezehrt, sofern die Bundesnetzagentur nicht den Zielen der Raumordnung regelhaft widerspricht.

Indem sich die Regelung nur auf Konstellationen des Verzichts der Bundesfachplanung beschränkt, entfaltet sie zudem nicht annähernd ihr gesamtes Beschleunigungspotential. Es ist nicht nachvollziehbar, dass die Regelung auf Vorhaben, für die eine Bundesfachplanung durchgeführt wurde, gleichwohl aber im festgelegten Trassenkorridor entsprechende Bündelungsoptionen gegeben sind, keine Anwendung findet. Dies sollte durch Ergänzung eines weiteren Satzes mit folgendem Inhalt ergänzt werden:

„Satz 1 findet entsprechende Anwendung, wenn innerhalb eines durch die Bundesfachplanung bestimmten Trassenkorridors eine Bestandstrasse vorhanden ist.“

Zu Buchstabe c)

Die Einfügung von Abs. 3c in § 18 ist im Zusammenhang mit der Einführung der Präferenzräume zu bewerten. Insofern verweisen wir auf die Ausführungen oben unter Art. 1 Nr. 7 (EnWG).

Zu Nr. 6:

Siehe Bewertung oben zu Art. 1, Nr. 19 (§ 43f EnWG).

Zu Nr. 7:

Die vier ÜNB begrüßen ausdrücklich die Änderungen in § 30 Abs. 3a (vgl. dazu auch Nr. 24 bei EnWG), insbesondere aber auch die im NABEG zusätzlich in Abs. 3a platzierte Gebührenerhebung. Zum Vorschlag seiner analogen Regelung im EnWG siehe oben.

Zu Nr. 9:

Die vier ÜNB begrüßen ausdrücklich eine Übergangsregelung in § 35, die ein Rückschlagspotenzial für laufende Vorhaben verhindern soll. Da allerdings schon mit dem Antrag auf Planfeststellungsbeschluss eine Trasse fixiert wird, sollte sich die Übergangsregelung grds. nicht auf die Einreichung nach § 21, sondern auf die Antragstellung nach § 19 beziehen. Bei Vorhaben, bei denen der Antrag nach § 19 bereits vor Inkrafttreten des Gesetzes schon gestellt wurde, sollte die Regelung auf entsprechenden Antrag des Vorhabenträgers Anwendung finden.

ZU ARTIKEL 8 - ÄNDERUNG BBPLG

Folgt man trotz bestehender Bedenken (siehe Art. 1 Nr. 5 und 6) dem neuen Instrumentarium des § 12b, erscheinen den vier ÜNB die Klarstellungen und Erweiterungen in Bezug auf die „G“-Kennzeichnung in § 2 Abs. 7 folgerichtig.

HINWEISE ZUR ANLAGE DES BBPLG

Mit der Aufnahme der bestätigten Vorhaben des NEP 2021-2035 in die Anlage zum BBPIG wird nicht nur deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs inklusive des damit einhergehenden überragenden öffentlichen Interesses an deren Realisierung festgestellt, sondern es werden unter anderem auch die Weichen zur Zuständigkeitsfrage, Verfahrensart und damit der zeitlichen Dauer der Vorhaben definiert. Hier besteht aus unserer Sicht weiteres Potential hinsichtlich der Akzeptanzfrage und der Beschleunigung der Vorhabenumsetzung, indem u.a. Vorgaben zur Zuständigkeitszuweisung, zur Nutzung von geografischen Handlungsspielräumen sowie der G-Kennzeichnung angepasst werden.

Hinweis: Die **in rot und fett** gekennzeichneten Passagen beschreiben den Anpassungsbedarf.

Zu Nr. 75: Höchstspannungsleitung Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide; Drehstrom Nennspannung 380 kV

mit den Einzelmaßnahmen

- Siersdorf – Zukunft/**Verlautenheide**
- Zukunft – Verlautenheide

Begründung: Zielpunkt ist die gesamte Trasse zwischen den Anlagen Zukunft und Verlautenheide, ggf. Dreibeinanschluss auf der Strecke. Nach Möglichkeit sollte der „Suchraum“ daher durch diese beiden Anlagen definiert werden.

Zu Nr. 82: Höchstspannungsleitung Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede - **Suchraum** Bürstadt/**Biblis**; Gleichstrom, A1, B, E, H

Begründung: Die Errichtung eines erforderlichen Konverters bedarf einer möglichst breiten Akzeptanz und damit eines hinreichenden planerischen Handlungsspielraums. Dieser wird durch die Einbeziehung des Kraftwerksstandortes Biblis eröffnet. Vergleichbare Vorhaben haben gezeigt, dass eine zu enge geografische Fokussierung auf bestehende Anlagenstandorte und die Ausblendung von bestehenden und zukünftig anderweitig nutzbaren (Kraftwerks-)Infrastrukturen die Vorhabenplanung deutlich erschweren.

Zu Nr. 94: Höchstspannungsleitung Sechtem - Ließem - Weißenthurm; Drehstrom Nennspannung 380 kV, **A1-Kennzeichnung ist zu streichen; alternativ A1, G**

Begründung: Es handelt sich um eine Umbeseilungsmaßnahme, welche in Länderzuständigkeit ohne zweistufigem Verfahren (Bundesfachplanung/Planfeststellung) deutlich schneller umgesetzt werden kann. Sofern von einer Streichung der A1-Kennzeichnung abgesehen wird, sollte auf Grund der Eilbedürftigkeit der Maßnahme zumindest die G-Kennzeichnung ergänzt werden.

Zu Nr. 95: Höchstspannungsleitung **Raum** Dahlem - Bundesgrenze (BE); Gleichstrom, B, E

Begründung: Die Errichtung eines erforderlichen Konverters bedarf einer möglichst breiten Akzeptanz und damit eines hinreichenden planerischen Handlungsspielraums. Dieser wird durch die geografische Aufweitung eröffnet.

Zu Nr. 99: Höchstspannungsleitung Tiengen - Bundesgrenze (CH); Drehstrom Nennspannung 380 kV, **A2-Kennzeichnung ist zu streichen; alternativ A2, G**

Begründung: Es handelt sich lediglich um ein 2km langes Vorhaben, welches vollständig im Zuständigkeitsbereich des RP Freiburg liegt; es liegt eine starke techn. Vorprägung vor, es sind wenig alternative Varianten möglich, zudem bietet sich eine Bündelung im Genehmigungs-verfahren mit der Leitungseinführung Tiengen beim RP Freiburg an. Sofern von der Streichung der A2 Kennzeichnung abgesehen wird, sollte jedenfalls die G-Kennzeichnung ergänzt werden.

Zur Gesetzesbegründung von Vorhaben Nr. 23: Höchstspannungsleitung Herbertingen - Waldshut-Tiengen mit Abzweig Kreis Konstanz und Abzweig Beuren bedarf es folgender textlichen Anpassung:

„Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Es handelt sich um eine Verbindung zwischen Herbertingen **und Waldshut-Tiengen. In der Gemeinde Waldshut-Tiengen werden zwei neue Umspannwerke errichtet, die die beiden bestehenden Umspannwerke Gurtweil und Tiengen ersetzen. Die bestehende 380-kV-Leitung Engstlatt-Kühmoos-Villingen wird in ein neues Umspannwerk eingeschliffen.** Vorliegend wurde eine redaktionelle Änderung beim Netzverknüpfungspunkt Waldshut-Tiengen vorgenommen **und Waldshut-Tiengen/Weilheim ergänzt.**“

Zur Gesetzesbegründung von Vorhaben Nr. 99: Höchstspannungsleitung Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH) bedarf es folgender textlichen Anpassung:

„Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 mit **dem Netzverknüpfungspunkt eines neuen Umspannwerkes in der Gemeinde Waldshut-Tiengen** und der Bundesgrenze zu der Schweiz für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 99 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.“

Aufnahme des Vorhabens P510 in die Anlage als Nummer 100:

Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch Schwaben

Aufgrund der veränderten Lage an den Energiemärkten und den absehbar auf hohem Niveau verbleibenden Redispatch-Kosten hat sich die Wirtschaftlichkeit des dezentralen Netzboosters bereits seit der Prüfung durch die Bundesnetzagentur deutlich verbessert. Mit Blick auf die Vorteile einer dezentralen Auslegung (schnelle Umsetzbarkeit aufgrund der kleiner dimensionierten Batteriekomponenten, Sekundärnutzen im Verteilnetz) bedarf es daher einer Aufnahme des Projekts in das Bundesbedarfsplangesetz.