

Hauptsitz

Annastraße 28 • 97072 Würzburg  
Telefon 0931-46046-0  
Telefax 0931-46046-70  
[info@baumann-rechtsanwaelte.de](mailto:info@baumann-rechtsanwaelte.de)

ZWEIGSTELLE

Harkortstraße 7 • 04107 Leipzig  
Telefon 0341-149697-60  
Telefax 0341-149697-58  
[leipzig@baumann-rechtsanwaelte.de](mailto:leipzig@baumann-rechtsanwaelte.de)

ZWEIGSTELLE

Lavesstraße 79 • 30159 Hannover  
Telefon 0511-220053-46  
Telefax 0511-220053-47  
[hannover@baumann-rechtsanwaelte.de](mailto:hannover@baumann-rechtsanwaelte.de)

Kanzlei-Homepage

[www.baumann-rechtsanwaelte.de](http://www.baumann-rechtsanwaelte.de)

## Stellungnahme

**im Rahmen der Konsultation zu den vorläufigen Prüfergebnissen  
der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Strom  
– Bedarfsermittlung 2021-2035 – vom 9. August 2021**

RA Wolfgang Baumann  
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

unter fachlicher Mitarbeit  
von Prof. Dr. Lorenz Jarass

Würzburg, den 18.10.2021

# I N H A L T S V E R Z E I C H N I S

<b>A.</b>	<b>Ausgangspunkt .....</b>	<b>3</b>
<b>I.</b>	<b>Szenariorahmen 2020 als Grundlage des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>Rechtliche Bewertungsmaßstäbe .....</b>	<b>4</b>
	<b>1. Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes .....</b>	<b>4</b>
	a) Sichere Versorgung .....	4
	b) Preisgünstige Versorgung .....	5
	c) Verbraucherfreundliche Versorgung .....	5
	d) Effiziente Versorgung .....	5
	e) Umweltverträgliche Versorgung .....	5
	<b>2. Grundsätze des Strommarktes .....</b>	<b>6</b>
	<b>3. Fazit .....</b>	<b>9</b>
<b>B.</b>	<b>Rechtliche Bewertung .....</b>	<b>9</b>
<b>I.</b>	<b>Verfahrensrechtliche Rechtsverstöße .....</b>	<b>9</b>
	<b>1. Aufnahme der Maßnahme DC 20 in das Bundesbedarfsplangesetz 2021 .....</b>	<b>9</b>
	<b>2. Rechtswidrige Fortführung des Verfahrens für den Netzentwicklungsplan Strom für das Zieljahr 2035 ohne Berücksichtigung neuer rechtlicher Rahmenbedingungen .....</b>	<b>11</b>
	a) Neuerliche Regelungen und Rechtsprechung .....	11
	b) Keine beschleunigte Fortsetzung des Irrwegs des bisherigen Netzausbaus - Jetzt auch noch unter bewusster Missachtung gesetzlicher Vorschriften und verfassungsrechtlicher Vorgaben	13
	c) Subsidiaritätsprinzip mit dem Ziel der Energiewende von unten	15
<b>II.</b>	<b>Rechtsverstöße gegen die Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes</b>	<b>16</b>
	<b>1. Verstoß gegen die Prinzipien der Preisgünstigkeit und Verbraucherfreundlichkeit - Teurer Netzausbau statt kostengünstiger produktionsnaher Nutzung .....</b>	<b>16</b>
	a) Der Netzausbau ist laut Bundesnetzagentur nicht wegen Stromdefiziten, sondern wegen Stromüberschüssen erforderlich	16
	b) Der Netzentwicklungsplan plant einen weiträumigen Netzausbau statt einer kostengünstigen produktionsnahen Nutzung .....	18
	<b>2. Verstoß gegen das Prinzip der sicheren Stromversorgung: Der Netzentwicklungsplan riskiert die sichere Stromversorgung Deutschlands .....</b>	<b>19</b>
	a) Erhebliches Stromdefizit von gut einem Drittel der Jahreshöchstlast .....	19
	b) Neue Leitungen nutzen bei Dunkelflauten nichts .....	20
	c) Erheblicher Zubau von Reservekraftwerken erforderlich .....	21

aa)	Weiterbetrieb von Kern- und Kohlekraftwerken ist keine sinnvolle Lösung .....	21
bb)	Zubau von bis zu 40 GW Reservekraftwerken erforderlich	22
cc)	Verringerung des erforderlichen Netzausbaus durch zusätzliche Reservekraftwerke .....	22
d)	Der Netzentwicklungsplan riskiert die Stromversorgung Deutschlands .....	23
aa)	Deckung der Stromdefizite durch ungesicherte Importe ist riskant .....	23
bb)	Der im Netzentwicklungsplan geplante großräumige Stromtransport ist gefährlich .....	24
cc)	Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich	26
<b>3.</b>	<b>Verstoß gegen das Gebot der effizienten Versorgung: Keine Berücksichtigung von kostengünstigeren Alternativen und der verbraucherfreundlichen Energieversorgung .....</b>	<b>26</b>
a)	Der Netzentwicklungsplan lässt die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksichtigt .....	26
b)	Bundesnetzagentur will keine Kosten-Nutzen-Analysen .....	28
c)	Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau .....	30
d)	Systematische Benachteiligung verbrauchsnahe Stromerzeugung .....	31
aa)	Die Vorteile verbrauchsnahe Stromerzeugung bleiben im Netzentwicklungsplan systematisch unberücksichtigt....	31
bb)	Großes Potenzial verbrauchsnahe Stromerzeugung zur Verringerung des Netzausbaus .....	32
<b>4.</b>	<b>Verstoß gegen das Gebot der umweltverträglichen Versorgung - Neues Klimaschutzgesetz erfordert Umdenken beim Netzausbau</b>	<b>33</b>
<b>C.</b>	<b>Schlussfolgerungen .....</b>	<b>34</b>
	<b>Quellen .....</b>	<b>36</b>

## **Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zu den vorläufigen Prüfergebnissen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Strom – Bedarfs-ermittlung 2021-2035 – vom 9. August 2021**

Der zweite Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber beinhaltet die Maßnahmen zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes, die nach deren Dafürhalten für einen sicheren Netzbetrieb bis zum Jahr 2035 notwendig sind. Er wurde der Bundesnetzagentur am 26.04.2021 übermittelt, die diesen seitdem prüft. Seit dem 9. August 2021 hat die Bundesnetzagentur ihre vorläufigen Prüfergebnisse vorgelegt und den Behörden, deren Aufgabenbereich berührt wird, sowie der Öffentlichkeit im Rahmen einer Konsultationsrunde zur Verfügung gestellt. Diese können sich gemäß § 12c EnWG zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne und des Umweltberichts äußern.

### **A. Ausgangspunkt**

#### **I. Szenariorahmen 2020 als Grundlage des Netzentwicklungsplans**

Der NEP Strom 2021-2035 soll nach Darstellung der Bundesnetzagentur in den Vorläufigen Prüfergebnissen (im Folgenden: VP) festlegen, welcher Netzausbau bis zum Jahr 2035 erforderlich sein wird, um dem Ausstieg aus der Kohle- und Kernenergie, der Umstellung auf erneuerbare Energien und der Stärkung des europäischen Strommarkts Rechnung zu tragen (VP S. 16). Als Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung nimmt die Bundesnetzagentur den sogenannten Szenariorahmen, den die Behörde am 26.6.2020 genehmigt hatte. Die Planungsgrundlagen im Szenariorahmen beruhen im Kern auf Annahmen aus dem Zeitraum Ende 2019 bis Frühjahr 2020. Der Szenariorahmen enthält insgesamt vier Szenarien: Drei Szenarien beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2035, ein Szenario bis zum Jahr 2040 (VP S. 17).

Die Bundesnetzagentur erklärt, es sei ihr „völlig klar, dass diese Annahmen dringend einer Aktualisierung und deutlich ambitionierteren Zieldaten bedürfen. Dies folgt nicht nur aus dem geänderten Klimaschutzgesetz, den in 2021 erfolgten Änderungen von EnWG und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sondern leider auch aus Anlass der jüngsten Katastrophen und manifesten Auswirkungen des Klimawandels.“ Die Bundesnetzagentur hält ein Weiterarbeiten mit den in 2020 verbindlich festgelegten Zahlen für den NEP 2021-2035 dennoch für sinnvoll, weil die „Findung neuer konkreter Zahlen und die Neumodellierung der sich daraus ergebenden Transportaufgaben (...) eine Zeitverzögerung von ca. zwei Jahren für die Maßnahmen bedeuten (würde)“, die „sich Deutschland bei der Umgestaltung seines Energiesystems nicht mehr leisten (kann)“ (VP S. 17).

Die einzelnen Szenarien enthalten in diesem beschränkten Rahmen unterschiedliche Annahmen zur Intensität und Geschwindigkeit der Veränderung der Energielandschaft, gemessen am Maß der Sektorenkopplung bzw. am Maß der Netzorientierung der Akteure und der genutzten Technologien auf dem Stromsektor. Hierauf wird noch einzugehen sein.

## **II. Rechtliche Bewertungsmaßstäbe**

Die Bundesnetzagentur hat als Regulierungsbehörde gemäß § 12c EnWG die Übereinstimmung des gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplans mit den gesetzlichen Anforderungen des § 12b EnWG, insbesondere ob alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten sind, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Was unter einem solchen Netzbetrieb zu verstehen ist, orientiert sich an den Zielen und Grundsätzen des Energiewirtschaftsgesetzes. Daran muss sich die Bewertung der Bundesnetzagentur messen lassen.

### **1. Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes**

Die Vorschrift des § 1 Abs. 1 EnWG enthält eine Auflistung der allgemeinen Gesetzeszwecke des Energiewirtschaftsgesetzes. Danach soll die Versorgung der Allgemeinheit möglichst sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient und umweltverträglich sein. Damit legt § 1 Abs. 1 EnWG die grundlegenden Gemeinwohlzwecke des EnWG für die Energieversorgung als öffentliche Daseinsvorsorge fest (BVerfG NJW 1990, 1783; Kment, in EnWG-Kommentar, 2. Aufl. 2019, Rn. 3 zu § 1).

#### **a) Sichere Versorgung**

Die Sicherheit der Energieversorgung ist zunächst in einem technischen Sinn zu verstehen (BT-Drs. 13/7274, Seite 14), beinhaltet aber auch eine quantitative nachfragebezogene Dimension (Salje, EnWG-Kommentar, 2006, Rn. 26 zu § 1). Auch zu Spitzenbedarfszeiten und bei Ausfällen muss die Versorgung der Allgemeinheit gewährleistet sein.

b) Preisgünstige Versorgung

Dieses Ziel steht in Zusammenhang mit der Erforderlichkeit einer Kosten-Nutzen-Analyse: Die EU-Verordnungen 2018/1999 (grenzüberschreitender Stromverbund) und 2019/943 (Nutzung grenzüberschreitender Stromleitungen) sowie 2020/389 (wichtige grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte – EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse) verlangen eine Kosten-Nutzen-Analyse. Durch die Preisgünstigkeitsregelung wird diese Verpflichtung bundesrechtlich festgelegt. Sie findet ihre allgemeine rechtliche Verankerung auch in § 7 BHO und § 6 HGrG und den § 44 Abs. 1 S. 4 der gemeinsamen Geschäftsordnung der Bundesministerien, die eine Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß den Grundsätzen der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Wirksamkeit, also der Nachhaltigkeit verlangen (vgl. auch Bundesrechnungshof, Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität, 30. März 2021).

c) Verbraucherfreundliche Versorgung

Dem Belang Verbraucherfreundlichkeit kommt nach Auffassung der Bundesregierung insoweit eigenständige Bedeutung zu als sie in Einzelvorschriften des EnWG inhaltlich konkretisiert wird. Generell kommt dieser Zweck als Zielvorstellung zur Geltung, wenn in der Abwägung verschiedener Alternativlösungen Kostenminderungen für die Verbraucher verwirklicht werden können.

d) Effiziente Versorgung

Den Gesetzesmaterialien ist zu entnehmen, dass es dem Gesetzgeber zuvörderst an einer Betonung der Kosteneffizienz der Energieversorgungsnetze gelegen war (BT-Drs. 15/5268, S. 116). In der Literatur mit neben dem möglichst effizienten Transport von Energie auch die Energieeffizienz als Teil des Effizienzbegriffs subsumiert (vgl. Kment, EnWG-Kommentar, Rn. 8 zu § 1, Salje, EnWG-Kommentar, Rn. 46 zu § 1).

e) Umweltverträgliche Versorgung

Die Zweckbestimmung der Umweltverträglichkeit ist eine Konkretisierung der Staatszielbestimmung Umweltschutz des Art. 20 a GG, die durch die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts vom

24. März 2021 zum Klimaschutzgesetz (1BvR 2656/18 u.a.) stark an Bedeutung gewonnen hat. Dort wurde für Recht erkannt, dass es ein Grundrecht auf Klimaschutz und einen Anspruch eines jeden auf rechtzeitige Umsetzung des Umweltziels einer Klimaneutralität gibt. Die Grundrechte schützen auch die intertemporale und grenzüberschreitende Freiheit, d. h. ein Verschieben von aktuellen Reduktionslasten auf die Zukunft ist unzulässig.

Die Zweckbestimmungen des §§ 1 EnWG sind zwar nach herrschender Meinung nicht unmittelbar vollziehbar (Büdenbender, DVBl. 2005, 1161, 1165; vgl. auch BT-Drs. 15/3917, S. 47 f). Es sind aber die Leitlinien des Energiewirtschaftsrechts, die bei der Rechtsanwendung und -auslegung des Gesetzes zu beachten sind. Die Vorschrift des § 1 Abs. 4 wurde durch Art. 1 des Strommarktgesetzes vom 26.7.2016 (BGBl. 2016 I 1786) zur Differenzierung der Zwecke und Ziele des EnWG aufgenommen. Zur Erreichung des Zwecks von § 1 Abs. 1 EnWG verfolgt das EnWG auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität insbesondere die Ziele,

- die freie Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu stärken,
- den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten jederzeit zu ermöglichen,
- dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
- den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten sowie mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden zu intensivieren.

Im hier relevanten Zusammenhang greift insbesondere der Zielpunkt des möglichst umweltverträglichen, netzverträglichen, effizienten und flexiblen Einsatzes von Energieerzeugungsanlagen und Speichereinrichtungen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems.

## 2. Grundsätze des Strommarktes

Mit der Aufnahme des § 1a in das EnWG durch Art. 1 Nr. 3 des Strommarktgesetzes vom 26. Juli 2016 sollen klare rechtliche Rahmenbedin-

gungen für die Teilnahme am Strommarktes gesetzt werden (BT-Drs. 18/7317, S. 76). Neben der Regelung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems (§ 1a Abs. 2) wurde in § 1a Abs. 3 die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage geregelt. Der Grundsatz der Flexibilisierung zielt darauf ab, durch die Identifikation und den Abbau von Flexibilisierungshemmnissen und der effizienten Kopplung der Wärme- und Verkehrssektoren mit dem Elektrizitätssektor die Kosten für die Energieversorgung zu minimieren, gleichzeitig den Ausbau der erneuerbaren Energien zu fördern und eine effiziente sowie sichere Stromversorgung zu gewährleisten (BT-Drs. 18/7317, S. 77). Als konkrete Maßnahme wird in Satz 2 die Verpflichtung geregelt, einen Wettbewerb zwischen den effektiven und flexiblen Stromerzeugungs- und Speicheranlagen sowie die Sektorenkopplung des Wärme- und Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor zu ermöglichen.

Eine neue Flexibilisierungsoption stellt die Förderung von Stromspeichern dar. Gemäß dem durch das Strommarktgesetz neu eingefügten § 19 Abs. 4 StromNEV müssen Stromnetzbetreiber Letztverbrauchern, die Strom ausschließlich zur Speicherung dem Netz entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anbieten: Nur die Differenz zwischen Entnahme und Einspeisung wird mit Netzentgelten belastet. Den Betreibern der Stromspeicher wird auf diese Weise ohne Belastung ermöglicht, auf Preisspitzen zu reagieren (vgl. Theobald/Kühling, Energierecht, Werkstand: 110. EL, Januar 2021, Grundsätze des Strommarktes). Mit der Reaktion auf Preisspitzen und somit auf Knappheit sollen die Betreiber von Stromspeichern zur Systemstabilisierung, gerade angesichts der Zunahme an fluktuierender Erzeugung durch erneuerbare Energien beitragen (ElsPAS/Grasman/Raspach, EnWG-Kommentar, 2018, § 1a Rn. 18 f).

Des Weiteren wird die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem geregelt. Mit der Erhöhung des Anteils der aus erneuerbaren Energien erzeugten Elektrizität im Netz ist ein Elektrizitätsspeicherkonzept zum Ausgleich von Netzschwankungen geboten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (BMW, Erneuerbare Energien, 2018). Dabei kann die dezentrale Speicherung der durch volatile Stromquellen erzeugten elektrischen Energie eine zentrale Rolle zur Stärkung der Netzstabilität spielen. Die Sektorenkopplung von Elektrizität, Wärme und Verkehr wird zu einem wichtigen Baustein für die Energiewende bzw. das Erreichen der Klimaschutzziele. (Weißbuch der Bundesregierung, Ein Strommarkt für die Energiewende, Seite 70). Die Hervorhebung der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem steht im Zusammenhang mit § 3 Nr. 25: Dort wird neben den natürlichen oder juristischen Personen, die Elektrizität für den Eigenbedarf kaufen, auch der Strombezug von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge als Letztverbraucher eingeordnet. Die Elektromobilität kann so einen Beitrag dazu leisten, die Versorgungssicherheit dauerhaft zu ge-

währleisten. Mit der Ladesäulenverordnung (LSV) vom 9.3.2016 (BGBl. 2016 I 457) hat der Bundesgesetzgeber seine Umsetzungspflicht aus der Richtlinie 2014/94/EU vom 22.10.2014 (ABl. 307/1) erfüllt.

Der Verkehrssektor kann also mit dem Elektrizitätsversorgungssystem in der Form gekoppelt werden, dass Elektromobile als mobiler Energiespeicher überschüssigen Strom aufnehmen und bei Stromspitzen wieder ins Netz einspeisen (Gerstner/Kanatsching, Elektromobilität als dezentrale Speichertechnologie, ZNER 2015, 424 f). Im Rahmen dessen ist der Abbau von Hemmnissen für den Ausbau der erforderlichen Ladeinfrastruktur zwingend. Unterstützt wird dies durch die klarstellende Wirkung von § 17 Abs. 1 EnWG, wonach für Ladepunkte ein Anspruch auf Netzanschluss besteht.

§ 1 Abs. 3 S. 2 beschränkt sich nicht nur darauf, Möglichkeiten zur Flexibilisierung des energiewirtschaftlichen Marktes aufzuzeigen. Er ordnet zugleich an, dass durch einen Wettbewerb der auf Erzeuger- und Nachfrage-seite bestehenden Flexibilitätsoptionen sowie die effiziente Kopplung des Verkehrs-, Wärme und Elektrizitätssektors die Kosten der Energieversorgung verringert, die Transformation zu einem umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgungssystem ermöglicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden sollen. (Kment, EnWG-Kommentar, 2. Aufl. 2019. Damit bringt § 1 Abs. 3 S. 2 den Flexibilisierungsansatz in eine Beziehung zur allgemeinen Zweckbestimmung des §§ 1 Abs. 1 EnWG: Nur innerhalb einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Versorgung, wie sie in § 1 Abs. 1 geregelt ist, darf sich das Wettbewerbsverhalten der Energiemarktakteure abspielen (BT-Drs.18/731 7,77

Die Regelung des §§ 1a Abs. 4 EnWG kodifiziert den Grundsatz eines kosteneffizienten Netzausbaus bei besonderer Berücksichtigung des Anteils erneuerbarer Energien aus volatilen Stromquellen (BT-Drs. 18/7317, S. 77). Ziel dieses Grundsatzes ist es, die Interessen eines bedarfsgerechten, aber kostenintensiven Netzausbaus mit der wirtschaftlichen Tragfähigkeit ins Verhältnis zu setzen (Kment, EnWG-Kommentar, Rn. 10 zu § 1a). Daraus resultiert auch das Erfordernis einer Kosten-Nutzen-Analyse, die eine klare Vorgabe zur Kosteneffizienz bei sich anbietenden Lösungsalternativen macht.

Der Bundesgesetzgeber hat den Grundsatz der Kosteneffizienz eingeführt, um bei der Errichtung der Übertragungs- und Verteilernetze die Beachtung volkswirtschaftlicher Aspekte einzufordern. Im Hinblick auf die hohen Kosten des Netzausbaus dürfen Wirtschaftlichkeitsaspekte nicht aus den Augen verloren werden (Kment, Streitfragen der Erdverkabelung, S. 20 f, 53 f).

### 3. Fazit

Unter Beachtung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zielvorstellungen des Gesetzgebers und unter Berücksichtigung der Grundsätze für die Stromerzeugung und des Strommarktes in § 1a EnWG, insbesondere in Abs. 3 und Abs. 4 dieser Vorschrift, ist das Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber bei der Entwicklung der Entwürfe zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 und der Bundesnetzagentur bei der Bewertung derselben einer kritischen Würdigung zu unterziehen. Dabei ist zu beachten, dass mit den §§ 12 a - c EnWG vom Gesetzgeber ein Entwicklungs- und Prüfungssystem geschaffen worden ist, das sowohl für die ÜNB als auch für die Bundesnetzagentur verpflichtend ist. Im Folgenden ist daher zunächst die Einhaltung der Verfahrensvorschriften zu prüfen, danach ist zu untersuchen, ob die materiellrechtlichen Vorgaben insbesondere des Energiewirtschaftsgesetzes Beachtung gefunden haben.

## B. Rechtliche Bewertung

### I. Verfahrensrechtliche Rechtsverstöße

#### 1. Aufnahme der Maßnahme DC 20 in das Bundesbedarfsplangesetz 2021

Im Rahmen der Maßnahme DC 20 ist die Errichtung einer HGÜ-Verbindung zwischen Klein Rogahn und Isar mit 2 GW Nennleistung geplant, wie die Bundesnetzagentur auf den Seiten 121/122 der vorläufigen Prüfungsergebnisse angibt. Im nördlichen Abschnitt bis Landkreis Börde wird dafür ein Neubau in neuer Trasse erforderlich. Ab Landkreis Börde bis Isar könnte die Maßnahme in gleicher Trasse mit der Maßnahme DC 5 verlaufen.

Diese HGÜ-Verbindung Klein Rogahn - Landkreis Börde – Isar wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Angaben der Bundesnetzagentur erstmals im NEP 2019-2030 beantragt, dort allerdings nur im Langfristszenario B 2035. Untersucht wurde diese Maßnahme DC 20 lediglich als Alternative für das Projekt P 44. Diese Stromleitung wurde also von der Bundesnetzagentur nicht eigenständig geprüft und bestätigt. Sie hat das gesetzlich vorgesehene Prüfungsverfahren gar nicht durchlaufen.

Die Bundesnetzagentur gibt an, dass der Gesetzgeber das Vorhaben DC 20 Klein Rogahn - Isar ohne Prüfung durch die Bundesnetzagentur als **Vorhaben 5a** in das Bundesbedarfsplangesetz 2021 aufgenommen hat. Der geoffenbarte Vorgang führt zur Rechtswidrigkeit des Bundesbedarfsplangesetzes 2021, weil das vom Gesetzgeber vorgesehene Procedere nicht eingehalten worden ist. Die genannten gesetzlichen Vorschriften §§ 12a-c EnWG dienen dazu, die Richtigkeit der Entscheidungen des Deutschen Bundestags zu gewährleisten, geht man nicht davon aus, dass das Entscheidungsverfahren an sich schon dem Grunde nach verfassungswidrig ist (so aber Marcel Buus, Bedarfsplanung durch Gesetz – unter besondere Berücksichtigung der Netzbedarfsplanung nach dem EnWG, 2018, S. 358 ff).

Im Gesetzgebungsverfahren für das Bundesbedarfsplangesetz hat die Regierung eine Gewährleistungsverantwortung und muss dementsprechend dafür Sorge tragen, dass die verfassungsmäßigen Anforderungen an den Gesetzentwurf eingehalten werden. Wenn das Energiewirtschaftsgesetz also – wie in den §§ 12a – c EnWG – eine ordnungsgemäße Sachverhaltsermittlung voraussetzt, dann muss die Regierung im Rahmen ihrer Gewährleistungsverantwortung sicherstellen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Bedarfsermittlung methodisch zutreffend vornehmen. Gewährleistungsverantwortung bedeutet in diesem Fall aber nicht bloß die Vorgabe von inhaltlichen Determinanten für den Planungsvorgang, sondern auch die Kontrolle ihrer Einhaltung. Dies geschieht im EnWG durch die Bundesnetzagentur einmal im Hinblick auf den Szenariorahmen nach § 12a Abs. 3 EnWG und zum anderen für den Netzentwicklungsplan nach § 12c EnWG. Die Bundesnetzagentur hält auch dementsprechend Sachverstand, Kapazitäten und rechtliche Befugnisse vor, die Ordnungsgemäßheit der Sachverhaltsermittlung durch den Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen (ausführlich hierzu: Marcel Buus, Bedarfsplanung durch Gesetz, S. Punkt 359 f).

Gegen die Einbeziehung privater ÜNB in die Gesetzesvorbereitung ist solange nichts einzuwenden, als die staatlichen Entscheidungsträger eine autonome Entscheidung treffen und ihrer Gewährleistungsverantwortung nachkommen. Die Grenze ist auf jeden Fall erreicht, wenn die Kontrolle der Einhaltung von verfassungsrechtlichen Anforderungen an das Gesetzgebungsvorbereitungsverfahren ineffektiv oder nicht vorhanden ist. Im vorliegenden Fall ist unter allen Umständen davon auszugehen, dass die verfassungsrechtlichen Anforderungen an das Gesetzgebungsvorbereitungsverfahren nicht erfüllt sind. Das Verfahren wurde offensichtlich gar nicht durchgeführt. Damit steht fest, dass das Bundesbedarfsplangesetz 2021 verfassungswidrig ist.

Die Verfassungswidrigkeit des Gesetzes kann nicht allein durch die Wiederholung des Verfahrens gemäß den §§ 12a-c EnWG beseitigt werden. Zum einen liegt das daran, dass das Geltung beanspruchende Gesetz so

wie alle Beteiligten am Verfahren auch die Bundesnetzagentur bindet. Der Gesetzgeber müsste zuerst selbst tätig werden und die Entscheidung aufheben. Erst dann kann die Bundesnetzagentur das Verfahren gemäß §§ 12a-c EnWG wirksam durchführen.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Bemühungen der Bundesnetzagentur die HGÜ-Verbindung DC 20 im laufenden Verfahren zur Überprüfung der Entwürfe des Netzentwicklungsplans 2021-2035 abzurechnen sind, bis der Gesetzgeber die Maßnahme Vorhaben 5 a aus dem Bundesbedarfsplan durch Aufhebung des Bundesbedarfsplangesetzes streicht. Eine eigene Verwerfungskompetenz hat die Bundesnetzagentur für dieses Gesetz nicht.

**Um eine zeitnahe Mitteilung der Bundesnetzagentur, dass sie die Maßnahme DC 20 aus dem Verfahren genommen hat, wird gebeten.**

## 2. **Rechtswidrige Fortführung des Verfahrens für den Netzentwicklungsplan Strom für das Zieljahr 2035 ohne Berücksichtigung neuer rechtlicher Rahmenbedingungen**

### a) Neuerliche Regelungen und Rechtsprechung

Die Bundesnetzagentur weist in ihrer Vorbemerkung zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen richtigerweise darauf hin, dass am 24.6.2021 vom Bundestag eine Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) verabschiedet worden sei, dessen darin enthaltene Verschärfung des Emissionsminderungspfades „Einfluss auf den gesamten weiteren Verlauf der Energiewende“ haben würde. Auch die Rahmenbedingungen der zukünftigen Netzentwicklungsplanung würden sich hierdurch ändern. Dennoch beabsichtige die Bundesnetzagentur diese Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen erst im kommenden Netzentwicklungsprozess (also bis 2037) zu berücksichtigen. Begründet wird das wie folgt: Den laufenden Netzentwicklungsprozess wolle man nicht verzögern, es sei „von großer Bedeutung, möglichst schnell den Netzausbaubedarf auf Basis der bisherigen Annahmen zu bestätigen, um keine weiteren Verzögerungen bei dem Netzausbau zu riskieren ...“ (VP S. 3). Die Bundesnetzagentur geht vorab schon einmal davon aus, dass durch die neuen Entwicklungen zusätzlicher Netzausbaubedarf entstehen wird.

Den Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 24.3.2021, der weitgehende Anforderungen an den Klimaschutz formuliert, erwähnt die Bundesnetzagentur nicht. Auch die 2021 erfolgten Än-

derungen von EnWG und EEG seien nicht mehr zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur wolle an den Planungsgrundlagen im Szenariorahmen aus dem Zeitraum Ende 2019 bis Frühjahr 2020 festhalten, erklärt aber: „Der Bundesnetzagentur ist völlig klar, dass diese Annahmen dringend einer Aktualisierung und deutlich ambitionierteren Zieldaten bedürfen. Das folgt nicht nur aus dem geänderten Klimaschutzgesetz, den in 2021 erfolgten Änderungen von EnWG und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), sondern leider auch aus Anlass der jüngsten Katastrophen und manifesten Auswirkungen des Klimawandels. Ein Weiterarbeiten mit den in 2020 verbindlich festgelegten Zahlen, für den NEP 2021-2035 (und nur für diesen) ist dennoch sinnvoll: Die Findung neuer konkreter Zahlen und die neue Modellierung der sich daraus ergebenden Transportaufgaben würde eine Zeitverzögerung von ca. zwei Jahren für die Maßnahmen bedeuten, die sich schon heute bei noch deutlich moderateren Ausbauzielen für erneuerbare Energien (EE) als notwendig herausstellen. Diese zwei Jahre Zeitverzögerung kann sich Deutschland bei der Umgestaltung seines Energiesystems nicht mehr leisten“ (VP S. 16/17).

Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur verstößt gegen Art. 20 Abs. 3 GG. Die Behörde weigert sich, geltende Bundesgesetze, nämlich insbesondere das novellierte KSG, das neue EEG und das geänderte EnWG anzuwenden, obgleich diese für die Bundesnetzagentur als Bundesbehörde verpflichtend sind. Dies ist besonders kritikwürdig, weil die positiv bewerteten Netzentwicklungspläne Grundlage für die Regelungen des Bundesbedarfsplangesetzes sind. Die Folge ist, dass mit Vorlage der sich aus dem Prüfungsprozess der Bundesnetzagentur ergebende Netzentwicklungsplanung 2021-2035 der Bundesgesetzgeber veranlasst werden würde, ein verfassungswidriges Gesetz zu erlassen.

Für die Behörde mag es belastend sein, aufgrund der zwischenzeitlich eingetretenen neuen Gesetzeslage das Verfahren für einen Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035 auszusetzen, den Szenariorahmen den neuen rechtlichen und tatsächlichen Bedingungen anzupassen und dann den Übertragungsnetzbetreiberin aufzugeben, eine neue Netzentwicklungsplanung für den aktuellen Planungszeitraum 2021-2035 zur Prüfung vorzulegen. Dies ist aber der einzige Weg, um rechtmäßige Verhältnisse herzustellen.

Rechtlich unzulässig ist es, eine Netzentwicklungsplanung vorzulegen, die auf reinen Vermutungen beruht. So stellt es sich dar, wenn die Behörde ohne eine konkrete Prüfung insbesondere der weitreichenden Forderung des Bundesverfassungsgerichts im Klimabeschluss vom 24.3.2021 davon ausgeht, ein „Weiter so“ sei möglich, weil durch die verschärften Rahmenbedingungen doch alles auf ei-

nen zusätzlich entstehenden Netzausbaubedarf hinauslaufen würde. Auch die Problematik, dass das Bundesverfassungsgericht Klimaschutzziele schon für das Jahr 2030 formuliert und für sämtliche Lebensbereiche konkrete Anforderungen gestellt hat, lässt die Bundesnetzagentur außer Acht.

Dabei hätte die Bundesnetzagentur in Anbetracht der gravierenden rechtlichen Veränderungen allen Grund, den Szenariorahmen zu revidieren. Die Festsetzung des Szenariorahmens hat nur beschränkte Bindungswirkung gegenüber den ÜNB. Selbst wenn es sich um einen begünstigenden Verwaltungsakt handeln würde, stünde in der aktuellen Situation einer Revidierung des Szenariorahmens nichts entgegen.

Im Übrigen müsste Berücksichtigung finden, dass sich die rechtlichen Rahmenbedingungen schon vor länger als einem halben Jahr geändert haben. Die Bundesnetzagentur hat darauf gar nicht reagiert. Dies lässt den Eindruck entstehen, dass die Bundesnetzagentur die verbindlichen Vorgaben des Verfassungsrechts und des Energierechts, wie Sie zwischenzeitlich entstanden sind, unterlaufen möchte.

**Wir rügen die Fortführung des Verfahrens für den Netzentwicklungsplan Strom für das Zieljahr 2035 ohne Berücksichtigung der neuen rechtlichen Rahmenbedingungen durch den rechtlich verbindlichen Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 24.3.2021 und durch die Novelle des Klimaschutzgesetzes, des EEG und des EnWG und fordern die Bundesnetzagentur auf, das laufende Verfahren für eine Netzentwicklungsplanung 2021-2035 auszusetzen und erforderlichenfalls zu beenden.**

- b) Keine beschleunigte Fortsetzung des Irrwegs des bisherigen Netzausbaus - Jetzt auch noch unter bewusster Missachtung gesetzlicher Vorschriften und verfassungsrechtlicher Vorgaben

Es spricht vieles dafür, dass die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zum Klimaschutz zu einem grundlegenden Umdenken nicht nur im Hinblick auf die Regionalisierung und Marktmodellierung führen muss. Aus hiesiger Sicht erscheint es unvermeidbar, dass ein grundsätzliches Überdenken der Struktur des Stromnetzes stattfindet. Schon die bisherigen Ausbau-Konzepte für den Netzentwicklungsplanung der HGÜ-Leitungen konnten nicht innerhalb der geplanten Zeiträume umgesetzt werden. Die Erdkabel-Leitungen stießen – auch wegen der massiven Eingriffe in Natur und Landschaft – auf heftigen Widerstand in der Bevölkerung.

Das Erreichen der Klimaschutzziele bedeutet einen weitgehenden Umbau der Volkswirtschaft und kann nur gelingen, wenn die Akzeptanz breiter Teile der Bevölkerung und der Unternehmen für die erforderlichen Maßnahmen geschaffen werden können. Nach hieriger Einschätzung wird die nach dem bisherigen Ausbau-Konzept der Bundesnetzagentur nach dem Prinzip der „Kupferplatte“ erforderliche Vermehrung der Zahl der großen Stromtrassen um das Doppelte bis Dreifache den Widerstand noch einmal deutlich vermehren. Dies ergibt sich schon allein aus der flächenmäßig zunehmenden Inanspruchnahme von Grund und Boden sowie die erheblich zunehmenden Beeinträchtigungen von Fauna und Flora.

Ganz entscheidend ist bei all dem: Die zeitlichen Vorgaben des Bundesverfassungsgerichts sind so streng, dass die Fertigstellung der Übertragungsnetze zu spät käme, um den vorgezeichneten Zeitplan für zahlreiche erforderliche Maßnahmen im Energiesektor noch einzuhalten. Durch den Energieträgerwechseln zur direkten Stromanwendung steigt zwar einerseits die Effizienz der Energienutzung signifikant an, sodass sich der Primärenergieverbrauch in etwa halbieren wird. Andererseits steigt hierdurch der Strombedarf in Deutschland kontinuierlich an und soll sich von heute rund 600 TWh auf über 900 TWh erhöhen (vgl. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020), Klimaneutrales Deutschland, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität).

Nach dem beschlossenen Ausstieg aus Atomkraft und Kohlekraft werden die erneuerbaren Energien die Stromerzeugung zunehmend dominieren (bei gleichzeitigem Betrieb von klimaneutral betriebenen Kraftwerken zur Systemsicherheit). Der Strombedarf aus erneuerbaren Energien muss dabei nahezu vollständig aus inländischen Anlagen erzeugt werden. Dies bedeutet, dass sich die heutige installierte Leistung noch bis zum Jahr 2030 in etwa verdreifachen muss. Dieser Ausbau muss grundsätzlich flächendeckend erfolgen, wird sich jedoch überwiegend aus dem Zubau von Fotovoltaik und Windkraft ergeben und überwiegend in den ländlich geprägten Regionen stattfinden. Die Betroffenheit der Bürgerinnen und Bürger und auch der Kommunen vor Ort wird hierdurch deutlich ansteigen. Die Sicherstellung der Akzeptanz vor Ort bei den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern und Kommunen wird daher wesentlich für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und die Zubaugeschwindigkeit sein.

Der massive Einsatz der erneuerbaren Energien führt an sich schon zu einer Dezentralisierung der Energieversorgung und damit zu einer Veränderung der Netzstruktur. Die Energiewende entscheidet sich vor Ort. Dort investieren Millionen von Akteuren in die

Energiewende. Jenseits der urbanen Zentren findet zudem im Wesentlichen auch der Zubau von Infrastruktur (Fotovoltaik-Freiflächenanlagen, Windkraftanlagen, Stromnetze und Umspannwerke etc.) statt. Vor Ort muss auch die Akzeptanz der Menschen und der Kommunen dauerhaft gesichert werden.

c) Subsidiaritätsprinzip mit dem Ziel der Energiewende von unten

Es zeichnet sich ab, dass für eine erfolgreiche Energiewende eine Vielzahl von Akteuren (Bürger, Unternehmen, Kommunen) jeweils „vor Ort“ in dem engen verbleibenden Zeitfenster aktiv werden muss. Es wird immer deutlicher, dass das Prinzip der Subsidiarität mit dem Ziel einer dritten Ebene im kommunalen Bereich neben der internationalen und nationalen Ebene sich mit der erforderlichen Geschwindigkeit durchsetzen muss, um den Grundsätzen der BVerfG-Entscheidung Rechnung tragen zu können.

Ein subsidiär gedachtes System und eine hierzu passende systemorientierte Regulierung könnten helfen, die heutigen Hemmnisse zu beseitigen, eine neue unternehmerische Dynamik sowie Innovationen hervorzurufen, die Akteure vor Ort an der Energiewende (auch ökonomisch) teilhaben zu lassen. Dies sichert Akzeptanz, Wertschöpfung und Beschäftigung vor Ort dort, wo sich die Energiewende entscheidet.

Es ist schwer nachzuvollziehen, warum unsere Einwendungen gegen den ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzentwicklungsplanung 2021-2035 und gegen frühere Netzentwicklungsplanungen nicht Berücksichtigung gefunden haben. Ihnen lagen nämlich auch die Annahmen der von unserer Seite eingereichten Verfassungsbeschwerde (Klimaschutz) zugrunde, vor allem aber Überlegungen zur Umsetzung der Ziele einer verantwortbaren Energieversorgung als öffentlicher Daseinsvorsorge im Sinn des § 1 EnWG. Aus dem Folgenden wird ersichtlich, dass das vor der Bundesnetzagentur zugrunde gelegte Netzsystem in Anbetracht der geltenden rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit den gesetzlichen Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts nicht (mehr) in Einklang zu bringen sein wird.

## II. Rechtsverstöße gegen die Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes

### 1. Verstoß gegen die Prinzipien der Preisgünstigkeit und Verbraucherefreundlichkeit - Teurer Netzausbau statt kostengünstiger produktionsnaher Nutzung

- a) Der Netzausbau ist laut Bundesnetzagentur nicht wegen Stromdefiziten, sondern wegen Stromüberschüssen erforderlich

Bei einem momentanen **Stromüberschuss**<sup>1</sup> überschreitet die verfügbare Leistung die benötigte Leistung, bei einem momentanen **Stromdefizit** unterschreitet hingegen die verfügbare Leistung die benötigte Leistung. Sowohl Stromüberschüsse wie auch Stromdefizite müssen sofort ausgeglichen werden, sonst bricht die Stromversorgung zusammen. Bei der Stromversorgung kann also sowohl zu wenig als auch zu viel Strom das Gesamtsystem gefährden.

Das auf dem Netzentwicklungsplan beruhende Bundesbedarfsplangesetz gibt folgende Gründe für einen Netzausbaubedarf an<sup>2</sup>:

- *"Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen"*,
- *"Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union"*, also internationaler Stromhandel... ,
- *"Anschluss neuer Kraftwerke"*,
- *"Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz"*.

Gemäß Bundesnetzagentur erfordern nicht etwa **Stromdefizite** ('Dunkelflauten'), sondern vielmehr **Stromüberschüsse**<sup>3</sup> den geplanten Netzausbau: "Nach wie vor sind es Stunden hoher EE-Einspeisung, die maßgeblich netzausbaurelevant sind." <sup>4</sup> "Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins euro-

---

1 Ein momentaner Stromüberschuss ('Leistungsüberschuss') wird im Folgenden verkürzt als Stromüberschuss, ein momentanes Stromdefizit verkürzt als Stromdefizit bezeichnet.

2 § 1 Abs. (1) S. 1 BBPlG.

3 Siehe hierzu [Jarass/Jarass 2017, S. 66ff., Kap. 4.1.2].

4 [NEP 2019-2030/aT, S. 12].

päische Ausland ein." <sup>5</sup>

Regionale Leistungsüberschüsse werden schon derzeit in anderen deutschen Regionen verbraucht. Bei wachsendem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion resultieren immer häufiger gesamtdeutsche temporäre Leistungsüberschüsse, die derzeit – für sehr niedrige Preise – in benachbarte Länder exportiert werden, was zu immer größeren deutschen Stromexporten führt. Dieser Stromexport findet im Wesentlichen bei sehr hoher EE-Produktion statt. Dies bestätigt die Bundesnetzagentur: "Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Damit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen." <sup>6</sup>

Auch Dänemark und Schweden wollen ihren Leistungsüberschuss in immer stärkerem Maße nach Süden quer durch Deutschland exportieren in der Hoffnung, irgendwo weiter südlich Abnehmer zu finden.<sup>7</sup> Deshalb muss v.a. bei hoher Stromnachfrage diese Nachfrage nach Stromtransit<sup>8</sup> insbesondere von Skandinavien quer durch Deutschland nach Süden berücksichtigt werden. Zum Export dieser Leistungsüberschüsse wird vom Netzentwicklungsplan ein erheblicher Netzausbau als erforderlich erachtet, insbesondere auch, um die wachsenden EE-Leistungsüberschüsse aus Skandinavien und Norddeutschland über das deutsche Stromnetz nach Frankreich, Schweiz, Österreich und Tschechien exportieren zu können.

Ein Stromexport nach Süden wird allerdings sowohl für Deutschland wie auch für andere Länder zukünftig immer seltener möglich sein, da in den benachbarten Importländern ebenfalls die erneuerbare Stromproduktion ausgebaut wird und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der EE-Stromproduktion aller beteiligten Länder besteht. Deshalb ist hierfür ein Netzausbau nicht sinnvoll. Insoweit

---

<sup>5</sup> [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

<sup>6</sup> [NEP 2019-2030/B, S. 33].

<sup>7</sup> Hohe Nachfrage in Deutschland geht meist einher mit hoher Nachfrage in ganz Mitteleuropa, was sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern den Energiepreis anhebt. Bei viel erneuerbarem Strom und geringer Nachfrage ist deshalb die Netzauslastung deutlich geringer als bei viel erneuerbarem Strom und hoher Nachfrage, weil dann gleichzeitig auch noch Nord-Süd-Transite stattfinden.

<sup>8</sup> Künftig sollen an allen innereuropäischen Grenzen laut VO (EU) 2019/943 70% der dort bestehenden Leitungskapazität für den Stromhandel zwischen den Staaten zur Verfügung gestellt werden.

sind die Ausbaupläne der ÜNB in Frage zu stellen.

- b) Der Netzentwicklungsplan plant einen weiträumigen Netzausbau statt einer kostengünstigen produktionsnahen Nutzung

Durch den geplanten massiven Ausbau der Stromerzeugung aus den stark fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne resultieren immer häufiger momentane Stromüberschüsse.

Statt diese Stromüberschüsse produktionsnah zu nutzen, plant der Netzentwicklungsplan diese Stromüberschüsse weiträumig zu transportieren. Hierfür ist ein großer Netzausbau erforderlich. Der Netzentwicklungsplan sieht entsprechend allein bis 2030 Netzausbaukosten von 79 Mrd. € vor.

Der im Netzentwicklungsplan vorgesehene Netzausbau von Norden nach Süden ist ganz überwiegend für den Export dieser Stromüberschüsse erforderlich, wie kürzlich durchgeführte Untersuchungen belegen<sup>9</sup>.

Ohne Netzausbau nicht transportierbare Stromüberschüsse resultieren ausschließlich bei sehr hoher Stromerzeugung und deshalb sehr niedrigen Börsenstrompreisen. Der Netzentwicklungsplan will sicherstellen, dass nach der gesetzlich vorgesehenen Kappung von Einspeisespitzen<sup>10</sup> aus Onshore-Wind und Photovoltaik diese Stromüberschüsse auch tatsächlich transportiert werden können. Wenn nämlich diese Stromüberschüsse an der Strombörse verkauft werden, obwohl sie nicht zum Kunden transportiert werden können, werden dadurch hohe Kosten für den Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung (‘Redispatch’) zu Lasten der deutschen Stromverbraucher verursacht. Diese hohen Kosten können durch eine Erhöhung der verfügbaren Transportleistung, also durch Netzausbau eingespart werden. Dadurch wird im Netzentwicklungsplan die Notwendigkeit von neuen Nord-Süd-Leitungen begründet. Kostengünstigere und umweltfreundlichere Alternativen bleiben dabei unberücksichtigt, wie später erläutert wird.

---

<sup>9</sup> [Baumann/Jarass 2020]; [Jarass/Siebels 2021]; [Jarass/Siebels 2021a, v.a. Kap. 0: Zusammenfassung].

<sup>10</sup> § 11 Abs. 2 EnWG.

Der aktuelle Netzentwicklungsplan prognostiziert ab 2035 einen deutlichen Rückgang der deutschen Stromexporte nach Süden.<sup>11</sup> Dadurch werden zukünftig Nord-Süd-Leitungen weniger wichtig.

## 2. Verstoß gegen das Prinzip der sicheren Stromversorgung: Der Netzentwicklungsplan riskiert die sichere Stromversorgung Deutschlands

### a) Erhebliches Stromdefizit von gut einem Drittel der Jahreshöchstlast

Ab 2023 stehen keine deutschen Kernkraftwerke mehr zur Verfügung, allerspätestens ab 2038 sind alle deutschen Kohlekraftwerke stillgelegt. Es stehen dann laut Netzentwicklungsplan<sup>12</sup> im Jahr 2035 nur noch höchstens rund 56 GW gesichert zur Verfügung. Hinzu kommen rund 10 GW<sup>13</sup> Pumpspeicherkraftwerke, die allerdings höchstens für einige Stunden Stromdefizite ausgleichen können.

Für 2035 prognostiziert der Netzentwicklungsplan<sup>14</sup> installierte Leistungen von 118 GW für Photovoltaik, 87 GW für Wind onshore und 30 GW für Wind offshore, insgesamt also 235 GW. Bei Dunkelflaute wird nur sehr wenig erzeugt, weshalb Photovoltaik- und Windkraftwerke nur sehr geringe gesicherte Leistungen von höchstens 10 GW<sup>15</sup> zur Verfügung stellen können.

Im Netzentwicklungsplan wurde für das Jahr 2035 eine deutsche

---

11 [NEP 2021-2035/2, S. 96] im Vergleich zu [NEP 2019-2030/2, S. 97].

12 34,8 GW Erdgas; 1,8 GW Kuppelgas; 0,8 GW Öl; 1,7 Abfall; 0,3 sonstige konventionelle Kraftwerke [NEP 2021-2030/2, S. 45, Szenario B2035], insgesamt nur noch rund 39 GW konventionelle Kraftwerke, zudem 9 GW kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke, 8 GW Biomassekraftwerke sowie 6 GW Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, insgesamt 62 GW. Davon stehen wegen ungeplanter technischer Ausfälle und bei Laufwasserkraftwerken wegen Niedrigwasser höchstens rund 56 GW gesichert zur Verfügung.

13 6,8 GW in Deutschland, 2,2 GW in Österreich und 1,3 GW in Luxemburg [NEP 2021-2030/2, S. 45, mittleres Szenario B2035. Siehe hierzu auch [BNetzA 2020, S. 151ff.].

14 [NEP 2021-2030/2, S. 45, Abb. 11, Szenario B2035].

15 Windenergie 6% (bei Offshore-Windenergie etwas höher?), nahe 0% bei Photovoltaik [Paschotta 2021].

Jahreshöchstlast von maximal 106 GW prognostiziert.<sup>16</sup> Daraus resultiert ein Stromdefizit von bis zu 40 GW<sup>17</sup>, gut ein Drittel der Jahreshöchstlast.

Die Stromnachfrage kann laut Netzentwicklungsplan<sup>18</sup> durch Demand Side Management um bis zu 5 GW verringert werden. Das Stromangebot kann für einige Stunden durch Batteriespeicher um bis zu 18 GW und durch Pumpspeicher um bis zu 10 GW erhöht werden, wodurch für einige Stunden das maximale Stromdefizit um bis zu 33 GW auf bis zu 7 GW<sup>19</sup> verringert werden kann.<sup>20</sup>

Bei ganztägigen Flaute und bei bedecktem Himmel, was immer wieder vorkommt<sup>21</sup>, erzeugen Wind- und Photovoltaikkraftwerke fast nichts, die Pumpspeicher und Batteriespeicher sind dann leer und die Möglichkeiten des Demand Side Managements sind erschöpft. Es resultiert dann im Jahr 2035 das schon genannte Stromdefizit von bis zu 40 GW.

b) Neue Leitungen nutzen bei Dunkelflauten nichts

Wegen der beschlossenen schrittweisen Stilllegung aller Kohlekraftwerke (wegen der BVerfG-Entscheidung neuerdings wohl schon 2030) wird es immer häufiger drohende **Stromdefizite** geben, weil die EE-Kraftwerke bei bestimmten Wetterlagen manchmal über Tage nur wenig Strom produzieren ('Dunkelflauten').<sup>22</sup>

Wenn im Zuge einer europäischen Energiewende („Green Deal“) auch im benachbarten Ausland fossile Kraftwerke durch Wind- und Solarkraftwerke ersetzt werden, so werden auch dort die

- 
- 16 [NEP 2021-2030/2, S. 45, Szenario B2035, Band des Stromverbrauchs (ungleichzeitig)].
- 17 40 GW = 106 GW maximale Jahreshöchstlast – 56 GW gesicherte konventionelle Leistung – 10 GW gesicherte Leistung von PV- und Windkraftwerken.
- 18 [NEP 2021-2030/2, S. 25, Szenario B2035, Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilität].
- 19 Ein Stromdefizit von bis zu 7 GW wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nicht erst für 2035, sondern bereits für das Jahr 2022 erwartet. [ÜNB 2020, S. 3].
- 20 Zur mangelnden Versorgungssicherheit siehe auch [BRH 2021, S. 12ff., Kap. 4.2, insbesondere auch S. 18].
- 21 [Jarass/Jarass 2017, S. 25ff., Kap. 2].
- 22 Siehe z.B. [Brakelmann/Jarass 2019, S. 32, Abb. 1.8].

gesicherten Leistungen bei Dunkelflauten knapp.<sup>23</sup> Europaweite Dunkelflauten können sich über Wochen auf ganz Kontinentaleuropa erstrecken<sup>24</sup>, die dann zu europaweiten Stromengpässen führen könnten.

Zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung bei deutschlandweiten Dunkelflauten nutzen zusätzliche Leitungen also nichts. Vielmehr sind hierfür schnell regelbare und verbrauchsnahe Reservekraftwerke erforderlich, insbesondere neue Gaskraftwerke in Süddeutschland: *"Wir wollen den Bau von zusätzlichen, regionalen Gaskraftwerken in Bayern anstoßen, um die Versorgungssicherheit nach dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke und dem Kohleausstieg zu gewährleisten"*<sup>25</sup>, so das Bayerische Aktionsprogramm Energie. Wenn man allerdings – im Gegensatz zu den bayerischen Forderungen – die Reservekraftwerke nicht verbrauchsnahe, sondern verbrauchsfern installieren möchte, könnte hierfür unnötigerweise ein Netzausbau erforderlich sein.

Für regionale Dunkelflauten, z.B. in Süddeutschland, kann das bereits sehr gut ausgebaute Übertragungsnetz von Norden nach Süden genutzt werden. Nach der schrittweisen Stilllegung der Kohlekraftwerke kann allerdings für die Überbrückung von deutschlandweiten Dunkelflauten die Differenz an gesicherter Leistung nicht mehr durch west- und ostdeutsche Kohlekraftwerke sichergestellt werden, sondern es sind hierfür verbrauchsnahe Reservekraftwerke in Süddeutschland erforderlich.

- c) Erheblicher Zubau von Reservekraftwerken erforderlich
  - aa) Weiterbetrieb von Kern- und Kohlekraftwerken ist keine sinnvolle Lösung

Aus der sehr berechtigten Sorge um eine gesicherte deutsche Stromversorgung wird manchmal vorgeschlagen, doch besser Kern- und Kohlekraftwerke vorläufig weiter zu betreiben, bis ausreichend viele neue Reservekraftwerke am Netz

---

<sup>23</sup> [Dunkelflaute 2017, S. 18].

<sup>24</sup> [Dunkelflaute 2017, S. 10].

<sup>25</sup> [BayWiMi 2019a, S. 22/23].

sind.<sup>26</sup> Kern- und Kohlekraftwerke haben aber aus technischen Gründen lange Anfahrzeiten und einen nur begrenzten Regelbereich<sup>27</sup> und sind damit als Komplement für die stark fluktuierenden und schwer zu prognostizierenden erneuerbaren Energien nicht gut geeignet. Zudem bedingt der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken zusätzliche nukleare Abfälle, der Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken massive CO<sub>2</sub>-Emissionen, was beides vermieden werden muss.

bb) Zubau von bis zu 40 GW Reservekraftwerken erforderlich

Vielmehr werden zu den stark fluktuierenden erneuerbaren Energien kompatible, also schnell anfahrbare und gut regelbare Reservekraftwerke benötigt.<sup>28</sup> Das sind nach derzeitig verfügbarer Technologie Gasturbinenkraftwerke<sup>29</sup>, die langfristig CO<sub>2</sub>-neutral mit grünem Gas betrieben werden, zukünftig in wachsendem Umfang Batteriespeicher.

Zur Aufrechterhaltung einer deutschen importunabhängigen Versorgungssicherheit bei bundesweiten Dunkelflauten ist deshalb ein erheblicher Zubau von verbrauchsnahe installierten Reservekraftwerken im Umfang von bis zu 40 GW erforderlich, ergänzt durch eine starke Flexibilisierung des Stromverbrauchs.

cc) Verringerung des erforderlichen Netzausbaus durch zusätzliche Reservekraftwerke

Der in Deutschland erforderliche Netzausbau könnte drastisch verringert werden, wenn bei Störung einer Leitung verbrauchsnahe Reservekraftwerke einspringen könnten. Dadurch könnte insbesondere auch ein für Importe von seltenen Defizitspitzen erforderlicher Zubau von grenzüberschreitenden Leitungen verringert werden.

---

<sup>26</sup> [Paulitz 2020, S. 171].

<sup>27</sup> [Jarass/Jarass 2017, S. 45ff., Tab. 3.1].

<sup>28</sup> Der Aufbau entsprechender Reservekapazitäten erfordert die Schaffung eines Kapazitätsmarkts, siehe z.B. [Ockenfels 2021].

<sup>29</sup> Dabei spielt der geringe Wirkungsgrad von offenen Gasturbinen wegen der seltenen Einsatzerfordernisse keine große Rolle.

- d) Der Netzentwicklungsplan riskiert die Stromversorgung Deutschlands

Bei den im Netzentwicklungsplan berücksichtigten Knappheitssituationen bleiben *"systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, extreme Wettersituationen oder Gasknappheit"*<sup>30</sup> unberücksichtigt. Mittlerweile sind aber insbesondere extreme Wettersituationen nicht mehr die Ausnahme, sondern werden mehr und mehr zur Regel, sodass eine Berücksichtigung bei der Netzausbauplanung zwingend erforderlich ist.

- aa) Deckung der Stromdefizite durch ungesicherte Importe ist riskant

Für den Netzentwicklungsplan hat die Bundesnetzagentur bis 2035 eine Halbierung der konventionellen Kraftwerke mit gesicherter Leistung festgelegt, obwohl nach ihren eigenen Angaben durch die geplante zusätzliche Stromnutzung, z.B. im Wärmebereich (Wärmepumpen) und im Verkehrsbereich (Elektroautos), mit einer massiven Erhöhung des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast zu rechnen ist.<sup>31</sup> Damit ist ein riesiges Defizit an gesicherter Leistung vorprogrammiert.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erwarten bereits für 2022 ein Stromdefizit von 7 GW<sup>32</sup>. Es bleibt abzuwarten, welches Defizit an gesicherter Leistung der Ende Oktober 2021 von der Bundesnetzagentur vorzulegende Bericht zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität<sup>33</sup> abschätzt und welche Maßnahmen zur Behebung dieses Defizits vorgeschlagen werden.

Das erhebliche inländische Stromdefizit soll laut Netzentwicklungsplan durch Importe aus dem Ausland abgedeckt werden, wofür ein massiver Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen geplant ist. Im Netzentwicklungsplan werden

---

<sup>30</sup> [NEP 2021-2030/2, S. 89].

<sup>31</sup> [NEP 2021-2035/S, S. 4].

<sup>32</sup> [ÜNB 2020, S. 3].

<sup>33</sup> Gemäß § 63 Abs. 2 EnWG ist der nächste *"Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität"* von der Bundesnetzagentur zum 31. Oktober 2021 vorzulegen.

aber größere gesicherte Importleistungen nicht erwähnt.

Es stellt sich die Frage, woher diese gesicherten Importleistungen kommen sollen. In den Nachbarländern sollen vielmehr z.B. mit dem in Belgien bis 2025<sup>34</sup> vorgesehenen Ausstieg aus der Kernenergie und in den Niederlanden bis 2030<sup>35</sup> vorgesehenen Ausstieg aus der Kohleverstromung viele unabhängig von Sonne und Wind einsetzbare Kraftwerke stillgelegt werden. Bei Stromknappheiten an kalten Wintertagen werden die deutschen Nachbarländer zuerst die eigene Versorgung sicherstellen, statt deutsche Stromdefizite auszugleichen. Deshalb kann der geplante Netzausbau in Situationen mit einem hohen deutschen Stromdefizit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten, weil neue Leitungen nutzlos sind, wenn am anderen Ende niemand einspeist.

Für die Abdeckung dieses Defizits sind zwingend verbrauchsnahe Reservekraftwerke erforderlich. Der erforderliche Netzausbau könnte dann deutlich verringert werden, weil bei Störungen im Übertragungsnetz die verbrauchsnahe Reservekraftwerke einspringen könnten. Statt verbrauchsnahe Reservekraftwerke zuzubauen will also der Netzentwicklungsplan erhebliche Stromdefizite durch ungesicherte Stromimporte decken. Im Widerspruch zu der im Energiewirtschaftsgesetz geforderten hohen Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung werden dadurch großräumige Stromknappheiten und Stromausfälle riskiert. Damit wird nicht nur die deutsche Wirtschaft gefährdet, sondern es werden auch Gesundheit und Leben von uns allen bedroht.<sup>36</sup>

bb) Der im Netzentwicklungsplan geplante großräumige Stromtransport ist gefährlich

Im Jahr 2030 ergibt sich im Netzentwicklungsplan ein erheblicher Bedarf der Energieübertragung von Nordost nach Südwest. Z.B. ergibt sich an der mittleren Schnittlinie durch Deutschland (nördliche Grenzen von Thüringen, Hessen und

---

<sup>34</sup> Nuclear Power in Belgium. World Nuclear Association, London. Updated January 2021.

<sup>35</sup> Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Europe Beyond Coal. Status January 2021.

<sup>36</sup> wie in dem Technik-Thriller Blackout von Marc Elsberg sehr anschaulich geschildert wird; Siehe hierzu auch [Jarass 2021] und [Jarass/Siebels 2021b].

Ruhrgebiet) bei Starkwind eine erforderliche Transportleistung von bis zu 42 GW<sup>37</sup>, weil im Netzentwicklungsplan diese Leistungsüberschüsse nicht produktionsnah genutzt, sondern weiträumig abtransportiert werden sollen. Ein derartiger großräumiger Stromtransport zwischen Netzregionen mit Stromdefizit und mit Stromüberschuss ist bisher in Europa noch nicht erprobt worden.

Mit wachsenden großräumigen Transiten wachsen die Gefahren von dynamischen Netzzusammenbrüchen überproportional.<sup>38</sup> Allein die Unterbrechung von Leistungstransporten mit weniger als 10 GW hat bereits mehrfach zu europaweiten Auswirkungen geführt (Italien 2003, Deutschland 2006, Kroatien 2021<sup>39</sup>). Sollte der System-Split an der kritischen Stelle auftreten, ist zu erwarten, dass die geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen mit 12 GW Leistung nicht wegen Überlastung auslösen und damit die asynchronen Teilnetze weiter verbinden können. Damit wäre die verbleibende maximale Überschuss- und Defizitleistung zwar um die im Beispielfall installierten 12 GW geringer, aber mit bis zu 30 GW immer noch um einen Faktor 10 größer als der derzeitige Auslegungswert von 3 GW<sup>40</sup> zur Absicherung von Kraftwerksausfällen. Bisher wurden keine Maßnahmen definiert, mit denen bei einem Verlust von bis zu 30 GW Bezugsleistung aus dem Nordosten Deutschlands der verbleibende Teil Europas vor einem Blackout bewahrt werden könnte. Eine Möglichkeit zur Gefahrenabwehr könnte der Bau von Reservekraftwerken in Kombination mit sehr schnell reagierenden Batteriespeichern<sup>41</sup> in Regionen mit potenziellem Stromdefizit sein. Derartige geeignete Maßnahmen sieht der Netzentwicklungsplan aber leider nicht vor.

---

37 [Jarass/Siebels 2021a, S. 39, Kap. 3.3.6].

38 [EWI 2019].

39 [ENTSOE 2021].

40 [Netzplanung 2020, S. 36, Kap. 5.7].

41 Erste derartige Netzbooster sind im aktuellen Netzentwicklungsplan vorgesehen [NEP 2021-2035/vP, S. 88], aber zusätzliche Reservekraftwerke nur in viel zu geringem Umfang.

cc) Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich

Im Widerspruch zu der im deutschen Energiewirtschaftsgesetz geforderten hohen Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung riskiert der Netzentwicklungsplan großräumige Stromknappheiten und Stromausfälle. Das vom Netzentwicklungsplan erwartete erhebliche inländische Stromdefizit soll laut Netzentwicklungsplan durch Importe aus dem Ausland abgedeckt werden, wofür ein massiver Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen geplant ist. Im Netzentwicklungsplan werden aber größere gesicherte Importleistungen nicht erwähnt.

Es macht keinen Sinn, einen Netzentwicklungsplan vorzulegen mit erheblichen Defiziten an gesicherter Leistung in der Hoffnung, dass auftretende Defizite im Regelfall schon irgendwie durch Importe abgedeckt werden können. Es bleibt abzuwarten, welches Defizit an gesicherter Leistung der Ende Oktober 2021 von der Bundesnetzagentur vorzulegende Bericht zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität<sup>42</sup> abschätzt und welche Maßnahmen zur Behebung dieses Defizits vorgeschlagen werden. **Darauf aufbauend ist der Netzentwicklungsplan dann grundlegend neu zu berechnen.**

**3. Verstoß gegen das Gebot der effizienten Versorgung: Keine Berücksichtigung von kostengünstigeren Alternativen und der verbraucherfreundlichen Energieversorgung**

- a) Der Netzentwicklungsplan lässt die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksichtigt

Neue Stromverbindungsleitungen dürfen laut EU-Verordnungen<sup>43</sup> nur dann gebaut werden, wenn nachweislich der aus dem Netzausbau resultierende Nutzen die Kosten des Netzausbaus über-

---

<sup>42</sup> Gemäß § 63 Abs. 2 EnWG ist der nächste "Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität" von der Bundesnetzagentur zum 31. Oktober 2021 vorzulegen.

<sup>43</sup> EU-Verordnung 2018/199, EU-Verordnung 2019/94 [Jarass/Siebels 2021a, S. 26ff., Kap. 2].

steigt.<sup>44</sup> Es ist also eine Kosten-Nutzen-Untersuchung durchzuführen. Wie schon dargestellt, ergibt sich dies auch aufgrund bundesdeutscher Regelungen, die eine KNU verlangen, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu gewährleisten. Auch die Gebote der Preisgünstigkeit und der Kosteneffizienz des § 1 Abs. 1 EnWG verlangt eine solche Kosten-Nutzen-Analyse.

Das Bundeswirtschaftsministerium konnte auf Nachfrage keine Leitung nennen, für die im Netzentwicklungsplan der Nutzen in Bezug zu den Investitionskosten der Leitungen gesetzt wurde. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln nämlich keinen Nutzen von neuen Stromleitungen, sondern bestimmen die Notwendigkeit von neuen Stromleitungen auf der Basis einer schrittweisen Bedarfsprüfung<sup>45</sup>: Sie prüfen, ob der zukünftig zu erwartende Stromtransportbedarf durch das bestehende Stromnetz gedeckt werden kann. Falls nicht, wird eine neue Stromleitung geplant. Allein weil diese neue Stromleitung technisch geeignet ist, die errechneten Spitzenleistungen des Transports von Strom aus erneuerbaren Energien abzudecken, wird sie im Netzentwicklungsplan als erforderlich ausgewiesen und anschließend von der Bundesnetzagentur als wirksam und erforderlich bestätigt.

Der deutsche Netzentwicklungsplan macht weder Angaben zum Nutzen noch zu den Kosten einer angeblich zwingend erforderlichen neuen Leitung. Die Aufnahme einer Leitung in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan<sup>46</sup>, weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf eines Netzausbaus ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist.

Im Netzentwicklungsplan wird explizit bestätigt, dass bisher für keine der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt worden sind.<sup>47</sup> Auch zukünftig sollen

---

44 [Jarass/Siebels 2021a, S. 31ff., Kap. 3.1].

45 "*internal redispatch methodology*" [ENTSOE 2021c, Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12]. Zu den Möglichkeiten einer Gesamtoptimierung von Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten statt des im deutschen Netzentwicklungsplans Strom angewandten Prinzips 'Netz folgt Last' siehe [N-ERGIE 2016, S. 16].

46 § 12e EnWG.

47 [NEP 2021-2035/1, S. 133].

mit Ausnahme von einigen Interkonnektoren<sup>48</sup> keine Kosten-Nutzen-Analysen gemacht werden, sondern die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte *"wie bisher anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert"*<sup>49</sup> werden.

Auch in zukünftigen deutschen Netzentwicklungsplänen sollen also fast<sup>50</sup> alle Projekte ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse realisiert werden.

Es fehlen die von den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen, der Netzentwicklungsplan lässt also die Kosten des Netzausbaus bei der Optimierung seiner Netzausbauplanung völlig unberücksichtigt<sup>51</sup>, was zu einem überdimensionierten Netzausbau und unnötig erhöhten Gesamtkosten der Stromversorgung führt.

Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau bleiben deshalb im Netzentwicklungsplan systematisch unberücksichtigt, insbesondere wird dadurch eine verbrauchsnahe Stromerzeugung benachteiligt.

b) Bundesnetzagentur will keine Kosten-Nutzen-Analysen

Die Bundesnetzagentur hat erstmalig auf die seit Jahren erhobene Forderung für Kosten-Nutzen-Analysen reagiert<sup>52</sup>, und zwar in der vorläufigen Bestätigung auf insgesamt 6 Seiten:

- Laut Bundesnetzagentur ist der Nutzen einer Netzausbaumaßnahme kaum zu bestimmen<sup>53</sup>. Dies steht im Widerspruch zu den Berechnungen des Verbands der europäischen Übertra-

---

48 Nur für Interkonnektoren, die noch nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden und noch nicht im Bundesbedarfsplan enthalten sind, sollen laut Netzentwicklungsplan Kosten-Nutzen-Analysen erstellt werden [NEP 2021-2035/1, S. 133]. Deren Ergebnisse wurden in [NEP 2021-2035/2] veröffentlicht.

49 [NEP 2021-2035/1, S. 133].

50 Mit Ausnahme einiger neu geplanter grenzüberschreitender Leitungen, sog. Interkonnektoren.

51 [NEP 2021-2035/vP, S. 45ff.].

52 [NEP 2021-2035/vP, S. 45-53].

53 [NEP 2021-2035/vP, S. 47].

gungsnetzbetreiber ENTSO-E<sup>54</sup>, die für jedes einzelne europäische Stromnetzprojekt eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse durchführt und veröffentlicht.<sup>55</sup>

- Die Bundesnetzagentur schreibt: *"Eine Maßnahme gleicht einem Baustein im Gesamtsystem, der möglicherweise entfernt werden kann, wohingegen das Entfernen mehrerer Bausteine zum Zusammenbruch des Systems führt. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse einzelner Maßnahmen im NEP kann die genannten Zusammenhänge nicht umfassend genug abbilden."*<sup>56</sup> Das ist völlig richtig, aber das spricht doch für eine Kosten-Nutzen-Analyse jeder Maßnahme des Netzausbaus, um so den kostenoptimalen Mix der erforderlichen *"Bausteine"* bestimmen zu können. Zudem werden im Gegensatz zu diesen Ausführungen im Netzentwicklungsplan für bestimmte Interkonnektoren Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt, worauf der Netzentwicklungsplan explizit hinweist<sup>57</sup>.
- Die Bundesnetzagentur schreibt weiter: *"Zudem zeigt sich, dass der Verzicht auf Netzausbau ... letztlich in keinem vernünftigen Verhältnis stünde. Die Energiewende ohne Netzausbau ist kaum sinnvoll zu erreichen."*<sup>58</sup>. Es geht nicht um einen generellen Verzicht auf den Netzausbau, sondern um die schrittweise Prüfung des Umfangs eines erforderlichen Netzausbaus. Wie will die Bundesnetzagentur das volkswirtschaftliche Optimum des Netzausbaus abschätzen ohne Kosten-Nutzen-Analysen?

Die Übertragungsnetzbetreiber argumentieren mit den angeblich hohen Kosten einer Kosten-Nutzen-Analyse: *"Wegen des mit der Kosten-Nutzen-Analyse verbundenen erheblichen Aufwands ist eine solche Analyse nur für die o. g. Interkonnektoren vorgesehen, die noch nicht von der BNetzA bestätigt wurden und noch nicht im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind."*<sup>59</sup> D.h., die Übertragungsnetzbetreiber nehmen die enormen Kosten des Netzausbaus in

---

54 European association for the cooperation of transmission system operators for electricity – ENTSO-E.

55 [ENTSOE 2021c].

56 [NEP 2021-2035/2, S. 48].

57 [NEP 2021-2035/2, S. 48].

58 [NEP 2021-2035/vP, S. 47].

59 [NEP 2021-2035/1, S. 133].

Kauf ohne zu wissen, ob dessen Nutzen seine Kosten übersteigt. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist das eine durchaus sinnvolle Strategie, da sie so den Netzausbau bei hohen staatlich garantierten Renditen maximieren können. Diese Strategie geht aber zu Lasten der Stromverbraucher, die diesen unnötigen Netzausbau durch überhöhte Strompreise bezahlen müssen, ein offensichtlicher Verstoß auch gegen das Gebot der Verbraucherefreundlichkeit.

c) Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau

Es gibt eine große Zahl von kostengünstigen Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung. Nicht transportierbare Energie kann durch kostengünstige Maßnahmen statt Netzausbau für die Energiewende genutzt werden. Z.B. kann küstennahe Gaserzeugung Leistungsspitzen nutzen, mit gegenüber einem Netzausbau deutlich niedrigeren Investitionskosten. So ist beispielsweise durch Bau einer küstennahen Elektrolyseanlage (Kosten max. 4 Mrd. €) mit derselben installierten Leistung von 4 GW die geplante Gleichstromautobahn SuedLink (Kosten 10 Mrd. €) nicht mehr erforderlich und es können so mindestens 6 Mrd. € Kosten zugunsten der deutschen Stromverbraucher eingespart werden.<sup>60</sup>

Alternativ kann durch seltene Einschränkungen der Stromimporte aus Skandinavien nach Schleswig-Holstein die maximal benötigte Transportleistung und damit der Netzausbau so deutlich reduziert werden, dass z.B. der SuedLink nicht mehr erforderlich ist. Hierfür muss die jährliche Energiemenge der Stromimporte aus Skandinavien nur um weniger als 1% reduziert werden. Diese Begrenzung der Stromimporte aus Skandinavien nach Schleswig-Holstein steht nicht im Widerspruch zur EU-Verordnung 2019/943.<sup>61</sup>

Der im Netzentwicklungsplan vorgesehene großräumige Leistungstransport von bis zu 42 GW gefährdet - wie schon dargestellt - die Versorgungssicherheit. Schon die Unterbrechung von Leistungstransporten mit weniger als 10 GW hat erst kürzlich zu europaweiten Auswirkungen geführt.

Entsprechend fordert der BUND für Umwelt und Naturschutz

---

<sup>60</sup> [Jarass/Siebels 2021a, Kap. 3.2.2].

<sup>61</sup> [Jarass/Siebels 2021a, Kap. 3.3.2].

Deutschland (BUND)<sup>62</sup> einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung mit einer Verlagerung der Stromerzeugung von Windenergie offshore in Richtung auf Windenergie onshore und hierbei verstärkt in den Süden Deutschlands. Energie aus Strom aus Offshore Windenergie sollte verstärkt mittels Umwandlung in Gas (Wasserstoff, Methan) genutzt und transportiert werden. Das Strommarktmodell des Netzentwicklungsplans sei grundlegend zu verändern in Richtung Zelluläres Energiesystem<sup>63</sup>, Minderung von Netzengpässen<sup>64</sup> und für Kombikraftwerke aus Wind/Sonne und Speichern.

d) Systematische Benachteiligung verbrauchsnahe Stromerzeugung

aa) Die Vorteile verbrauchsnahe Stromerzeugung bleiben im Netzentwicklungsplan systematisch unberücksichtigt

Grundsätzlich reduziert eine verstärkte Stromproduktion durch Energiequellen vor Ort den erforderlichen überregionalen Netzausbau, da dann z.B. der Bau von verbrauchsfernen Offshore-Windkraftwerken reduziert werden kann und lange Stromleitungen in den Süden nicht erforderlich sind. Deshalb ist für eine verbrauchsnahe Stromversorgung und Sektorkopplung die Kombination aus Nachfragemanagement und Stromspeichern<sup>65</sup> von besonderer Bedeutung, wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem<sup>66</sup> sichergestellt wird.

Laut Netzentwicklungsplan können dezentrale Ansätze *"durch das bestehende Marktdesign nicht abgebildet werden. Dass der Gesetzgeber plant, das derzeitige Marktdesign in einem derartigen Umfang zu ändern, ist nicht absehbar."*<sup>67</sup> Im Klartext: Wegen des im Netzentwicklungsplan verwendeten Marktdesigns, das nur die Kosten der Erzeugung mini-

---

62 [Neumann 2021].

63 [VDE 2019].

64 Projekt ESYS der acatech [acatech 2021].

65 Siehe [Sternier/Stadler 2017].

66 Vgl. [Jarass/Jarass 2017, S. 64, Abb. 3.5].

67 [NEP 2021-2035/vP, S. 52].

miert ohne Berücksichtigung der daraus resultierenden Netzausbaukosten, bleibt die Verringerung des erforderlichen Netzausbaus durch eine verbrauchsnahe Erzeugung systematisch unberücksichtigt, wodurch ein überhöhter Netzausbau und eine verringerte verbrauchsnahe Stromerzeugung resultiert<sup>68</sup>. Das bedeutet, dass die Bundesnetzagentur ihren Verstoß gegen die Grundsätze der Preiswürdigkeit, Kosteneffizienz und Verbraucherfreundlichkeit der Energieversorgung mit einer Unfähigkeit, das Marktdesign zu ändern, begründen möchte. Eine unglaubliche, wahrlich groteske „Argumentation“, die auf das Motto hinausläuft: „Weil wir das nicht wollen, machen wir es nicht, auch wenn wir gesetzlich verpflichtet sein sollten“.

bb) Großes Potenzial verbrauchsnahe Stromerzeugung zur Verringerung des Netzausbaus

Durch lokale Kraftwerke mit gekoppelter Strom- und Wärme-Produktion wird nicht nur der Energieverbrauch deutlich reduziert, sondern auch der benötigte Netzausbau. Dies gilt insbesondere, wenn der Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke von wärmegeführt auf stromgeführt umgestellt werden kann, z.B. durch Vergrößerung der Wärmespeicher. Damit wird zu Zeiten von Leistungsüberschüssen die Stromproduktion zurückgefahren und der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt, zu Zeiten von Stromknappheit wird die Stromproduktion hochgefahren und überschüssige Wärme in den Wärmespeicher eingespeichert. Auf dem Weg zum dekarbonisierten Energiesystem muss schrittweise grünes Gas eingesetzt werden.

Nordbayerische Stromverteilungsunternehmen haben berechnet, dass sie bis 2030 alleine im Stromverteilnetz zusätzlich einen hohen dreistelligen Millionenbetrag investieren müssen, um die für Süddeutschland charakteristische mittägliche Photovoltaik-Erzeugungsspitze über das Stromnetz abtransportieren zu können. Dies erfolgt an rund 50...60 Tagen des Jahres während 5...6 Stunden. D.h. diese zusätzlichen Investitionen sind im Wesentlichen erforderlich, um für rund 4% des Jahres Strom zu transportieren, weil intelligentere und zukunftsorientiertere Alternativen hierzu – wie etwa die Integration von Speichern und regionalen Elektrolyseuren in das Energiesystem und deren netzentlastender Einsatz – in

---

68 [NEP 2021-2035/vP, S. 84, S. 86].

den Netzentwicklungsplänen beharrlich ausgeblendet werden.<sup>69</sup>

#### **4. Verstoß gegen das Gebot der umweltverträglichen Versorgung - Neues Klimaschutzgesetz erfordert Umdenken beim Netzausbau**

Nach dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 29. April 2021 und mit Blick auf das neue europäische Klimaziel 2030 hat die Bundesregierung am 12. Mai 2021 das geänderte Klimaschutzgesetz 2021 vorgelegt. Der Bundestag hat die Klimaschutznovelle am 24. Juni 2021 beschlossen. Sie hat am 25. Juni 2021 auch den Bundesrat passiert. Die Gesetzesnovelle ist am 31. August 2021 in Kraft getreten.

Für das Jahr 2040 gilt ein Minderungsziel von mindestens 88%. Auf dem Weg dorthin sieht das Gesetz in den 2030er Jahren konkrete jährliche Minderungsziele vor. Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland Treibhausgasneutralität erreichen: Es muss dann also ein Gleichgewicht zwischen Treibhausgas-Emissionen und deren Abbau herrschen. Nach dem Jahr 2050 strebt die Bundesregierung negative Emissionen an. Dann soll Deutschland mehr Treibhausgase in natürlichen Senken einbinden, als es ausstößt.<sup>70</sup>

Das Klimaschutzgesetz wird zu einem sehr viel stärkeren Zubau an erneuerbaren Energien führen als im Netzentwicklungsplan vorgesehen und damit zu häufigeren und höheren momentanen Stromüberschüssen. Zudem ist für eine Treibhausgasneutralität die Produktion einer großen Menge an Wasserstoff zur Nutzung v.a. auch in der Industrie erforderlich.

Deshalb können zukünftig in wachsendem Umfang erneuerbare Stromüberschüsse zur Erzeugung von Wasserstoff nahe der erneuerbaren Erzeugung genutzt werden. Dies sieht das Szenario in Verkennung der aktuellen Handlungsnotwendigkeiten erst für den Netzentwicklungsplan 2045 vor.<sup>71</sup>

Erneuerbare Stromüberschüsse werden dann also nicht mehr weiträumig abtransportiert, wodurch der erforderliche Netzausbau deutlich verringert werden wird. Diese Möglichkeiten sind schon heute ins Auge zu fassen. Damit kann folglich der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 keinen Bestand haben.

---

69 [Hasler/Kleedörfer 2020].

70 [Klimaschutzgesetz 2021].

71 Digitaler Schulterblick „Szenariorahmen-Entwurf zum nächsten Netzentwicklungsplan“. Video-Konferenz der Übertragungsnetzbetreiber am 30. September 2021.

## C. Schlussfolgerungen

Der vorgelegte Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 (NEP) hält einer Überprüfung unter energiewirtschaftlichen und rechtlichen Gesichtspunkten nicht stand.

In unzulässiger Weise blendet die Bundesnetzagentur bei der Bewertung des NEP die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zum Klimaschutz vom 24.3.2021 völlig aus und verkennt, dass das Gericht zu einem frühen Zeitpunkt transparente Maßgaben für eine Umgestaltung der Sektoren, insbesondere auch der Energieversorgung durch Strom, verlangt, um das Ziel der Klimaneutralität rechtzeitig zu erreichen. Schon deswegen kann es nicht angehen, dass die Bundesnetzagentur von den Übertragungsnetzbetreibern eine Revision des vorgelegten NEP nicht verlangt, weil dies mitten in einem Zulassungsverfahren nicht opportun erscheint.

Dass auch die Novellen des Klimaschutzgesetzes 2021, des EEG und des EnWG keine Berücksichtigung gefunden haben, stellt einen Verstoß gegen das Rechtsstaatsprinzip dar: die Bundesnetzagentur weigert sich aktuell geltende Gesetzesvorschriften anzuwenden und wendet Prüfungsmaßstäbe nach eigenem Belieben an, die – von ihr zugegeben – in Anbetracht der neuen Gesetzeslage sehr viel strenger sein müssten. Ihre Berechtigung sieht die Bundesnetzagentur darin, dass sie davon ausgehen dürfe, die neuen Umweltmaßnahmen würden sowieso nur zu neuen Stromtrassen führen, sodass die im jetzt vorgelegten NEP geplanten Stromtrassen in jedem Fall akzeptiert werden könnten. Gedanklich unterstellt die Bundesnetzagentur damit, dass die neue Klimaschutzgesetzgebung und auch die Rechtsprechung das von der Bundesnetzagentur bisher praktizierte Strommodell der sog. Kupferplatte akzeptieren würde.

Dass dem nicht so ist, wurde in der Stellungnahme deutlich gemacht: der bisher beschrittene Irrweg des unbegrenzten HGÜ-Netzausbaus dürfe jetzt nicht beschleunigt – und nun auch noch unter bewusster Missachtung gesetzlicher Vorschriften und verfassungsrechtlicher Vorgaben – weiter beschritten werden. Ziel müsse es sein, in kürzerer Zeit und mit Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung eine Energiewende von unten durchzuführen, denn es sei abzusehen, dass der Versuch, über Stromautobahnen die Energiewende herbeizuführen, scheitern wird, jedenfalls rechtzeitig nicht zu erwarten sein dürfte.

Die vorliegende Stellungnahme hat aufgrund einer Bewertung der Prüfergebnisse der Bundesnetzagentur zahlreiche Rechtsverstöße gegen das Energiewirtschaftsgesetz festgestellt:

- Der vorgelegte NEP verstößt gegen die Prinzipien der Preisgünstigkeit und Verbraucherefreundlichkeit, weil er statt kostengünstiger produktionsnaher Stromnutzung einen teuren Netzausbau vorsieht.
- Der vorgelegte NEP verstößt gegen das Prinzip der sicheren Stromversorgung, indem er keine geeigneten Maßnahmen gegen das nach dem Atomaus-

stieg und der Stilllegung der Kohlekraftwerke zu erwartende erhebliche Stromdefizit ergreift und auf ungesicherte Importe setzt; die geplanten großräumigen transeuropäischen Netze erhöhen die Gefahr dynamischer Netzsammenbrüche.

- Der vorgelegte NEP verstößt gegen das Gebot der effizienten Versorgung und Kostengünstigkeit, indem er kostengünstigere Alternativen nicht berücksichtigt; mangels Kosten-Nutzen-Untersuchung und -Bewertung werden systematisch die weniger kostenintensiven Alternativen einer verbrauchsnahe Stromerzeugung unberücksichtigt gelassen.
- Der vorgelegte NEP verstößt gegen das Gebot der umweltverträglichen Versorgung, da das neue Klimaschutzgesetz ein Umdenken beim Netzausbau verlangt hätte, das aber nicht stattgefunden hat: Erneuerbare Stromüberschüsse sind nicht mehr weiträumig abzutransportieren, sondern müssen zur Erzeugung von Wasserstoff herangezogen werden, auf den die Industrie angewiesen ist. Das verringert den Netzausbau von Nord nach Süd. Dasselbe gilt für Batteriespeicher für Überschüsse aus der Fotovoltaik, sodass zur Mittagszeit anfallende PV-Stromüberschüsse kurzfristig zwischengespeichert und in den Abendstunden genutzt werden können.

Damit verstößt der NEP 2021-2035 gegen zahlreiche grundsätzliche Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes und kann keinen Bestand haben.

Hinzu kommt: Die Bundesnetzagentur hat in den Unterlagen geoffenbart, dass die Aufnahme des Vorhabens DC 20 Klein Rogahn-Isar in das Bundesbedarfsplangesetz ohne Prüfung durch die Bundesnetzagentur als Vorhaben fünf RA aufgenommen worden ist. Dieser Vorgang führt zur Verfassungswidrigkeit des Bundesbedarfsplangesetzes 2021, da die gesetzlichen Vorschriften der §§ 12 a-c EnWG nicht beachtet worden sind, aber aus verfassungsrechtlichen Gründen hätten beachtet werden müssen. Das derzeit laufende Verfahren für einen NEP 2021-2035 muss diese Situation berücksichtigen. Aus hiesiger Sicht müsste das Bundesbedarfsplangesetz geändert werden, sodass eine Neuplanung möglich wird.

Insgesamt ist es daher nur folgerichtig zu fordern, das laufende Verfahren für einen Netzentwicklungsplanung 2021-2035 auszusetzen und von den ÜNB die Vorlage einer Neuplanung zu verlangen.

## Quellen

[acatech 2021]

Energiesysteme der Zukunft (ESYS). Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), 2021.

<https://www.acatech.de/projekt/esys-energiesysteme-der-zukunft/> (21.09.2021)

[Baumann/Jarass 2020]

Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende – Erforderliche Änderungen beim Netzentwicklungsplan Strom. BoD-Verlag, 2020.

<http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1345-ueberdimensionierter-netzausbau-behindert-die-energiewende-erforderliche-aenderungen-beim-netzentwicklungsplan-strom> (21.09.2021)

[BayWiMi 2019a]

Bayerisches Aktionsprogramm Energie. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, München, 27. November 2019.

[https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user\\_upload/stmwi/Publikationen/2019/2019-11-27\\_AktionsprogrammEnergie.pdf](https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2019/2019-11-27_AktionsprogrammEnergie.pdf) (23.09.2021)

[BNetzA 2015]

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. April 2015.

[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_1516\\_1617\\_1920.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (23.09.2021)

[BNetzA 2020]

Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 26. Juni 2020.

[https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen\\_2035\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) (21.09.2021)

[BNetzA 2021]

Bundesnetzagentur startet Konsultation zum Stromnetzausbau. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 09. August 2021.

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210809\\_NEPKonsultation.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210809_NEPKonsultation.html) (21.09.2021)

[Brakelmann/Jarass 2019]

Brakelmann H, Jarass LJ: Erdkabel für den Netzausbau – Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom, Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten. BoD-Verlag, 2019.

<http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-hoehchstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten> (30.09.2021)

## [BRH 2021]

Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität. Bundesrechnungshof, Bonn, 30. März 2021.

<https://www.energiewirtschaft.pro/download/2021-03-31-bundesrechnungshof-bericht-energiewende.pdf> (21.09.2021)

## [Neumann 2021]

Neumann W (Sprecher des Arbeitskreises Energie im Wissenschaftlichen Beirat des BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland): Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (2021). 05. März 2021.

[https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/energiewende/energiewende\\_entwurf\\_nep\\_2035\\_stellungnahme.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_entwurf_nep_2035_stellungnahme.pdf) (21.09.2021)

## [Dunkelflaute 2017]

Kalte Dunkelflaute – Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Energy Brainpool, Berlin, 12. Mai 2017.

[https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie\\_2017-06-26\\_GPE\\_Studie\\_Kalte-Dunkelflaute\\_Energy-Brainpool.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf) (21.09.2021)

## [ENTSOE 2021]

Separation of the Continental Europe power system on 8 January 2021. Final report. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 26 February 2021.

<https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/> (21.09.2021)

## [ENTSOE 2021c]

Ten Year Network Development Plan – TYNDP, final. TYNDP 2020 Projects Sheets. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 15 February 2021.

<https://tyndp.entsoe.eu/documents/> (23.09.2021)

## [EWI 2019]

Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), ef.Ruhr GmbH, Dezember 2019. Siehe hierzu auch: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 16. Februar 2016.

[https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Momentanreserve\\_und\\_FFR.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Momentanreserve_und_FFR.pdf) (21.09.2021)

[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142\\_Studie\\_Momentanreserve\\_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf) (21.09.2021)

## [Hasler/Kleedörfer 2020]

Hasler J, Kleedörfer R: Erfolgreiche Energiewende und wirksamer Klimaschutz geht nur mit Stadtwerken, den Kommunen und Bürgern vor Ort. N-ERGIE AG, Nürnberg, 19. Oktober 2020.

[https://bundesverband-gegen-suedlink.de/wp-content/uploads/2020/10/2020-10-19\\_BuBedarfsplanG\\_offener\\_Brief.pdf](https://bundesverband-gegen-suedlink.de/wp-content/uploads/2020/10/2020-10-19_BuBedarfsplanG_offener_Brief.pdf) (21.09.2021)

[Jarass 2021]

Jarass LJ: Bei der Stromversorgung spielt die Regierung russisches Roulette. Handelsblatt, 16. März 2021.

[http://www.jarass.com/Energie/A/Handelsblatt\\_Stromversorgung\\_gefährdet\\_06.03.2021.pdf](http://www.jarass.com/Energie/A/Handelsblatt_Stromversorgung_gefährdet_06.03.2021.pdf) (22.09.2021)

[Jarass/Jarass 2017]

Jarass A, Jarass LJ: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite. BoD-Verlag, 2017.

<http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1287-integration-von-erneuerbarem-strom-stromueberschuesse-versus-stromdefizite> (21.09.2021)

[Jarass/Siebels 2021]

Jarass LJ, Siebels C: Machen EU-Vorgaben den geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich? ATW GmbH, Wiesbaden, 25. März 2021.

[http://www.jarass.com/Energie/B/EU-Vorgaben\\_v3.031.pdf](http://www.jarass.com/Energie/B/EU-Vorgaben_v3.031.pdf) (21.09.2021)

[Jarass/Siebels 2021a]

Jarass LJ, Siebels C: Ist SuedLink zwingend erforderlich? ATW GmbH, Wiesbaden, 27. März 2021.

<http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1376-ist-suedlink-zwingend-erforderlich> (21.09.2021)

[Jarass/Siebels 2021b]

Jarass LJ, Siebels C: Netzentwicklungsplan Strom 2035 riskiert die sichere Stromversorgung Deutschlands. Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER), Heft 03/2021, S. 256-261.

[www.jarass.com/home/de/?id=1383:netzentwicklungsplan-strom-2035-riskiert-die-sichere-stromversorgung-deutschlands&catid=15](http://www.jarass.com/home/de/?id=1383:netzentwicklungsplan-strom-2035-riskiert-die-sichere-stromversorgung-deutschlands&catid=15) (21.09.2021)

[Klimaschutzgesetz 2021]

Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima. Deutsche Bundesregierung, Berlin 2021.

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (21.09.2021)

[NEP 2019-2030/aT]

Bedarfsermittlung 2019-2030. Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom.

Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Dezember 2019.

[https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030\\_V19/NEP/NEP2030\\_AllgemeineThemen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publicationFile) (21.09.2021)

[NEP 2019-2030/B]

Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 20. Dezember 2019.

[https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030\\_2019/nep-ub/de.html](https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/nep-ub/de.html) (21.09.2021)

[NEP 2019-2030/2]

Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019.

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf) (30.09.2021)

- [NEP 2021-2035/S]  
Genehmigung des Szenariorahmens (des Netzentwicklungsplans Strom) 2021 2035. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 26. Juni 2020.  
[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2035\\_Genehmigung\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf) (30.09.2021)
- [NEP 2021-2035/1]  
Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2021. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019.  
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021> (21.09.2021)
- [NEP 2021-2030/2]  
Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2021. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019.  
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021> (21.09.2021)
- [NEP 2021-2035/vP]  
Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035. Vorläufige Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 09. August 2021.  
[https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/NEP/NEP2035\\_BNetzA-VorlErg.pdf;jsessionid=A6B40F00CE2027BBA4003F8FBD335E4E?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/NEP/NEP2035_BNetzA-VorlErg.pdf;jsessionid=A6B40F00CE2027BBA4003F8FBD335E4E?__blob=publicationFile) (21.09.2021)
- [N-ERGIE 2016]  
Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Prognos und Universität Nürnberg-Erlangen. Im Auftrag der N-ERGIE AG, Nürnberg, 07. Oktober 2016.  
[https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie\\_Studie.pdf](https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf) (21.09.2021)
- [Netzplanung 2020]  
Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand Juli 2020.  
<https://www.tennet.eu/de/unsere-netz/rund-um-den-netzausbau/planungsgrundsätze/> (21.09.2021)
- [Ockenfels 2021]  
Ockenfels A: Blackout als Warnsignal. Handelsblatt, 26. Februar 2021, S. 10.
- [Paschotta 2021]  
Paschotta R: Gesicherte Kraftwerksleistung. RP-Energie-Lexikon. 06. Juni 2021.  
[https://www.energie-lexikon.info/gesicherte\\_kraftwerksleistung.html](https://www.energie-lexikon.info/gesicherte_kraftwerksleistung.html) (21.09.2021)
- [Paulitz 2020]  
Paulitz H: StromMangelWirtschaft. Akademie Bergstraße, 2020, S. 171.
- [Sternier/Stadler 2017]  
Sternier M, Stadler I (Hrsg.): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Ausführliche und umfassende Übersicht über alle Speichertechnologien für die Energiewende. 2. Auflage. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg 2017.

[ÜNB 2020]

Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022. Berlin, 18. Februar 2020.

[https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2019.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf) (21.09.2021)

[VDE 2019]

VDE zeigt Lösungsansatz für Zellulares Energiesystem. VDE, 10. Juli 2019

<https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/vde-zeigt-loesungsansatz-fuer-zellulares-energiesystem> (21.09.2021)