



**BAUMANN RECHTSANWÄLTE**  
KANZLEI FÜR VERWALTUNGSRECHT

BAUMANN RECHTSANWÄLTE ■ Annastraße 28 ■ 97072 Würzburg

Netzentwicklungsplan Strom  
Postfach 10 07 48  
10567 Berlin

Vorab per Mail an:  
[konsultation@netzentwicklungsplan.de](mailto:konsultation@netzentwicklungsplan.de)

Ihr Zeichen

Unser Zeichen  
38L/19-WB/ks

Datum  
25. Februar 2021

RA Wolfgang Baumann  
Telefon 0931 46 0 46-0  
[Baumann@baumann-rechtsanwaelte.de](mailto:Baumann@baumann-rechtsanwaelte.de)

**Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan Strom 2035,  
Version 2021 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (ohne  
Datum)  
Stellungnahme des Landkreises Wunsiedel im Fichtelgebirge**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir zeigen an, dass wir mit der Wahrnehmung der Interessen des Landkreises Wunsiedel im Fichtelgebirge, vertreten durch den Landrat Berek, Jean-Paul-Straße 9, 95632 Wunsiedel, beauftragt sind und versichern unsere Bevollmächtigung anwaltlich.

Die Kommune nimmt Stellung zum ersten Entwurf zum 7. Netzentwicklungsplan (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW (ohne Datum) von Anfang 2021 (1. NEP 2035-E), der am 29.01.2021 veröffentlicht wurde und die Gleichstromleitung SuedOstLink als erforderlich ausweist. Als Projektmaßnahmen werden vorgesehen:

DC5: Wolmirstedt - Isar  
DC20: Klein Rogan - Isar

jeweils mit einer Bemessungsleistung von 2 GW. Das Projekt DC5 ist als Projekt 130 im europaweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der Europäischen Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber - ENTSOE gelistet. Es wird als EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse mit der Nr. 3.12. dargestellt! Das Projekt DC20 wird im europaweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan als in Untersuchung befindliche Leitung aufgeführt. DC20 ist kein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse. Der 1. NEP-2035-E liegt ausführlich in drei Szenarien auf das Jahr 2035 und im Ausblick auf das Jahr 2040 vor.

**BAUMANN RECHTSANWÄLTE**  
Partnerschaftsgesellschaft mbB  
Partnerschaftsregister Nr. PR 90,  
AG Würzburg

**Wolfgang Baumann** <sup>G, WÜ</sup>  
Rechtsanwalt  
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

**Dr. Franziska Heß** <sup>\* L, WÜ</sup>  
Rechtsanwältin  
Fachanwältin für Verwaltungsrecht

**Anja Schilling** <sup>\* WÜ</sup>  
Rechtsanwältin  
Fachanwältin für Verwaltungsrecht

**Rick Schulze, LL.M.oec.** <sup>\* H, WÜ</sup>  
Rechtsanwalt  
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

**Thomas Jäger** <sup>\* WÜ</sup>  
Rechtsanwalt  
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

**Simone Lesch** <sup>WÜ</sup>  
Rechtsanwältin  
Fachanwältin für Verwaltungsrecht

**Eric Weiser-Saulin** <sup>WÜ</sup>  
Rechtsanwalt

**Martin Beier, LL.M.oec.** <sup>L</sup>  
Rechtsanwalt

**Alexandra Gerstner** <sup>WÜ</sup>  
Rechtsanwältin

In Kooperation:  
**Prof. Dr. Alexander Brigola**  
**Prof. Dr. Christian Heitsch**

\*Partner i. S. d. PartGG  
G – Gründer und Namensgeber

Arbeitsorte:  
WÜ – Würzburg ■ L – Leipzig  
H – Hannover

■ **HAUPTSITZ WÜRZBURG**  
Annastraße 28 ■ 97072 Würzburg  
Telefon 0931 / 46 0 46-0  
Telefax 0931 / 730442-47 (zentral)

■ **ZWEIGSTELLE LEIPZIG**  
Harkortstraße 7 ■ 04107 Leipzig  
Telefon 0341 / 14 96 97-60  
Telefax 0931 / 730442-47 (zentral)

■ **ZWEIGSTELLE HANNOVER**  
Lavesstraße 79 ■ 30159 Hannover  
Telefon 0511 / 22 00 53-46  
Telefax 0511 / 22 00 53-47

Bankverbindung:  
Sparkasse Mainfranken  
IBAN: DE55 7905 0000 0047 7862 98  
BIC: BYLADEMISWU

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

Er orientiert sich - so die Selbstdarstellung der Autoren - entsprechend des durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens an den energie- und klimapolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung mit einem Energiesystem ohne Kernenergie, weitgehend ohne Kohlestrom, mit einem fortgeschrittenen Ausbaustand Erneuerbarer Energien zu Land und auf See sowie einer immer flexibler reagierenden Stromnachfrage.

Von dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen ausgehend wird der Ansatz einer Weiterentwicklung der Sektorenkopplung und deren Integration in das Stromsystem sowie die zunehmende Dekarbonisierung und Elektromobilität sowie die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zugrunde gelegt.

Als Grund für die Errichtung des SuedOstLink wird zum einen angegeben, dass die neuen und alten Bundesländer netztechnisch nicht ausreichend miteinander verbunden werden sollen und dass Süddeutschland zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen sei, die über die erneuerbaren Energien im Nordosten zur Deckung und zur Versorgungssicherheit in die Lastregionen in Süddeutschland, insbesondere Bayern überführt werden.

Vorweg ist zu rügen, dass die Übertragungsnetzbetreiber einen in mehrfacher Hinsicht unvollständigen Entwurf des NEP 2035 (2021) vorgelegt haben. Damit stehen alle Angaben des 1. Entwurfs unter dem Vorbehalt der Ergebnisse noch ausstehender Analysen, die erst mit dem 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht werden sollen. Es handelt sich dabei um

- die Ergebnisse der Netzanalysen des Langfristszenariums B 2040
- die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnectoren (wobei es sich nicht nur um die im Bundesbedarfsplans 2021 nicht enthaltenen zusätzlichen Interkonnectoren handelt),
- die Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie der Berechnungen des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation auf Basis des Szenarios B 2035 und
- Ergebnisse der Sensitivität zum Szenarium C 2035 und der Berücksichtigung eines Alternativen Anschlusses von 6 GW Offshore-Windenergie am North Sea Windpower Hub.

Durch diese Vorgehensweise wird die Öffentlichkeitsbeteiligung und das Konsultationsverfahren funktional als absurdum geführt.

Die Tatsache, dass der 1. NEP 2035 E entwickelt worden ist, ohne dass eine Kosten-Nutzen-Analyse für die einzelnen Maßnahmen durchgeführt worden ist, lässt den Grad an Beliebigkeit der vorgelegten Netzplanung erkennen.

Es besteht auch insgesamt der Eindruck, dass die gesamte Netzplanung des Entwurfs nicht den rechtlichen Vorgaben entspricht, die sich sowohl aus dem bundesdeutschen Energiewirtschaftsgesetz (§ 1 und 1a Abs. 3) als auch dem europäischen Energierecht ergeben.

Da dies auch schon einerseits für den bislang geltenden Bundesbedarfsplan als auch für den neuen im Bundesbedarfsplangesetz vom Januar 2021 zugrunde gelegten Netzentwicklungsplan gilt, hat der Landkreis Wunsiedel mit Schriftsatz vom 17.02.2021 beim Bundesverwaltungsgericht beantragt, die mit der Geltung des Bundesbedarfsplans zusammenhängenden Fragen dem Europäischen Gerichtshof vorzulegen, mit dem Ziel, das Bundesbedarfsplangesetz für unanwendbar erklären zu lassen.

Welche Anforderungen im Einzelnen gelten und im Weiteren beachtet werden müssen, soll im Folgenden dargestellt werden.

## **1. EU-rechtliche Anforderungen an die Netzplanung**

### **1.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Bedarfsfeststellung**

Die Ausführungen im 1. NEP-E 2035 zeichnen sich dadurch aus, dass jegliche Auseinandersetzung mit den relevanten unionsrechtlichen Anforderungen an die Bedarfsfeststellung für Netzausbauvorhaben fehlen.

Diese unionsrechtlichen Anforderungen einer zulässigen Bedarfsfeststellung ergeben sich aus mehreren Bestimmungen der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. L328/1 vom 21.12.2018 (im Folgenden "VO 2018/1999").

Die VO 2018/1999 wurde am 21.12.2018 im Amtsblatt der EU veröffentlicht und trat deshalb gemäß ihrem Art. 59 S. 1 am 24.12.2018 in Kraft. Sie ist daher als unmittelbar geltendes Unionsrecht (Art. 288 Abs. 2 AEUV) anzuwenden.

Im Einzelnen stellen folgende Bestimmungen der VO 2018/1999 rechtliche Vorgaben für die Bedarfsfeststellung von Netzausbauprojekten auf, welche betreffend die Zulassung derartiger Projekte zu beachten sind:

- Art. 4 lit. d) VO 2018/1999 verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, die Dringlichkeit eines Netzausbauvorhabens nur dann als gegeben anzusehen, wenn die Verwirklichung des Ausbauvorhabens notwendig ist, um das Stromverbundsziel von 15% für 2030 einzuhalten.
- Art. 4 lit. d) i.V.m. Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 S. 1 VO 2016/1999 verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, die Dringlichkeit eines Netzausbauvorhabens nur dann als gegeben anzusehen, wenn sämtliche dort genannten Indikatoren erfüllt sind.
- Art. 4 lit. d) i. V. m. Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 S. 2 verpflichten die Mitgliedstaaten dazu, in Verwaltungsverfahren betreffend die Zulassung von Netzausbauvorhaben eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen, und in diese Analyse die Investitionskosten des Netzausbauvorhabens einzubeziehen. Neue Verbindungsleitungen dürfen hiernach nur gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.

Gegenstand der VO 2018/1999 ist gemäß ihrem Art. 1 Abs. 1 die Einrichtung eines Governance-Mechanismus insbesondere zur Umsetzung von Politiken und Maßnahmen, um die Ziele und Vorgaben der Energieunion und — im ersten Zehnjahreszeitraum 2021–2030 — insbesondere die energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 zu erreichen und die langfristigen Verpflichtungen der Union im Bereich Treibhausgasemissionen im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris zu erfüllen. Wesentlicher Bestandteil dieses Governance-Mechanismus ist die Erstellung Integrierter Nationaler Energie- und Klimapläne (NECP). Die Mitgliedstaaten mussten gemäß Art. 3 Abs. 1 VO 2018/1999 erstmals bis zum 31. Dezember 2019 und anschließend bis zum 1. Januar 2029 und danach alle zehn Jahre einen integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan an die Kommission übermitteln. Die Pläne haben insbesondere die in Anhang I VO 2018/1999 genannten Elemente zu enthalten. Der erste Plan bezieht sich auf den Zeitraum 2021 bis 2030 unter Berücksichtigung der längerfristigen Perspektive.

Gemäß Art. 4 VO 2018/1999 haben die Mitgliedstaaten in den Plänen die Vorgaben, Ziele und Beiträge im Hinblick auf die fünf Dimensionen der Energieunion – Dekarbonisierung; Energieeffizienz; Sicherheit der Energieversorgung; Energiebinnenmarkt sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit – zu erläutern.

In Bezug auf die Dimension Energiebinnenmarkt verlangt Art. 4 i. V. m Anhang I Abschnitt A 2.4.1 die Erläuterung des Maßes „der Verbundfähigkeit der Stromnetze, das der Mitgliedstaat bis 2030 unter Berücksichtigung der Stromverbundvorgabe von mindestens 15 % bis 2030 anstrebt.“

Hierzu ist eine Strategie zu erläutern, "bei der dieses Maß von 2021 anhand der Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen auf der Grundlage der Differenz bei den Großhandelspreisen sowie der nominalen Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen im Hinblick auf deren Spitzenlast und auf die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien gemäß Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nummer 2.4.1 festgelegt wird." Gemäß Art. 4 lit. d) S. 2 VO 2018/1999 werden "neue Verbindungsleitungen ... einer sozio-ökonomischen und umweltbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und ... nur dann gebaut, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.

Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 VO 2018/1999 legt folgende Indikatoren für die Beurteilung der Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung der Verbundfähigkeit der Stromnetze fest:

*„(1) Die Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen übersteigt einen Richtschwellenwert von 2 EUR/MWh.*

*(2) Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 % der Spitzenlast.*

*(3) Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 % der installierten Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien.“*

Außerdem wiederholt Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 S. 2 VO 2018/1999 das Erfordernis der Kosten-Nutzen-Analyse für neue Verbindungsleitungen und hebt erneut hervor, dass diese nur gebaut werden dürfen, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt:

*„Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.“*

Weiterer Bestandteil des Governance-Mechanismus sind die Fortschrittsberichte, welche die Mitgliedstaaten gemäß Art. 17 Abs. 1 VO 2018/1999 bis zum 15.03.2023 (und danach alle zwei Jahre) der Kommission übermitteln müssen; darin ist zur Durchführung des NECP in allen fünf Dimensionen der Energieunion Stellung zu nehmen. Demzufolge ist auch das jeweilige Maß der Verbundfähigkeit der nationalen Stromnetze zu thematisieren, das der Mitgliedstaat unter Berücksichtigung des Verbundziels von 15% (für 2030) und der Indikatoren für die Dringlichkeit von Maßnahmen anstrebt.

Gegenstand sollen hier auch Maßnahmen sein, welche die Umsetzung der gewählten Strategie für die Erreichung dieses Maßes betreffen, einschließlich der Erteilung von Genehmigungen (Art. 23 Abs. 1 lit. a VO 2018/1999).

Ihrem Wortlaut nach verlangt die VO 2018/1999 die Einrichtung eines Governance-Mechanismus, dessen wesentliche Elemente die Nationalen Energie- und Klimapläne sowie die Fortschrittsberichte sind.

Auf den ersten Blick liegt es daher nicht nahe, aus der Verordnung rechtliche Vorgaben abzuleiten, welche in Zulassungsverfahren betreffend den Bau neuer Verbindungsleitungen zu beachten sind.

Dennoch sind wir der Ansicht, dass die VO 2018/1999 derartige rechtliche Vorgaben enthält. Denn bei der Bestimmung der Tragweite unionsrechtlicher Vorschriften sind nach ständiger Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union nicht nur der Wortlaut dieser Vorschriften zu berücksichtigen, sondern auch ihr Kontext sowie die Ziele, welche mit der Regelung, zu der die Vorschriften gehören, verfolgt werden (EuGH, U. v. 01.07.2015, Rs. C-461/13 – BUND e.V. ./ Bundesrepublik Deutschland (Weservertiefung), Rn. 30 m. w. N.). Ziel des Governance-Mechanismus ist gemäß Art. 1 Abs. 1 S. 1 lit. a) VO 2018/1999 die „Durchführung von Politiken und Maßnahmen, um die Ziele und Vorgaben der Energieunion ... zu erfüllen“ (Hervorhebung durch Unterzeichner). Der Begriff „Politiken und Maßnahmen“ umfasst gemäß Art. 2 Nr. 1 der VO 2018/1999 „sämtliche Instrumente, die zur Verwirklichung der Ziele der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne ... beitragen“ (Hervorhebung durch Unterzeichner). Als Zweck des Governance-Mechanismus bezeichnet Art. 1 Abs. 1 UAbs. 2 S. 3 VO 2018/1999 die „Fertigstellung integrierter nationaler Energie- und Klimapläne und ihre anschließende Durchführung“ (Hervorhebung durch Unterzeichner). Die Verordnung betont somit an mehreren Stellen die Bedeutung der „Durchführung“ der nationalen Energie- und Klimapläne bzw. der Anwendung von „Instrumenten“ zur Erreichung bestimmter Ziele. Zugleich erkennt die Verordnung an, dass die Durchführung von Politiken und Maßnahmen in den Bereichen Energie und Klima Auswirkungen auf die Umwelt hat (Erwägungsgrund 28 der VO 2018/1999).

Bestimmungen des Unionsrechts sind zudem so zu interpretieren, dass ihre volle praktische Wirksamkeit gewährleistet ist (EuGH, C-461/13, Rn. 66).

Deshalb sind die Bestimmungen über die Stromverbundvorgabe, über die Indikatoren für die Beurteilung der Dringlichkeit von Vorhaben und über die Kosten-Nutzen-Analyse nicht nur auf der Ebene des nationalen Energie- und Klimaplans von Bedeutung, sondern auch auf der Maßnahmenebene, konkret also im Rahmen von Planungen und Zulassungsverfahren betreffend den Bau neuer Verbindungsleitungen. Die Rechtslage ist insoweit vergleichbar mit derjenigen in Bezug auf die Umweltziele und das Verschlechterungsverbot gemäß Art. 4 der Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG.

Hinsichtlich der Umweltziele und des Verschlechterungsverbots hat der Gerichtshof in der Entscheidung zur Weservertiefung (C-461/13) anerkannt, dass sie nicht nur auf der Ebene der Bewirtschaftungsplanung für Flussgebiete, sondern auch auf der Ebene der Genehmigung von Einzelvorhaben zu beachten sind.

Das BBPIG, welches den Bedarf für SuedOstLink festgelegt hat, ist als „Maßnahme“ i.S. der VO 2018/1999 anzusehen, so dass sich die Rechtmäßigkeit der Bedarfsfeststellung insoweit nach den Vorschriften über die Stromverbundvorgabe, über die Indikatoren und über die Kosten-Nutzen-Analyse richtet.

## **1.2 Keine Notwendigkeit von Netzausbauvorhaben, sofern Stromverbundziel unabhängig von der Verwirklichung des Netzausbauvorhabens eingehalten wird**

Zu den Zielen der VO 2018/1999 gehört gemäß ihrem Erwägungsgrund 34 auch, dass die Mitgliedstaaten sich bemühen, etwaige, mit der Durchführung von Maßnahmen zur Verwirklichung der Ziele für die Energieunion verbundene, negative Auswirkungen auf die Umwelt einzudämmen – insbesondere, aber nicht ausschließlich solche, die im Zuge des Governance-Mechanismus zutage getreten sind. Zudem stellt die VO gemäß ihrem Erwägungsgrund 3 die Energieunion in einen Zusammenhang damit, dass es die Umwelt zu erhalten, zu schützen, und zu verbessern gilt, und dass die umsichtige und rationelle Verwendung der natürlichen Ressourcen gefördert werden muss.“ Die notwendige Einschränkung von Umweltauswirkungen und die umsichtige und rationelle Verwertung natürlicher Ressourcen ist auch für die Durchführung von Maßnahmen zur Erreichung der Ziele der Energieunion maßgeblich. Dies insbesondere deshalb, um die praktische Wirksamkeit der umweltbezogenen Ziele der Verordnung zu gewährleisten. Daraus folgt, dass die in Art. 4 lit. d) VO 2018/1999 genannte Stromverbundvorgabe von 15% für 2030 in dem Sinne zu verstehen ist, dass der Bau neuer Verbindungsleitungen nur erfolgen darf, wenn die betreffende Leitung zur Erfüllung der Stromverbundvorgabe erforderlich ist. Anders gesagt:

**Neue Verbindungsleitungen dürfen nicht gebaut werden, wenn die Stromverbundvorgabe unabhängig von der Verwirklichung des Bauvorhabens eingehalten wird.**

Die VO 2018/1999 enthält keine Legaldefinition des Begriffs Stromverbund. Insbesondere wird nicht definiert, auf das Verhältnis welcher Größen sich der Wert von 15% bezieht. Angesichts der Tatsache, dass zu den Zielen der Energieunion auch die Versorgungssicherheit gehört (Erwägungsgrund 6, Art. 4 lit. c) VO 2018/1999), ist auf die gesicherte Transportleistung der Verbindungsleitungen abzustellen.

Wesentlich schwieriger zu bestimmen ist der „Nenner“ des Bruches, die Leistung, von welcher 15% als gesicherte Transportleistung der Verbindungsleitungen den Stromverbundgrad ausmachen soll.

Der Europäische Rat, dessen in Erwägungsgrund 6 der VO 2018/1999 erwähnte Schlussfolgerungen vom 23./24.10.2014 (EUCO 169/14, S. 6) die Stromverbundvorgabe von 15% für 2030 enthalten, hat den Verbundgrad von 15% eher untechnisch, d. h. ohne Verwendung einer hinreichend präzisen energiewirtschaftlichen Terminologie, auf die „vorhandene Stromerzeugungskapazität“ bezogen (z. B. Europäischer Rat, Schlussfolgerungen vom 13./14.03.2014, EUCO 7/1/14 REV 1, S. 9; soweit ersichtlich erstmals in den Schlussfolgerungen vom 15./16.03.2002). Die Formulierung „vorhandene Stromerzeugungskapazität“ ist sprachlich mehrdeutig. Insbesondere der Ausdruck „Kapazität“ enthält ein Element der Potentialität i. S. einer potentiell oder auch realistischerweise verfügbaren Menge. Hinzu kommt, dass für den Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen unionsrechtlich verbindliche Ziele gelten (Erwägungsgrund 6 und Art. 4 lit. a) Nr. 2 VO 2018/1999). Erneuerbare Energiequellen produzieren nur einen Bruchteil ihrer installierten Leistung – im Durchschnitt 10% für Photovoltaikanlagen und 25% für Onshore-Windenergieanlagen.

Prof. Dr. Lorenz Jarass / Dipl.-Ing. Carsten Siebels, Gutachten zu ‚Machen EU-Vorgaben den geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich?‘, S. 39 – **Anlage 1**

Bezieht man den 15%-Wert in einem Energiesystem, welches mehr und mehr auf den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen setzt, auf die installierte Kraftwerksleistung, würde dies zu einem weit überzogenen Netzausbau führen. Dies würde dem Ziel der Verordnung widersprechen, die Umweltauswirkungen des Netzausbaus einzudämmen. Deshalb kann der 15%-Wert nicht auf die installierte Kraftwerksleistung bezogen werden, sondern nur auf die realistischerweise erzeugte Leistung.

Als handhabbare Hilfsgröße hierfür bietet sich die maximal erzeugte elektrische Leistung an. Legt man dies zugrunde, wird auch ohne Netzausbau, insbesondere ohne Verwirklichung des SuedOstLink die Stromverbundvorgabe für 2020 und 2030 um ein Vielfaches überschritten.

Jarass / Siebels, wie vorstehend, Kapitel 4 und Tabelle 4.1 – **Anlage 1**

Die Feststellung der Dringlichkeit des SuedOstLink durch das BBPIG (alt und neu) ist daher mit unmittelbar geltendem und vorrangigem Unionsrecht (Art. 4 lit. d) VO 2018/1999) unvereinbar und somit rechtswidrig.



### 1.3 Kumulative Anwendung der Indikatoren zur Bestimmung der Dringlichkeit des Baus neuer Verbindungsleitungen

Wie oben unter 1.1. ausgeführt, sind wir der Ansicht, dass auch die Bestimmungen über die Indikatoren zur Bestimmung der Dringlichkeit von Maßnahmen nicht nur auf der Ebene des nationalen Energie- und Klimaplanes, sondern auch auf der Ebene der Planung und Zulassung des Baus neuer Verbindungsleitungen zu beachten sind.

Art. 4 lit. d) spricht von "Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen auf der Grundlage der Differenz bei den Großhandelspreisen sowie der nominalen Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen im Hinblick auf deren Spitzenlast und auf die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien gemäß Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nummer 2.4.1" (Hervorhebung durch Verf.). Aus dieser Formulierung folgt zwingend, dass die Dringlichkeit einer Maßnahme nur gegeben ist, wenn die Indikatoren kumulativ erfüllt sind. Es genügt jedenfalls nicht, dass lediglich einer der Indikatoren erfüllt ist.

Hinzu kommt noch, dass die auf das Verhältnis der Spitzenlast zur nominalen Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen bzw. auf das Verhältnis der installierten Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien bezogenen Indikatoren (2) und (3) des Anhangs I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 VO 2018/1999 eher statisch sind.

Indikator (1) bezieht sich auf die Differenz der Großhandelspreise zwischen den Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen; diese Differenz hängt von der Netz- und Marktsituation ab und unterliegt daher ständiger Fluktuation. Aus Gründen der Rechtssicherheit kann die Dringlichkeit eines Vorhabens daher nicht allein davon abhängen, ob Indikator (1) erfüllt ist. Zusätzlich zu Indikator (1) muss zumindest entweder Indikator (2) oder Indikator (3) erfüllt sein.

Legt man dies zugrunde, ist die Dringlichkeit des SuedOstLink ganz offensichtlich nicht gegeben.

Jarass / Siebels, S. 43 f. und Tabelle 4.2. – **Anlage 1**

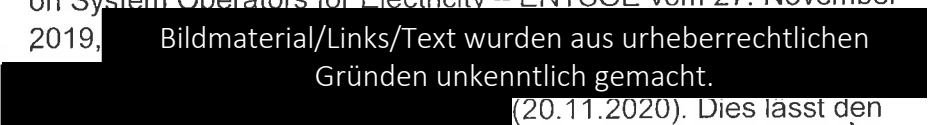
Auch aus diesen Gründen ist schon bisher die Feststellung der Dringlichkeit des SuedOstLink auch in den bisherigen BBPI-Gesetzen insbesondere im neuen BBPIG 2021 (auf der Grundlage des NEP 2019-2030) BBPIG mit unmittelbar geltendem und vorrangigem Unionsrecht (Art. 4 lit. d) i.V.m. Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 S. 1 VO 2018/1999) unvereinbar und somit rechtswidrig.

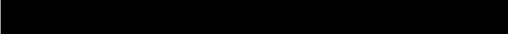
#### 1.4 Rechtliche Anforderungen: Kosten-Nutzen-Analyse

Aus den unter 1.1. erörterten Gründen sind die Bestimmungen der VO 2018/1999 über die Kosten-Nutzen-Analyse nicht nur bei der Erstellung der nationalen Energie- und Klimapläne, sondern auch bei der Planung und Zulassung des Baus neuer Verbindungsleitungen zu beachten.

Gemäß Art. 4 lit. d) i. V. m. Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nr. 2.4.1 S. 2 VO 2018/1999 sind neue Verbindungsleitungen einer **sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse** zu unterziehen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.

Auch die VO (EU) 2019/943 setzt eine Kosten-Nutzen-Untersuchung voraus. Die Verordnung nimmt ausdrücklich Bezug auf den von der ENTSOE zu erstellenden unionsweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan.

Für diesen ist eine „energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse“ verpflichtend, die auf den von der ENTSOE erarbeitenden Grundsätzen basiert. Ziel ist es, „geringste Gesamtkosten für alle Beteiligten“ zu erreichen (vgl. VO (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23.11.2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 3 Abs. 2 c); Winter Outlook 2019/2020, Summer Review 2019. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE vom 27. November 2019,  Bildmaterial/Links/Text wurden aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich gemacht.

 (20.11.2020). Dies lässt den Schluss zu, dass der durch die Anwendung der Verordnung ermöglichte Nutzen die durch die Anwendung resultierenden Kosten übersteigen muss. Als Folgekosten eines Ausbaus der grenzüberschreitenden Leitungen müssen die Kosten des Ausbaus des innerdeutschen Stromnetzes berücksichtigt werden: Der Nutzen eines zusätzlichen Stromaustausches von grenzüberschreitenden Leitungen muss also größer sein als die Kosten des Baus von grenzüberschreitenden Leitungen zzgl. des deshalb gegebenenfalls erforderlichen Ausbaus des innerdeutschen Stromnetzes.

Die EU-Verordnung zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VO (EU) 2020/389 verlangt ebenfalls eine Kosten-Nutzen-Analyse. Ohne KNU scheidet die Ausweisung einer Stromleitung als PCI-Leitung aus. Sie beruht auf den von der ENTSOE seit 2013 erarbeiteten Grundsätzen für die Bewertung von Vorhaben.

Danach ist eine „energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse“ erforderlich (vgl. VO (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/200,

[REDACTED]  
[REDACTED] (22.11.2020)).

### 1.5 Zwischenergebnis

Für SuedOstLink wie auch für alle geplanten Netzausbauprojekte (ebenfalls P53) ist also eine belastbare Kosten-Nutzen-Betrachtung zwingend durchzuführen. Ansonsten ist der genannte NEP 2035 obsolet.

## 2 Erforderlichkeit von SuedOstLink ist nicht belegt

Im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 (NEP 2021-2035/1, S. 356ff. für DC5, S. 364ff. für DC20) sowie durch die Bundesnetzagentur in ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 (NEP 2019-2030/B, S. 101ff. für DC5, für DC20 werden keine Informationen gegeben) werden Begründungen für die Erforderlichkeit des SuedOstLinks gegeben. Diese werden im Folgenden aufgelistet und bewertet. Es zeigt sich, dass das Erfordernis von SuedOstLink nicht belegt ist.

### 2.1 SuedOstLink ist nicht für die Stromversorgung von Bayern erforderlich

Sowohl die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Bundesnetzagentur als auch der aktuelle Netzentwicklungsplan 2021 erwecken den Eindruck, als ob der SuedOstLink für eine gesicherte Stromversorgung Bayerns entscheidend sei:

- *"Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten zwingend erforderlich. Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist die Maßnahme DC5." (NEP 2019-2030/B, S. 102) Maßnahme DC5 ist der SuedOstLink.*
- *"Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen.*

*DC5 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern." (NEP 2021-2035/1, S. 357 für DC5 (Wolmirstedt – Isar), S. 365 für DC20 (Klein Rogahn – Isar). Es bleibt hier allerdings unklar, ob SuedOstLink hierfür zwingend erforderlich ist.*

Der für den Südtel des SuedOstLinks zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT charakterisiert in seiner Projektbeschreibung den SuedOstLink mit "Das Erdkabel für eine sichere Stromversorgung Bayerns" und erläutert:

*"In Bayern wird an einem Tag X nicht genügend Strom für die eigene Versorgung produziert. ... In Norddeutschland wäre zusätzlicher Windstrom verfügbar, er kann aber aufgrund des Netzengpasses nicht nach Bayern transportiert werden. ... Nun werden Windenergieanlagen in Nord-deutschland gedrosselt.*

*... Parallel dazu werden konventionelle Kraftwerke in Bayern und im übrigen Süddeutschland hochgefahren, um die Stromversorgung in Bayern sicherzustellen." (TenneT 2020, S. 6) Auch hier wird der Eindruck erweckt, als ob ohne den SuedOstLink die Stromversorgung Bayerns nicht mehr gesichert wäre.*

### 2.1.1 Massiver Ausbau der erneuerbaren Energien in Bayern

Die in Bayern installierte Leistung erneuerbarer Energien (EE) soll laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 (NEP 2021-2035/1, S. 42, Tab. zu Abb. 11], Szenario B2035: Wind onshore 2,9 GW, PV 30,7 GW, insgesamt 33,6 GW. Hinzu kommen Lauf- und Speicherwasser 2,9 GW, Biomasse und sonstige EE 1,6 GW, Abfall 0,2 GW, insgesamt 4,7 GW. Insgesamt also 38,3 GW an erneuerbarer Erzeugung. Zudem Erdgas 4,6 GW und KWK<10 MW 1,3 GW, insgesamt 5,9 GW) von 2017 bis **2035** auf 38,2 GW mehr als verdoppelt werden. Die konventionelle Kraftwerksleistung hingegen wird v.a. durch Abschaltung der bayerischen Kernkraftwerke fast halbiert auf 5,9 GW. Die insgesamt in Bayern installierte Kraftwerksleistung erhöht sich um die Hälfte auf 44,2 GW.

Hingegen steigt die bayerische Jahreshöchstlast von 2017 bis 2030 (Szenario B2035) nur um rund ein Viertel auf 15,8 GW (NEP 2021-2035/1, S. 42, Tab. zu Abb. 11) bei einer minimalen Stromnachfrage von nur 5,9 GW.

Durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien ist in Bayern mit wachsenden momentanen Stromüberschüssen zu rechnen. Z.B. wird die bayerische Photovoltaikleistung gegenüber 2017 fast dreifach auf 30,7 GW (NEP 2021-2035/1, S. 42, Tab. zu Abb. 11) und wird damit rund doppelt so groß wie die bayerische Jahreshöchstlast von 15,8 GW.

### 2.1.2 SuedOstLink ist zur Versorgung Bayerns nicht erforderlich

Es soll nun für das Jahr 2035 der folgende Extremfall untersucht werden, der eine besonders große gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern erfordert:

Dunkelflaute in Bayern und gleichzeitig sehr viel Windenergieerzeugung an der Küste, die zu einem bundesweiten Stromüberschuss mit entsprechend niedrigen Strompreisen führt. Von der bayerischen Jahreshöchstlast von 15,8 GW können bayerische Bioenergie, Laufwasser und kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mindestens 5 GW (NEP 2021-2035/1, S. 42, Tab. zu Abb. 11], Szenario B2035: Lauf- und Speicherwasser 2,9 GW, Biomasse und sonstige EE 1,6 GW, Abfall 0,2 GW, KWK<10 MW 1,3 GW, insgesamt 6,0 GW. Abzüglich 1,0 GW für Unzuverlässigkeit von Laufwasser resultieren 5,0 GW) abdecken.

Die verbleibende Stromnachfrage von maximal gut 10,8 GW soll dann durch kostengünstige Windenergie aus dem Norden und Osten Deutschlands gedeckt werden.

Sind hierfür neue Leitungen erforderlich? Im Jahr 2019 bestand laut Netzdaten der Übertragungsnetz-betreiber eine gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern von 8,7 GW, nur 2,1 GW weniger als im Extremfall von der Küste maximal nach Bayern übertragen werden müsste. Zudem gab es 2019 noch Leitungsverbindungen nach Baden-Württemberg, Österreich und Tschechien mit rund 12 GW nutz-barer Transportleistung.

Knapp 5 GW bayerische Gaskraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt aus Kostengründen nicht eingesetzt und stehen deshalb in Bayern als jederzeit einsetzbare Reserveleistung zur Verfügung.

Die gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern soll aber laut Netzentwicklungsplan 2019-2030 allein bis 2030 auf 20,6 GW (Jarass/Siebels 2020a, Bild 2) verdoppelt werden, weit mehr als die maximal erforderlichen 10,8 GW. Zudem soll allein bis 2030 die gesicherte Transportleistung von Bayern nach Baden-Württemberg, Österreich und Tschechien um rund die Hälfte auf 19 GW ausgebaut werden.

Im Netzentwicklungsplan 2021-2035 ist die Leitung Südthüringen – Grafenrheinfeld mit einer gesicherten Transportleistung von 3,3 GW nicht mehr enthalten, stattdessen wird nun die Realisierung des 2. Systems des SuedOstLinks mit einer gesicherten Transportleistung von 2 GW von bisher 2035 auf das Jahr 2030 vorgezogen. (NEP 2021-2035/1, S. 366) Die insgesamt für das Jahr 2035 von Norden nach Bayern geplante gesicherte Transportleistung beträgt dann 17,3 GW, weit mehr als die maximal erforderlichen 10,8 GW.

## Fazit

Der SuedOstLink mit seiner gesicherten Transportleistung von 4 GW ist also für die gesicherte Stromversorgung von Bayern nicht erforderlich.

### 2.1.3 SuedOstLink für Stromexport nach Österreich?

Die Bundesnetzagentur behauptet, *"dass die geplanten Netzausbau-projekte zum größten Teil durch innerdeutschen Transportbedarf entstehen, obgleich ein Einfluss des Stromhandels auf einzelne Leitungen nicht ausgeschlossen werden kann."* (NEP 2019-2030/aT, S. 34) Das Beispiel Bayern zeigt hingegen, dass bereits die im Jahr 2019 von Norden nach Bayern bestehenden Leitungen auch im Jahr 2035 in fast allen Fällen ausreichend nord- und ostdeutschen EE-Strom nach Bayern transportieren können und dass deshalb der geplante Netzausbau von Norden nach Bayern weit überdimensioniert ist.

Vielmehr ist der geplante Netzausbau ganz überwiegend für den Stromexport von Stromspitzen quer durch Bayern nach Österreich erforderlich (Siehe hierzu z.B. [Jarass/Siebels 2020a).

## 2.2 Begründungen lassen Alternativen unberücksichtigt

### 2.2.1 Überlastung bestehender Leitungen

Laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 würden ohne SuedLink *"zunehmend Netzengpässe in Nordost- und Süddeutschland entstehen"* (NEP 2021-2035/1, S. 357 für DC5, S. 366 für DC20), ohne dass hierfür irgendein Beleg oder auch nur ein Beispiel gebracht würde.

Die Bundesnetzagentur begründet in ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 die Wirksamkeit von SuedOstLink (DC5) mit signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern in vielen Stunden des untersuchten Jahres. Beispielsweise seien die Leitungen Grohnde – Würzgassen sowie Klostermansfeld – Querfurt bei Ausfall eines Systems (n-1-Fall) überlastet, was durch SuedOstLink deutlich reduziert oder ganz beseitigt werden kann (NEP 2019-2030/B, S. 102).

## Bewertung

Die Bundesnetzagentur macht keine Angaben, welche alternativen Maßnahmen es zur Verstärkung der überlasteten Leitungen gibt und warum diese ausgeschlossen wurden. SuedOstLink ist so teuer, dass Alternativen zur Entlastung bestehender Drehstromleitungen im Regelfall kostengünstiger sein dürften als der Neubau von SuedOstLink.

Dabei kommen gerade für mit 57 km relativ kurzen Stromkreisabschnitten wie auf der Leitung Grohnde – Würgassen präventive oder kurative Schaltzustandsveränderungen zur Entlastung im (n-1)-Ausfall in Frage. Auch durch den Einsatz von Querregeltransformatoren (PST) kann ein Teil der Transportleistung dieser Leitung auf die parallel verlaufende, viel leistungsfähigere Leitung zwischen den Umspannwerken Wahle und Mecklar verlagert werden. Dieses würde auch dem anerkannten NOVA-Prinzip (Netz Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) entsprechen.

### 2.2.2 Bereitstellung von Blindleistungsbedarf

Die HGÜ-Konverter von SuedOstLink stellen zusätzlich Blindleistung für das Drehstromnetz bereit und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im Drehstromnetz.

#### Bewertung

Der Netzentwicklungsplan 2021-2035 macht keine Angaben, welche alternativen Maßnahmen es zur Bereitstellung von Blindleistung für das Drehstromnetz statt durch SuedOstLink gibt und warum diese ausgeschlossen wurden. SuedOstLink ist so teuer, dass Alternativen zur Bereitstellung von Blindleistung für das Drehstromnetz im Regelfall kostengünstiger sein dürften als der Neubau von SuedOstLink.

So werden im aktuellen 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 bereits eine Reihe von Blindleistungskompensationsanlagen als zukünftig notwendig ausgewiesen. Gegenüber den Kosten von ca. 25 Mio. Euro je 100 MW für eine DC-Konverterstation sind reine Blindleistungskompensationsmittel mit Kosten von 2,0...5,0 Mio. Euro je 100 Mvar deutlich preisgünstiger (NEP 2019-2030/2, Kostenschätzungen). Zudem können diese Betriebsmittel an mehreren Standorten und sogar in unterlagerten Netzen installiert werden, wodurch sie einen größeren Nutzen für das Gesamtnetz haben als die konzentrierte Blindleistungsbereitstellung an nur zwei Standorten.

### 2.2.3 Nutzung ausländischer Netze

*"Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hohen Einspeiseleistungen aus Windenergieanlagen treten, trotz Einsatz von Querregeltransformatoren (PST) an den Grenzen Deutschlands zu Polen und Tschechien, weiterhin ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf." (NEP 2021-2035/1, S. 357)*

## Bewertung

Der Netzentwicklungsplan 2021-2035 macht keine Angaben, welche alternativen Maßnahmen es zur Verhinderung dieser unerwünschter Leistungsflüsse gibt und warum diese ausgeschlossen wurden.

SuedOstLink ist so teuer, dass Alternativen zur Verhinderung dieser unerwünschter Leistungsflüsse im Regelfall kostengünstiger sein dürften als der Neubau von SuedOstLink.

Weiter ist festzuhalten, dass ein Leistungsaustausch von Sachsen über Polen und Österreich nach Bayern nicht stattfinden kann, solange Leistung von Bayern nach Österreich transportiert wird. Dies ist bei hohen Leistungsüberschüssen in Nordostdeutschland praktisch immer der Fall. Der Leistungstransport findet dann eher von Sachsen über Polen und Tschechien und Österreich in die weiter südlich gelegenen Gebiete statt.

Der unerwünschte Stromtransport von Sachsen über Tschechien nach Bayern hat zwei Ursachen. Zum einen muss dadurch zeitweise ein Ausgleich hoher Überschussleistungen in Ostdeutschland und großer Leistungsdefizite in Bayern und den Alpenländern erfolgen. Zum anderen sucht diese Ausgleichsleistung den Weg des geringsten Widerstands. SuedOstLink reduziert gleichzeitig den Leistungsüberschuss und das Leistungsdefizit und entlastet damit faktisch das Drehstromnetz. Die zum Transport über das Drehstromnetz verbleibende Leistung wird damit zwar verringert, es wird aber nichts daran verändert, dass die verbleibende Leistung immer noch vorrangig den kürzeren Weg über Tschechien nimmt, soweit es die Querregeltransformatoren zulassen.

Der ungewollte Transit von Sachsen über Tschechien nach Bayern kann dadurch reduziert werden, dass der Schaltzustand im Netz Tschechiens oder in Sachsen verändert wird. Dabei ist auf die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit zu achten. Dadurch würde der Strom verstärkt innerhalb Deutschlands transportiert werden, wodurch die Leitungen zwischen Thüringen und Bayern höher belastet würden. Hierfür steht auch ohne SuedOstLink im Netzentwicklungsplan 2021-2035 eine gesicherte Netzreserve von mindestens 2,5 GW (Laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 geplante gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern 17,3 GW (siehe Kap. 2.1.2), ohne SuedOstLink 13,3 GW, weit mehr als die maximal erforderlichen 10,8 GW. Damit verbleiben eine Netzreserve von mindestens 2,5 GW) zur Verfügung, ohne die gesicherte Stromversorgung von Bayern zu gefährden.



## 2.2.4 Nutzung der österreichischen Pumpspeicher

Laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 trägt der SuedOstLink "zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windenergieanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei" (NEP 2021-2035/1, S. 357).

### Bewertung

SuedOstLink trägt sicher zu einer Stärkung der Verbindung zu den österreichischen Pumpspeichern bei. Es wird aber im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht belegt, dass ohne SuedOstLink eine ausreichende Verbindung zu den österreichischen Pumpspeichern nicht gegeben ist. Ohne derartige Belege erscheint der SuedOstLink hierfür überflüssig.

Zwar gab es im letzten Jahrhundert eine energiewirtschaftlich sinnvolle Kooperation zwischen hoch verfügbaren Braunkohlekraftwerken in Westdeutschland und Speichern in den Alpen, diese ist aber nicht vergleichbar mit Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Der sehr unzuverlässige Strom aus Windkraftanlagen und der zu Zeiten höherer Leistungsnachfrage bereitstehende Strom aus PV-Anlagen kann energiewirtschaftlich kaum zur Speicherbewirtschaftung in Österreich und der Schweiz genutzt werden.

Damit können die Kosten des teuren SuedOstLinks zuzüglich der vom Umspannwerk Isar Richtung Süden und Westen auszubauenden Drehstromleitungen für die im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beschriebene Aufgabe nicht gerechtfertigt werden.

## 2.3 Weitere Defizite der Leitungsplanung

### 2.3.1 Angaben zur Auslastung sind fehlerhaft

Sowohl die durchschnittliche als auch die maximale Auslastung wird mit 68% (NEP 2019-2030/B, S. 105) angegeben.

### Bewertung

Die Angabe der maximalen Auslastung scheint fehlerhaft zu sein, da dann die 2-GW-Verbindung nie mit Nennleistung betrieben würde. Die Angabe der durchschnittlichen Auslastung entsteht durch die willkürliche Wahl von für die Gleichstromleitung erforderlichen Modellparametern. Für eine ungesteuerte Drehstromverbindung läge die mittlere Auslastung nur etwa halb so hoch.

### 2.3.2 Keine Kosten-Nutzen-Analysen im Netzentwicklungsplan 2021-2035

Bei der Netzplanung wurde bisher in Deutschland fälschlicherweise nicht geprüft, ob durch Einsatz eines Kraftwerks mit geringeren Stromproduktionskosten auch bei Berücksichtigung von dadurch verursachten Netzausbaukosten die insgesamt kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht wird (Baumann/Jarass 2020, S. 50ff., Kap. 5.1).

Bei der Netzausbauplanung müssen also Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan berücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen. Dies entspricht auch der laut deutschem Netzentwicklungsplan 2019-2030 im EU-Gesetzgebungspaket "Saubere Energie für alle Europäer" ([EU 2019]; siehe dazu auch [Agora 2019]) erklärten Zielsetzung, "für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie fördern" (NEP 2019-2030/2, S. 58).

Hier liegt einer der zentralen Fehler aller deutschen Netzentwicklungspläne: Statt die gesamten Kosten der Stromversorgung frei Verbraucher, also inklusive der erforderlichen Netzausbaukosten zu minimieren, werden nur die variablen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimiert, (NEP 2019-2030/2, S. 90). Zudem bleiben viele andere Möglichkeiten zur Reduzierung der Stromversorgungskosten unberücksichtigt, siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 71ff., Kap. 7) was im Widerspruch zu den genannten EU-Vorgaben steht. Der deutsche Netzentwicklungsplan soll doch zu einer kostengünstigen Stromversorgung, also zu einer Minimierung der Gesamtkosten der Stromversorgung beitragen, wie auch in § 1 EnWG gefordert, und nicht nur die variablen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimieren.

Die laut EU-Verordnungen zwingend erforderlichen Kosten-Nutzen-Analysen wurden auch im deutschen Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht durchgeführt (Hingegen werden im Netzentwicklungsplan 2019-2030 für nur vorübergehend erforderliche sogenannte 'Ad-Hoc'-Maßnahmen sehr wohl Nutzen und Kosten erhoben und berücksichtigt: "Die so ermittelten Opportunitätskosten werden den Investitionen, die für die Ad-Hoc-Maßnahme anfallen, gegenübergestellt." [NEP 2019-2030/B, S. 56]), obwohl sie vom Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) in Abstimmung mit der EU zwingend gefordert werden.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) konnte auf Nachfrage keine Leitung nennen, für die in einem Netzentwicklungsplan der Nutzen in Bezug zu den Investitionskosten der Leitungen gesetzt wurde (BMWi 2020a).

Die Aufnahme des SuedOstLinks in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan 2019-2030 (§ 12e EnWG), der aber für die einzelnen Leitungen keine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt hat, insbesondere auch nicht für die Juraleitung. Deshalb ist die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf der Juraleitung ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt.

Und auch der neue Netzentwicklungsplan 2021-2035 sieht *"wegen des mit der Kosten-Nutzen-Analyse verbundenen erheblichen Aufwands ... nur für.. Interkonnektoren ... , die noch nicht von der BNetzA bestätigt wurden und noch nicht im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind"* (NEP 2021-2035/1, S. 133) Kosten-Nutzen-Analysen vor, die zu-dem erst im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 veröffentlicht werden sollen. *"Die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte wird ... wie bisher anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert."* (NEP 2021-2035/1, S. 133)

Im Klartext: Auch für den SuedOstLink wird im Netzentwicklungsplan 2021-2035 keine Kosten-Nutzen-Analyse gemacht (Hier wird das Ziel des Netzausbaus deutlich, nämlich ohne Berücksichtigung der Kosten *"Transportkapazitäten für Transite durch Deutschland und für den Import/Export an den Grenzen zu den Nachbarländern zu schaffen."* [Kleedörfer 2019, S. 16].

### **2.3.3 Die Kosten des SuedOstLinks sind in allen ENTSOE-Szenarien größer als der Nutzen**

#### **(1) Die Kosten von SuedOstLink sind in allen Szenarien des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans größer als der Nutzen**

Anfang November 2020 wurde der Entwurf des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans 2020 veröffentlicht. Als zentrale Messgröße für den Nutzen einer Leitung werden dort für die Erhöhung der sozio-ökonomischen Wohlfahrt (Indikator B1; siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 31, Kap. 3.1.1]. Zudem müssen die Werte für Indikatoren B2 bis B10 in Bezug gesetzt werden zu den Kostenindikatoren S2 und S3) Werte für drei Szenarien (Insbesondere Werte für alternative Szenarien fehlen: "This project is assessed with the internal redispatch methodology. Because this project was assessed with one tool only, there is no variation between min, max and average values. The assessment process for this project is still ongoing." [ENTSOE 2020, Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12].

Alle deutschen Leitungen wurden nur mit der *"internal redis-patch methodology"* bewertet, deshalb gilt die hier beispielhaft für den SuedOstLink zitierte Aussage für alle deutschen Leitungen) mit **6...160 Mio. €/a** (Im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan von 2018 [ENTSOE 2018b] werden hingegen je nach Szenario zwischen 65 Mio. €/a und 330 Mio. €/a angegeben) für das Jahr 2030 angegeben (Siehe zum Folgenden [Jarass/Siebels 2020, S. 61-63, Kap. 5.1.2):

- **160 Mio. €/a** (ENTSOE 2020, Project 130, S. 13) für das 'Central scenario: National Trends', das den Deutschen Energie- und Klimaplan' (BMWi 2020, 2.4.1.i) berücksichtigt. Davon (Diese Werte sind Teil des Gesamtwerts von Indikator B1 [ENTSOE 2019, S. 52]) resultieren 16 Mio. €/a aus Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und 79 Mio. € aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.
- **12 Mio. €/a** (ENTSOE 2020, Project 130, S. 13) für das Szenario 'Distributed Energy', das ein CO<sub>2</sub>-neutrales Energiesystem bis 2050 (ENTSOE 2020d, S. 10-12) ansetzt. Davon resultieren 5 Mio. €/a aus Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und 6 Mio. €/a aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.
- **6 Mio. €/a** (ENTSOE 2020, Project 130, S. 17) für ein Szenario 'Current Trends' mit einem langsameren Umbau des Energiesystems als geplant. Davon resultieren 2 Mio. €/a aus Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und 4 Mio. €/a aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.

Die Investitionskosten (Siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 32/33, Kap. 3.2.1) werden mit 4,22 Mrd. € ([ENTSOE 2020, Project 130, S. 19], laut ENTSOE zum Preisstand 2020; das ist etwas weniger als die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 2018 angegebenen 5 Mrd. € [TenneT 2018]) angegeben, zzgl. laufende Betriebskosten von 33,8 Mio. €/a (ENTSOE 2020, Project 130, S. 19).

Werden für Kapitalkosten und Abschreibung 7 %/a der Investitionskosten angesetzt, resultieren jährliche Kosten von 329 Mio. €/a ( $329 \text{ Mio. €/a} = 4,22 \text{ Mrd. €} * 7 \text{ %/a} + 33,8 \text{ Mio. €/a}$ ).

Ein Vergleich der Kosten und Nutzen von SuedOstLink zeigt:

- Im 'Central scenario: National Trends' ist der Nutzen von 160 Mio. €/a nur halb so hoch wie die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind also doppelt so groß wie der Nutzen. Die im nächsten Abschnitt erläuterten Abschätzungen geben Anlass zur Annahme, dass dieser Nutzen entgegen den ENTSOE-Vorgaben berechnet und deshalb weit überschätzt wurde.
- Im Szenario 'Distributed Energy' ist der Nutzen mit 12 Mio. €/a viel geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind 27mal so hoch wie der Nutzen.
- Im Szenario 'Current Trends' ist der Nutzen mit 6 Mio. €/a ebenfalls sehr viel geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind 55mal so hoch wie der Nutzen.

In allen Szenarien des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans sind also die Kosten größer als der Nutzen. Deshalb darf laut EU-Vorgaben der SuedOstLink nicht gebaut werden (Hier wird das Ziel des Netzausbaus deutlich, nämlich ohne Berücksichtigung der Kosten *"Transportkapazitäten für Transite durch Deutschland und für den Import/Export an den Grenzen zu den Nachbarländern zu schaffen."* [KLEEDÖRFER 2019, S. 16]).

**(2) Die Kosten von SuedOstLink sind auch in allen Szenarien des endgültigen ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans größer als der Nutzen**

Im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans haben die Autoren dieses Gutachtens ENTSOE Ende Dezember 2020 darauf hingewiesen (Jarass/Siebels 2020b), dass für SuedOstLink in allen Szenarien die Kosten deutlich größer sind als der Nutzen.

Mitte Februar hat ENTSOE den endgültigen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (ENTSOE 2021c) veröffentlicht:

- Im 'Central scenario: National Trends' ist der Nutzen von 160 Mio. €/a unverändert und weiterhin nur halb so hoch wie die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind also in diesem Szenario weiterhin doppelt so groß wie der Nutzen.

- Im Szenario 'Distributed Energy' gibt ENTSOE nun einen Nutzen nun 272 Mio. € anstatt 12 Mio. €/a im Entwurf, also mehr als 20mal so groß. Als Begründung für diese massive Erhöhung gibt ENTSOE an, dass im Entwurf des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans "internal re-dispatch" (ENTSOE 2021b, S. 32): "*For 2030 DE Scenario the benefits related to the internal re-dispatch were not computed*") nicht berechnet wurde. Aber auch der neue Nutzen von 272 Mio. €/a ist geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind rund ein Fünftel größer als der Nutzen.
- Im Szenario 'Global Ambition', für das im Entwurf noch keine Werte angegeben wurden, ist der von ENTSOE angegebene Nutzen mit 150 Mio. €/a deutlich geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind mehr als doppelt so groß wie der Nutzen.
- Im Szenario 'Current Trends' ist der Nutzen nun 156 €/a statt bisher 6 Mio. €/a, also 26mal so groß wie bisher. Für diese massive Erhöhung wird keine Begründung angegeben. Vielmehr wird der Wert von 6 Mio. € mit unterschiedlichen Grenzkosten begründet und bekräftigt ([ENTSOE 2021b, S. 32]: "*It is a different Scenario with different marginal costs on hourly dimension, which gives different results.*"). Aber auch der von ENTSOE angegebene neue Nutzen von 156 Mio. €/a ist geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind gut doppelt so groß wie der Nutzen.

### (3) Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- Beim SuedOstLink sind in allen ENTSOE-Szenarien die Kosten größer als der Nutzen. Deshalb darf laut EU-Vorgaben der SuedOstLink nicht gebaut werden.
- Für die mit dem EU-Programm "*Saubere Energie für alle Europäer*" ([EU 2016]; [EU 2019]) beabsichtigte verstärkte Nutzung regenerativer Energien ist der SuedOstLink nicht erforderlich, vielmehr gibt es kostengünstigere Alternativen, insbesondere produktionsnahe Nutzung von Leistungsspitzen (Siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 71ff., Kap. 7]).

### 2.3.4 Dem Nutzen müssen alle Kosten gegenübergestellt werden

Das neu geplante Gleichstromerkabel Heide/Brunsbüttel – Klein Rogahn/Schwerin (DC31) dient laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 (NEP 2021-2035/1, S. 376) dem Transport von On- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. der Westküste Schleswig-Holsteins zu den weniger hoch ausgelasteten Nord-Süd-Transportachsen in Ostdeutschland. Die Leitung hat in Klein Rogahn Anschluss an den SuedOstLink (2. System), der den Strom weiter nach Süden transportieren kann.

Dem Nutzen dieses Stromtransports müssen alle Kosten gegenübergestellt werden:

- Kosten für die Leitung Heide/West – Klein Rogahn (DC31), 2 GW, Trassenlänge 212 km (NEP 2021-2035/1, S. 376) **plus**
- Kosten für das 2. System des SuedOstLink Klein Rogahn/Schwerin – Isar/Landshut, 2 GW, Trassenlänge 779 km ([NEP 2021-2035/1, S. 364], siehe hierzu auch Kap. 1.1.1).

Der Netzentwicklungsplan macht keine spezifischen Angaben zu den Kosten dieser beiden Leitungen mit einer Gesamtlänge von 991 km.

Für das 539 km lange 1. System des SuedOstLinks Wolmirstedt – Isar werden vom Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) 4,22 Mrd. € ([ENTSOE 2020, Project 130, S. 19], laut ENTSOE zum Preisstand 2020; diese Kostenschätzungen sind etwas niedriger als die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 2018 angegebenen 5 Mrd. € [TenneT 2018]) angegeben, also 7,8 Mio. €/km. Hieraus kann man für die 991 km lange Leitung Heide/West Kosten von rund 7 Mrd. € abschätzen, selbst wenn man Kosteneinsparungen durch Parallelverlegung des 2. Systems mit dem 1. System des SuedOstLink ab Wolmirstedt/Magdeburg berücksichtigt.

Es erscheint völlig ausgeschlossen, dass eine Kosten-Nutzen-Analyse einen jährlichen Nutzen ergibt, der größer ist als die enormen annuisierten Kosten dieser langen Leitung. Schon beim sehr viel kürzere 1. System des SuedOstLinks sind die Kosten sehr viel höher als der Kosten (Siehe Kap. 2.3.3.).

### 3 Zukünftig geringere Notwendigkeit des SuedOstLinks

#### 3.1 Geringere Notwendigkeit des SuedOstLinks durch neue bayerische Reservekraftwerke

##### **Bei bundesweiten Dunkelflauten ist SuedOstLink für Bayern nutzlos**

Zur Stromversorgung Bayerns bei bayerischen Dunkelflauten ist der geplante Netzausbau – wie in Kap. 2.1 gezeigt – weit überdimensioniert. Zur Stromversorgung Bayerns bei bundesweiten Dunkelflauten sind die zusätzlich geplanten Leitungen nutzlos, weil zukünftig weder Reserveleistungen aus west- und ostdeutschen Kohlekraftwerken zur Verfügung stehen noch größere gesicherte Importleistungen. Vielmehr sind zusätzliche Reservekraftwerke in Bayern zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei bundesweiten Dunkelflauten vorzusehen (Jarass/Jarass 2017, S. 43ff. Kap. 3.1.1).

##### **Netzentwicklungsplan riskiert die hohe deutsche Versorgungssicherheit**

Dies steht ganz im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan 2021-2035, der für Bayern keinen nennenswerten Zubau von Reservekraftwerken vorsieht (NEP 2021-2035/1, S. 42, BY, Erdgas, Biomasse). Vielmehr werden für Deutschland bei einer für das Jahr 2035 erwarteten Jahreshöchstlast von 106 GW nur eine installierte Leistung von 71,9 GW ([NEP 2021-2035/1, S. 42]: Erdgas o.ä. 48,6 GW, Biomasse 7,5 GW, Lauf- und Speicherwasser 5,6 GW, Pumpspeicher 10,2 GW, insgesamt 71,9 GW) aus konventionellen Kraftwerken eingeplant in der Erwartung, dass Defizite durch das Ausland abgedeckt werden. Seltene, außerplanmäßige Eventualitäten wie systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich oder extreme Wittersituationen bleiben dabei unberücksichtigt, vielmehr wird die Marktsimulation auf statistisch erwartbare Bedingungen ausgelegt (NEP 2021-2035/1, S. 77). Damit überrascht nicht, dass laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 *"Knappheitssituationen, in denen der gesamte inländische Kraftwerkspark genutzt wird, ... verhältnismäßig selten"* (NEP 2021-2035/1, S. 81) sind.

Selbst wenn die im Netzentwicklungsplan 2021-2035 unberücksichtigten systematischen Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich oder extreme Wittersituationen *"seltene, außerplanmäßige Eventualitäten"* (NEP 2021-2035/1, S. 77) wären, müssten sie bei der Reservekraftwerksplanung berücksichtigt werden, da sonst für Deutschland unnötige Risiken eingegangen würden. Mittlerweile passieren aber extreme Wittersituationen immer häufiger. Der Netzentwicklungsplan 2021-2035 will deutsche Stromversorgungsdefizite durch Stromimporte abdecken statt durch verbrauchsnahe Reservekraftwerke und riskiert so die im Energiewirtschaftsgesetz geforderte hohe Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung.



Neue Reservekraftwerke, die verbrauchsnahe installiert werden, erhöhen die Versorgungssicherheit und verringern gleichzeitig den Netzausbaubedarf.

### 3.2 Zukünftig geringerer Stromexport

#### 3.2.1 Vom Netto-Stromexporteur in 2030 zum Netto-Stromimporteur in 2035

Während der Netzentwicklungsplan 2019-2030 für das Jahr 2030 noch erhebliche Stromexporte prognostizierte (NEP 2019-2030/2, S. 97, Abb. 35, B2030), rechnet der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für die Jahre 2035 und 2040 mit erheblich niedrigeren Stromexporten (NEP 2021-2035/1, S. 84, Abb. 32, B2035 bzw. B2040):

- Der Brutto-Stromexport verringert sich von 137,0 TWh (2030) auf 89,6 TWh (2035) und weiter auf 87,2 TWh (2040).
- Der Netto-Stromexport verringert sich von 72,9 TWh (2030) auf -16,7 TWh (2035) und auf -22,3 TWh (2040); aus dem Netto-Stromexport wird also ein Netto-Stromimport.

Zum einen werden deutsche Kohlekraftwerke schrittweise stillgelegt, sodass der Skandinavienstrom, aber auch der norddeutsche Sonnen- und Windstrom verstärkt in Deutschland, aber zunehmend auch in Polen genutzt werden kann statt ihn weiträumig nach Süden zu exportieren. Zum anderen ist es laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 immer häufiger nicht möglich, hohe deutsche EE-Leistungsüberschüsse in Gänze zu exportieren, weil zu diesem Zeitpunkt auch die Nachbarländer in wachsendem Umfang EE-Leistungsüberschüsse haben (NEP 2021-2035/1, S. S. 81 und S. 90).

#### 3.2.2 Stromexporte in 2035 deutlich niedriger, Stromimporte deutlich höher

Die Exportprognosen für 2035 sind im neuen Netzentwicklungsplan 2021-2035 deutlich niedriger als im alten Netzentwicklungsplan 2019-2030:

- Fünftelung des Stromexports nach Frankreich von 10,7 TWh/a auf 2,4 TWh/a,
- Halbierung des Stromexports in die Schweiz von 19,7 TWh/a auf 9,7 TWh/a,
- fast Halbierung des Stromexports nach Österreich von 19,3 TWh/a auf 11,6 TWh/a,

- mehr als Verdoppelung des Stromexports nach Polen von 6,6 TWh/a auf 14,9 TWh/a,
- fast Halbierung des Stromexports nach Skandinavien von 25,7 TWh/a auf 14,9 TWh/a.

Die Importprognosen für 2035 sind im neuen Netzentwicklungsplan 2021-2035 für Frankreich und der Schweiz deutlich höher als im alten Netzentwicklungsplan 2019-2030, hingegen für Polen deutlich niedriger:

- fast Verdreifachung des Stromimports aus Frankreich von 8,2 TWh/a auf 22,5 TWh/a,
- fast Verdoppelung des Stromimports aus der Schweiz von 5,1 TWh/a auf 8,9 TWh/a,
- geringfügige Erhöhung des Stromimports aus Österreich von 10,5 TWh/a auf 11,0 TWh/a,
- Viertelung des Stromimports aus Polen von 15,1 TWh/a auf 3,8 TWh/a,
- Erhöhung des Stromimports aus Skandinavien um ein Drittel von 27,6 TWh/a auf 36,4 TWh/a.

Der Netzentwicklungsplan 2021-2035 gibt keine Werte für die maximalen Austauschleistungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern an. Es steht aber zu erwarten, dass mit verringerter Exportmenge auch die Häufigkeit der hohen Exportleistungen zurückgehen wird und umgekehrt mit erhöhter Importmenge die Häufigkeit von hohen Importleistungen steigen wird.

Bisher war der Netzausbau wesentlich durch zusätzliche Nord-Süd-Transporte bedingt, weil die Nord-Süd-Transportleistungen viel höher waren als die Süd-Nord-Transportleistungen. Auch deshalb sieht der neue 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2021-2035 keinerlei weitere Leitungen von Nord- nach Süddeutschland vor, hingegen eine Reihe von neuen Leitungen von den norddeutschen Onshore- und Offshore-Windkraftwerken in die westdeutschen Verbrauchschwerpunkte wie Ruhrgebiet etc.

Zudem ist ganz überraschend ein neues Gleichstromerkabel von Heide/Hamburg an den Startpunkt des SuedOstLinks (2. System) bei Schwerin geplant, wodurch Nordsee-Windstrom *"zu den weniger hoch ausgelasteten Nord-Süd-Transportachsen in Ostdeutschland"* (NEP 2021-2035/1, S. 376) transportieren soll.

Im Klartext:

Der SuedOstLink ist nicht ausgelastet und soll deshalb mit norddeutschem Windstrom gefüttert werden.

Für den SuedOstLink ist von besonderer Bedeutung, dass der Stromexport nach Österreich von 19,3 TWh/a auf 11,6 TWh/a fast halbiert wird bei einer nur geringfügigen Erhöhung des Stromimports aus Österreich von 10,5 TWh/a auf 11,0 TWh/a. Diese grundlegende Veränderung muss in einer neuen Prüfung der Notwendigkeit des SuedOstLinks berücksichtigt werden.

#### **Fazit: Nord-Süd-Leitungen verlieren Ihre Bedeutung**

- Die Stromexporte nach Österreich gehen laut dem neuen Netzentwicklungsplan 2021-2035 bis 2035 deutlich zurück und damit auch die von Norden nach Süden benötigten Transportleistungen.
- Die Bedeutung des SuedOstLinks, der laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 wegen des Stromtransports von Norden nach Südbayern erforderlich ist, nimmt selbst noch den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber deshalb im Zeitablauf ab.

#### **4. Zusammenfassung**

Am 29. Januar 2021 wurde der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2021-2035 veröffentlicht, der die Gleichstromleitung SuedOstLink von Raum Schwerin in den Raum Landshut (DC5, DC20) als erforderlich ausweist.

##### **4.1 Erforderlichkeit von SuedOstLink ist nicht belegt**

###### **(1) SuedOstlink ist nicht für die Stromversorgung Bayerns erforderlich**

Die insgesamt für das Jahr 2035 von Norden nach Bayern geplante gesicherte Transportleistung beträgt 17,3 GW, weit mehr als die für Bayern maximal erforderlichen 10,8 GW. SuedOstLink mit seiner gesicherten Transportleistung von 4 GW ist also für die gesicherte Stromversorgung von Bayern nicht erforderlich.

**(2) Begründungen für SuedOstLink lassen Alternativen unberücksichtigt**

Die behauptete Überlastung bestehender Leitungen, die erforderliche Bereitstellung von Blindleistungsbedarf und die unzulässige Nutzung ausländischer Netze kann durch Alternativen

**(3) Nutzung der österreichischen Pumpspeicher**

Es wird im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht belegt, dass ohne SuedOstLink eine ausreichende Verbindung zu den österreichischen Pumpspeichern nicht gegeben ist.

#### **4.2 Weitere Defizite der Leitungsplanung**

**(4) Angaben zur Auslastung sind fehlerhaft**

Die Angabe der maximalen Auslastung scheint fehlerhaft zu sein, da dann die 2-GW-Verbindung nie mit Nennleistung betrieben würde.

**(5) Keine Kosten-Nutzen-Analysen im Netzentwicklungsplan 2021-2035**

Die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf des SuedOstLinks ist ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt. Auch im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wird für den SuedOstLink keine Kosten-Nutzen-Analyse gemacht.

**(6) Kosten des SuedOstLink größer als sein Nutzen**

In allen ENTSOE-Szenarien sind die Kosten des SuedOstLinks größer als sein Nutzen. Deshalb darf laut EU-Vorgaben der SuedOstLink nicht gebaut werden.

**(7) Netzentwicklungsplan riskiert die hohe deutsche Versorgungssicherheit**

Der Netzentwicklungsplan 2021-2035 will deutsche Versorgungsdefizite durch Stromimporte abdecken statt durch verbrauchsnahe Reservekraftwerke und riskiert so die im Energiewirtschaftsgesetz geforderte hohe Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung.

**(8) Keine Notwendigkeit des SuedOstLinks durch zukünftig geringeren Stromexport**

Die Stromexporte nach Österreich gehen laut dem neuen Netzentwicklungsplan 2021-2035 bis 2035 deutlich zurück und damit auch die von Norden nach Süden benötigten Transportleistungen. Die Bedeutung von SuedOstLink, der laut Netzentwicklungsplan 2021-2035 Strom von Norden nach Südbayern transportieren soll, nimmt deshalb im Zeitablauf ab. Diese Abnahme der Bedeutung von SuedOstLink wird im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht einmal erwähnt.

**5. Schlussfolgerungen**

Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021 – 2035 kann der weiteren Planung nicht zugrunde gelegt werden. Dieser Entwurf ist nicht nur defizitär, er ist grundsätzlich von seiner Anlage her unbrauchbar.

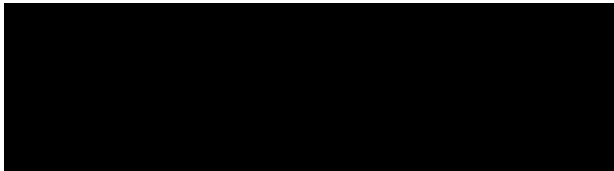
Da er die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Netzplanung nicht berücksichtigt, stimmen die grundsätzlichen Koordinaten nicht die welche dieser Planung zugrunde gelegt worden sind. In der ersten Stufe der Vorplanung hätten die möglichen Netzausbaumaßnahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse unterworfen werden müssen. Damit wäre ein großer Teil der Netzplanungen von vorneherein herausgefallen. Die Ankündigung, dass Kosten-Nutzungen-Untersuchungen bis zum zweiten Entwurf des NEP 2035 vorgelegt werden sollen, signalisiert zwar, dass die rechtliche Notwendigkeit einer Kosten-Nutzen-Analyse für einen Netzentwicklungsplan gesehen worden ist. Es werden aber daraus keine Konsequenzen für die bisherige Netzentwicklungsplanung gezogen. Dies hätte dazu führen müssen, dass die Bundesbedarfspläne von 2019 und 2021 und Szenariorahmen einer Überprüfung hätten unterzogen werden müssen. Dies hätte zu einem völlig anderen Netzentwicklungskonzept geführt. Dieses umfassende Revirement ist nachzuholen.

Es steht eine Neukonfiguration des Netzsystems ohne SuedOstLink an. Der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan hat gezeigt, dass in allen Szenarien der Nutzen erheblich kleiner ist als die Kosten. Mitte Februar hat ENTSOE den endgültigen 10 Jahres-Netzentwicklungsplan veröffentlicht. Selbst bei einem hoch gegriffenen Nutzen von 272 Millionen Euro (im Fall das Szenarios „Distributed Energy“) ist dieser geringer als die Kosten von 329 Millionen Euro pro Jahr. Dabei wurde der Nutzen des ENTSOE-Netzentwicklungsplans um den Faktor 20 gegenüber dem vorhergehenden Ansatz von 12 Millionen EUR pro Jahr hochgerechnet.

Da nach den EU-rechtlichen Vorgaben die Kosten niedriger als der Nutzen seinen müssen, darf der SuedOstLink gar nicht gebaut werden und muss, soweit Arbeiten noch gestoppt werden können, aus der Planung herausgenommen werden.

Im Übrigen gibt es für das EU-Programm „Saubere Energie für alle Europäer“ kostengünstigere Alternativen, insbesondere produktionsnahe Nutzung von Leistungsspitzen, die SuedOstLink tatsächlich überhaupt nicht erforderlich zu machen. Der NEP-Entwurf 2035 macht keine spezifischen Angaben zu den Kosten der gesamten SuedOstLink-Planung. Diese würden noch deutlicher machen, dass die Kosten sehr viel höher als der Nutzen sind.

Daher ist eine völlige Neuplanung unter Berücksichtigung der bundesdeutschen Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts in § 1 Abs. 1 und § 1a Abs. 3 EnWG sowie der Anforderungen der Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System und deren Implementierungen im Integrierten deutschen Energie- und Klimaplan vom 10.06.2020 vorzunehmen. Dabei ist das sogenannte Winterpaket der Kommission aus dem Jahre 2016 und die Verordnung VO (EU) 2019/943 mit einzubeziehen. Fehlerhafte Angaben zur Auslastung sind dringend zu korrigieren; sonst scheitert auch eine Neuplanung. Es ist an sich schon schwer nachvollziehbar, dass der Versuch eines NEP-Entwurfs schwerwiegende Defizite und fehlerhafte Annahmen kommen konnte.



RA W. Baumann  
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

**Anlagen:**

Prof. Dr. Lorenz Jarass / Dipl.-Ing. Carsten Siebels, Gutachten zu „Machen EU-Vorgaben den geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich? (Anlage 1)“  
Quellenverzeichnis (Anlage 2)