

BAUMANN
JARASS



ÜBERDIMENSIONIERTER NETZAUSBAU BEHINDERT DIE ENERGIEWENDE

Erforderliche Änderungen beim Netzentwicklungsplan

Baumann/Jarass

**Überdimensionierter Netzausbau
behindert die Energiewende**

**Erforderliche Änderungen
beim Netzentwicklungsplan Strom**

Rechtsanwalt W. **BAUMANN** ist Fachanwalt für Verwaltungsrecht und Gründer der Kanzlei Baumann Rechtsanwälte Partnerschaftsgesellschaft mbB. Er ist seit über 40 Jahren im Umweltrecht tätig, zunächst als wissenschaftlicher Assistent an der Universität Würzburg, dann als Anwalt in Vertretung von Städten und Gemeinden gegen die atomare Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf und das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich. Daneben war er immer wieder im energiewirtschaftlichen Themenbereich tätig, u.a. als Sachverständiger bei Gesetzesvorhaben im Bundestag, jüngst bei der Anhörung zur NABEG-Novelle. Zahlreiche Veröffentlichungen.

Prof. Dr. L.J. **JARASS**, M.S. (School of Engineering, Stanford University) ist seit mehr als 35 Jahren im Bereich erneuerbare Energien und Stromnetze tätig. Er hat seine Masterarbeit an der Stanford University über die Integration der Windenergie in Kalifornien geschrieben und über die Integration der Windenergie in Deutschland promoviert. Im Rahmen seiner intensiven Beratungstätigkeit für Regierungen, Netzbetreiber und Kommunen war er mehrfach Gutachter beim Deutschen Bundestag und beim Deutschen Bundesverwaltungsgericht. Über 85 Aufsätze und 10 Bücher im Energiebereich (siehe www.JARASS.com, Energie).

Lektorat durch Dipl. Volkswirtin A. JARASS, Wiesbaden.

© 2020 L.J. JARASS

Alle Rechte vorbehalten

Herstellung und Verlag:

BoD – Books on Demand, Norderstedt

ISBN 9783750471771

Baumann/Jarass

Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende

Erforderliche Änderungen beim Netzentwicklungsplan Strom

Gliederung	5
1 Grundlegender Umbau der Energieversorgung	9
Teil I – Netzentwicklungsplan.....	12
2 Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan ..	13
3 Erforderlicher Netzausbau laut Netzentwicklungsplan	19
Teil II – Verringerung des erforderlichen Netzausbaus	40
4 Systemstabilität als Rahmenbedingung für eine Verringerung des Netzausbaus.....	42
5 Berücksichtigung der Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan erforderlich.....	50
6 Verringerung der Leistungsüberschüsse	64
7 Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung des bestehenden Stromnetzes	77
8 Rechtliche Handlungsmöglichkeiten gegen Bundesfachplanungsentscheidungen.....	97
9 Zusammenfassung.....	118
Quellen	121

Die Übertragungsnetzbetreiber fordern bis 2030 knapp 15.000 km Netzausbau mit Investitionskosten von 79 Mrd. €, bis 2035 fast 18.000 km mit Investitionskosten von 95 Mrd. €.

Die Bundesnetzagentur hält davon einen wesentlichen Teil für erforderlich, nämlich bis 2030 einen Netzausbau von insgesamt rund 12.000 km mit Investitionskosten von gut 60 Mrd. € (der Zeitraum bis 2035 wurde von der Bundesnetzagentur nicht geprüft).

Der von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzentwicklungsplan bildet die Grundlage für die Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes.

Zur Vermeidung von kostenintensiven Fehlinvestitionen erscheint deshalb die hier vorgelegte Bewertung des Netzentwicklungsplans dringlich.

Würzburg/Wiesbaden, 17. Februar 2020

W. BAUMANN und L.J. JARASS

Gliederung

Gliederung	5
1 Grundlegender Umbau der Energieversorgung	9
Teil I – Netzentwicklungsplan.....	12
2 Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan ..	13
2.1 Installierte Kraftwerksleistung laut Netzentwicklungsplan	13
2.2 Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan.....	16
3 Erforderlicher Netzausbau laut Netzentwicklungsplan	19
3.1 Netzausbau ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	19
3.1.1 Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	19
3.1.2 Investitionskosten des Zubaunetzes ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	22
3.2 Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	24
3.2.1 Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	24
3.2.2 Investitionskosten des Zubaunetzes zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	26
3.3 Gesamter Netzausbau	27
3.4 Warum ist laut Netzentwicklungsplan ein massiver Netzausbau erforderlich?	30
3.4.1 Installierte EE-Kraftwerksleistung übersteigt immer stärker die benötigte Kraftwerksleistung	30
3.4.2 Sofortiger Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung erforderlich	32
3.4.3 Netzausbau ist für den Export von Leistungsüberschüssen erforderlich	34
3.4.4 Neue Leitungen nutzen bei Dunkelflauten nichts	38
Teil II – Verringerung des erforderlichen Netzausbaus	40
4 Systemstabilität als Rahmenbedingung für eine Verringerung des Netzausbaus.....	42
4.1 (n-1)-Kriterium für Netzstörungen	42
4.1.1 (n-1)-Kriterium für erneuerbare Energien nur abgeschwächt erforderlich	43
4.1.2 Systemrelevante Mehrfachfehler	44
4.2 Voraussetzung für alle Maßnahmen: Sicherung der Systemstabilität	45
4.2.1 Thermische Grenzleistung	45
4.2.2 Dynamische Netzstabilität	47
4.2.3 Erheblicher Blindleistungsbedarf laut Netzentwicklungsplan	49

5 Berücksichtigung der Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan erforderlich.....	50
5.1 Optimierung des Netzausbaus: Nicht zu viel und nicht zu wenig	50
5.1.1 Nutzen und Kosten eines Netzausbaus	51
5.1.2 Bestimmung des optimalen Netzausbaus	52
5.2 Netzentwicklungsplan berücksichtigt die Netzausbaukosten nicht	54
5.2.1 Marktmodell laut Netzentwicklungsplan	54
5.2.2 Netzausbaukosten bleiben beim Marktmodell unberücksichtigt	54
5.2.3 Auch bei Interkonnektoren erfolgt keine Berücksichtigung der Netzausbaukosten	56
5.3 Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus erforderlich.....	57
5.3.1 Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem überhöhten Netzausbau	57
5.3.2 Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu überhöhten Strompreisen	59
5.4 Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten behindert die Energiewende	60
5.4.1 Wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten kohlebedingter Netzausbau	60
5.4.2 Dezentrale Stromerzeugung wird wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten systematisch benachteiligt	61
6 Verringerung der Leistungsüberschüsse	64
6.1 Verringerung der konventionellen Mindest-Stromeinspeisung	64
6.1.1 Mindest-Stromeinspeisung durch konventionelle Kraftwerke	66
6.1.2 Maßnahmen zur Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung	67
6.2 Erneuerbare Gaserzeugung stärker berücksichtigen.....	68
6.2.1 Erneuerbare Gaserzeugung hat großes Potenzial	69
6.2.2 Power-to-Gas-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan	70
6.2.3 Erhebliche Verringerung des Netzausbaus durch erneuerbare Gaserzeugung möglich	71
6.2.4 Erhebliche Kosteneinsparung durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsüberschüssen möglich	73
6.3 EE-Überschussstrom für Heizung und Warmwasserbereitung in Wohnhäusern berücksichtigen.....	75
7 Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung des bestehenden Stromnetzes	77
7.1 Verbesserung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs	78
7.1.1 Vom witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb zur Messung der Leiterseiltemperatur	78
7.1.2 Hochtemperaturleiterseile nur in gefährdeten Leitungsabschnitten einsetzen	83
7.2 Störungsorientierte statt generelle Abregelung von Einspeisespitzen.....	84

7.2.1 Abregelung von Einspeisespitzen nur bei erneuerbaren Energien gesetzlich geboten	85
7.2.2 Netzentwicklungsplan berücksichtigt nur generelle Abregelung von Einspeisespitzen	87
7.2.3 Deutlich höhere Verringerung des Netzausbaus durch störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen	90
7.2.4 Haben Kraftwerke einen Rechtsanspruch auf einen (n-1)-sicheren Netzanschluss?	93
7.2.5 Für eine störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen ist eine kontinuierliche Überwachung des Netzes erforderlich	94
8 Rechtliche Handlungsmöglichkeiten gegen Bundesfachplanungsentscheidungen.....	97
8.1 Inhalt und Folgewirkungen der Entscheidung über die Bundesfachplanung	97
8.1.1 Der Netzausbau in fünf Stufen	97
8.1.2 Inhalt	98
8.1.3 Folgewirkungen	99
8.1.4 'Wegregelung' der Außenwirkung des Bundesfachplanungsbescheids durch den Gesetzgeber	101
8.2 Die verfassungsrechtliche Garantie des effektiven Rechtsschutzes.....	104
8.2.1 Die verfassungsgerichtlichen Vorgaben zur Verfahrens- und Rechtsschutzstufung	104
8.2.2 § 15(3)2 NABEG im Lichte des Urteils Garzweiler	105
8.3 Århus und die Perspektive des Unionsrechts	108
8.3.1 Die Vorgaben der Århus Konvention unter dem Schirm der EU-Grundrechtecharta	108
8.3.2 § 15(3) NABEG im Lichte von Grundrechtecharta und Århus Konvention	111
8.4 Schlussfolgerungen	112
8.4.1 Statthaftigkeit einer Klage gegen die Bundesfachplanungsentscheidung	112
8.4.2 Anwendung des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes (UmwRG)	113
8.4.3 Klagebefugnis und Klageinhalte	114
8.4.4 Speziell: Energiewirtschaftlicher Bedarf und Planrechtfertigung	114
8.5 Ergebnis.....	117
9 Zusammenfassung.....	118
Quellen	121

Liste der Abbildungen

Abb. 1.1: Strombedingte CO ₂ -Emissionen bis 2018 und Ziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan.....	10
Abb. 2.1: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan	15
Abb. 2.2: Vergleich der installierten Leistungen in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan	16
Abb. 2.3: Stromproduktion der EE-Kraftwerke und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035	18
Abb. 3.1: Installierte EE-Kraftwerksleistung und benötigte Leistung in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035	31
Abb. 3.2: Deutscher Stromexport bei Starkwind, Prognosen für Winter 2022/2023.....	36
Abb. 3.3: Jährlicher deutscher Stromexport, Prognosen für 2035	37
Tab. 5.1: Kraftwerkseinsatz ohne und mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten.....	59
Abb. 6.1: Mindest-Stromeinspeisung v.a. durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung.....	66
Abb. 6.2: Deutsches Gas-Fernleitungsnetz, 2017	72
Abb. 7.1: Messung der Leiterseiltemperatur statt witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb ..	80
Abb. 7.2: Abregelung von Einspeisespitzen	85
Abb. 7.3: Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch eine generelle Abregelung von Einspeisespitzen	88
Abb. 7.4: Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch eine störuungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen	91

Liste der Tabellen

Tab. 2.1: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan	14
Tab. 2.2: Stromproduktion in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035 laut Netzentwicklungsplan	17
Tab. 3.1: Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke)	20
Tab. 3.2: Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke	24
Tab. 3.3: Summe Netzausbau bis 2035 laut Übertragungsnetzbetreibern	28
Tab. 3.4: Benötigte elektrische Leistung in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035	30
Tab. 3.5: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung	33
Tab. 3.6: Netzausbau ist für die Übertragung von Leistungsüberschüssen erforderlich	34
Tab. 4.1: Übertragungsleistungen von Freileitungen und Kabeln.....	46
Tab. 6.1: Technische Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans	65
Tab. 6.2: Verringerung des Netzausbaus von Norden nach Süden durch produktionsnahe Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung.....	67
Tab. 6.3: Power-to-Gas, Batteriespeicher und Nachfragemanagement laut Netzentwicklungsplan.....	70
Tab. 6.4: Einsparung durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsüberschüssen statt Bau von SuedLink und SuedOstLink	75

1 Grundlegender Umbau der Energieversorgung

Die deutsche Bundesregierung hat einen grundlegenden Umbau der deutschen Energieversorgung beschlossen.¹ Durch diese Energiewende soll Deutschland eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden und gleichzeitig sollen Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands gestärkt werden.

Folgende energiepolitischen Ziele wurden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt²:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 55% bis 2030 und um 80...95% bis 2050, davon bis 2030 in der Industrie um rund 50% und in der Energiewirtschaft um gut 60%.
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 um 20% bis 2020 und um 50% bis 2050.
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 um 10% bis 2020 und um 25% bis 2050.
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis Ende 2022.
- Erhöhung der Stromproduktion aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerken auf 120 TWh/a bis 2025.
- Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien (EE)³ erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65% und bis 2050 auf mindestens 80%.
- Erhöhung der installierten Leistung der Offshore-Windkraftwerke von 3,3 GW in 2015 auf 15 GW im Jahr 2030, zuzüglich Onshore-Windkraftwerke dann insgesamt fast 100 GW.

Abb. 1.1⁴ zeigt die Reduzierung der strombedingten CO₂-Emissionen bis 2018 und die im Netzentwicklungsplan berücksichtigten Ziele bis 2035.

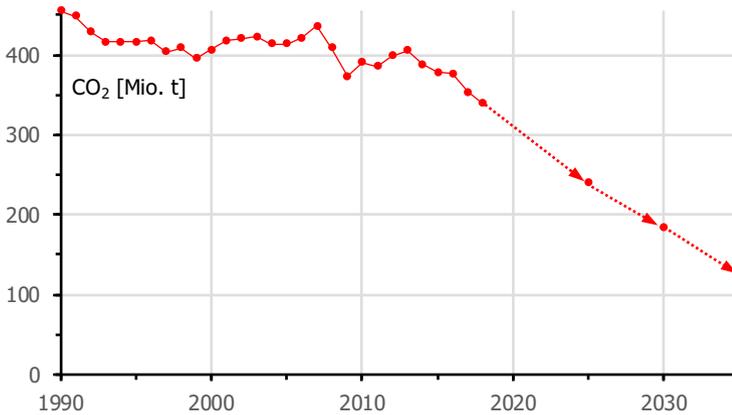
¹ [Koalitionsvertrag 2018, S. 71-74 und S. 142-143]; [Klimaschutzplan 2016]; siehe hierzu auch [Hirschhausen et al. 2018].

² [NEP 2019-2030/S, S. 148, Kap. 5]. Zum Netzentwicklungsplan siehe auch [Brakelmann/Jarass 2019a].

³ Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird im Folgenden mit EE-Stromproduktion bezeichnet. Kraftwerke, die erneuerbare Energien in elektrische Energie umwandeln, werden mit EE-Kraftwerke bezeichnet.

⁴ Quellen: Für 1990 [NEP 2019-2030/2, S. 116, Abb. 47]; Schätzung der zeitlichen Entwicklung bis 2018 mit Hilfe der in [Icha 2019] angegebenen zeitlichen Entwicklung; Ziele für 2025, 2030 und 2035 laut [NEP 2019-2030/vP, S. 20].

Abb. 1.1: Strombedingte CO₂-Emissionen bis 2018 und Ziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan



Ergebnis:

- Reduktion der strombedingten CO₂-Emissionen von 455 Mio. t CO₂ in 1990 auf 240 Mio. t CO₂ in 2025 (nur noch gut die Hälfte wie in 1990),
- auf 184 Mio. t CO₂ in 2030 (nur noch zwei Fünftel wie in 1990) und
- auf 127 Mio. t CO₂ in 2035 (nur noch gut ein Viertel wie in 1990).

Diese sehr ambitionierte Reduzierung der strombedingten CO₂-Emissionen wird ohne eine massive Reduzierung der Kohlestromproduktion und damit auch des Kohlestromexports nicht erreicht werden können. Entsprechend hat die von der Bundesregierung eingesetzte überparteiliche Kommission Anfang 2019 für Deutschland einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 beschlossen⁵. Der Kohleausstieg könnte erhebliche Entschädigungszahlungen nach sich ziehen.⁶

Kohleausstieg bis spätestens 2038

Ende Januar 2019 hat die von der Bundesregierung eingesetzte Kohlekommission den kompletten Ausstieg aus der deutschen Kohleverstromung bis spätestens 2038 vorgeschlagen.⁷ Mittlerweile wurden von der Bundesregierung erste Schritte zur Umsetzung des Kohleausstiegs beschlossen.⁸

⁵ [Kohleausstieg 2019]. Der Beschluss erfolgte mit nur einer Gegenstimme, die auf einem noch schnelleren Ausstieg bestand. Zu Grundsatzfragen des Umwelt- und Planungsrechts in Zeiten des Klimawandels siehe [Heß 2019].

⁶ [Schwintowski 2019].

⁷ [Kohleausstieg 2019, S. 63/64].

⁸ [Kohleausstieg Eckpunkte 2019]; [Kohleausstieg Gesetzgebung 2019].

Netzentwicklungsplan Strom 2019, 2. Entwurf, 15. April 2019

Der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2019⁹ sieht bis 2030 einen Netzausbau von knapp 15.000 km mit Investitionskosten von 79 Mrd. € vor, bis 2035 fast 18.000 km mit Investitionskosten von 95 Mrd. €¹⁰.

Vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur, 06. August 2019

Die Bundesnetzagentur hält einen wesentlichen Teil der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber für erforderlich, nämlich bis 2030 einen Netzausbau von insgesamt rund 12.000 km mit Investitionskosten von gut 60 Mrd. € (der Zeitraum bis 2035 wurde von der Bundesnetzagentur nicht geprüft).

Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom 2019, 20. Dezember 2019

Der von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzentwicklungsplan Strom 2019¹¹ bildet die Grundlage für die in 2020 anstehende Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes.¹² Zur Vermeidung von kostenintensiven Fehlinvestitionen erscheint deshalb eine Bewertung des Netzentwicklungsplans Strom dringlich.

⁹ [NEP 2019-2030/2].

¹⁰ Siehe Kap. 3.3.

¹¹ Der in diesem Buch diskutierte Netzentwicklungsplan 2019 wird im offiziellen Dokument [NEP 2019-2030/B] als Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030, Version 2019 bezeichnet. Frühere Versionen wurden nach dem Zieljahr bezeichnet, z.B. der Netzentwicklungsplan 2015 mit Netzentwicklungsplan Strom 2025 (Zieljahr 2025). Um Verwechslungen – auch mit späteren Versionen des Netzentwicklungsplans – zu vermeiden, wird in diesem Buch jeder Netzentwicklungsplan außer dem Netzentwicklungsplan 2019 mit dem Entstehungsjahr benannt. Der hier zur Diskussion stehende Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030, Version 2019 wird zur Vereinfachung durchgängig als Netzentwicklungsplan bezeichnet. Die einzelnen Versionen des Netzentwicklungsplans sind in den Quellen mit [NEP 2019-2030/...] aufgelistet.

¹² § 1(1) BBPlG.

Teil I – Netzentwicklungsplan

In diesem Teil I werden zuerst die deutschen Ausbauziele für die installierte Kraftwerksleistung dargestellt und anschließend der laut Netzentwicklungsplan erforderliche Netzausbau.

Teil I besteht aus 2 Kapiteln:

- Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan. ► **Kap. 2**
- Erforderlicher Netzausbau laut Netzentwicklungsplan. ► **Kap. 3**

2 Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan

In diesem Kap. 2 werden die Ausbauziele des Netzentwicklungsplans für die installierte Kraftwerksleistung und die resultierende Stromproduktion dargestellt.

2.1 Installierte Kraftwerksleistung laut Netzentwicklungsplan

Tab. 2.1¹³ zeigt die installierten Leistungen des deutschen Kraftwerksparks in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut dem von der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan vorgegebenen Szenariorahmen.

Ergebnis

- Die EE-Kraftwerksleistung soll von 112,8 GW in 2017 bis 2025 um die Hälfte auf 168,8 GW ausgebaut und bis 2035 weiter auf 222,9 GW¹⁴ verdoppelt werden.
- Hingegen soll die konventionelle Kraftwerksleistung von 103,5 GW in 2017 bis 2025 um ein Drittel auf 74,4 GW¹⁵ reduziert werden. Ab 2025 soll die konventionelle Kraftwerksleistung konstant gehalten werden, um die Stromnachfrage auch bei geringer Stromproduktion aus Photovoltaik- und Windkraftwerken (' Dunkelflaute ') abdecken zu können.
- Die installierte Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken soll von 46,2 GW in 2017 bereits bis 2025 auf 22,9 GW halbiert und dann geringfügig¹⁶ weiter reduziert werden. Die installierte Leistung von Erdgas- und Ölkraftwerken soll geringfügig von 34,0 GW in 2017 auf 37,8 GW in 2035 erhöht werden.
- Alle Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 stillgelegt.

¹³ Quelle zu Tab. 2.1: [NEP 2019-2030/vP, S. 20, Szenario B]. Hier und im Folgenden wird immer das mittlere Szenario B verwendet. Die Werte sind identisch mit [NEP 2019-2030/2, S. 30, Tab. 1] und wurden durch das von der Bundesnetzagentur bestätigte Szenario für den Netzentwicklungsplan vorgegeben [NEP 2019-2030/S, S. 4].

¹⁴ Tab. 2.1, Z. (1).

¹⁵ Tab. 2.1, Z. (2).

¹⁶ Der Szenariorahmen ist vom 15. Juni 2018 und konnte deshalb den Kohleausstiegsbeschluss [Kohleausstieg 2019] vom Januar 2019 noch nicht berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer vorläufigen Prüfung Zusatzberechnungen zum Kohleausstieg veröffentlicht [NEP 2019-2030/vP, S. 40f.].

Tab. 2.1: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan

Installierte Leistung [GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan 2025 2030 2035		
(1) EE-Kraftwerke	112,8	168,8	202,7	222,9
(1.1) Wind onshore	50,5	70,5	81,5	90,8
(1.2) Wind offshore	5,4	10,8	17,0	23,2
(1.3) Photovoltaik	42,4	73,3	91,3	97,4
(1.4) Bioenergie	7,6	7,3	6,0	4,6
(1.5) Wasserkraft	5,6	5,6	5,6	5,6
(1.6) Sonstige	1,3	1,3	1,3	1,3
(2) Konv. Kraftwerke	103,5	74,4	73,2	72,8
(2.1) Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0
(2.2) Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0
(2.3) Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1
(2.4) Erdgas/Öl	34,0	33,8	36,4	37,8
(2.5) Sonstige	4,3	6,1	6,1	6,1
(2.6) Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,8
(3) Alle Kraftwerke	216,3	243,2	275,9	295,7

Im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 08. Oktober 2019 wurde für 2030 die installierte Leistung für Wind onshore um gut 10 GW von 81,5 GW auf 67...71 GW verringert, für Wind offshore um 3 GW von 17 GW auf 20 GW erhöht und für Photovoltaik um knapp 7 GW von 91,3 auf 98 GW erhöht.¹⁷

Abb. 2.1¹⁸ gibt eine grafische Veranschaulichung der in Tab. 2.1 gezeigten Werte zur installierten Kraftwerksleistung.

¹⁷ [Klimaschutzprogramm 2019a, S. 39].

¹⁸ Quellen: IST-Werte für 2017 und Prognosen für 2025, 2030 und 2035 laut Tab. 2.1. Dazwischen liegende Werte wurden linear interpoliert. Alle Kernkraftwerke werden schrittweise bis Ende 2022 stillgelegt.

Abb. 2.1: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan

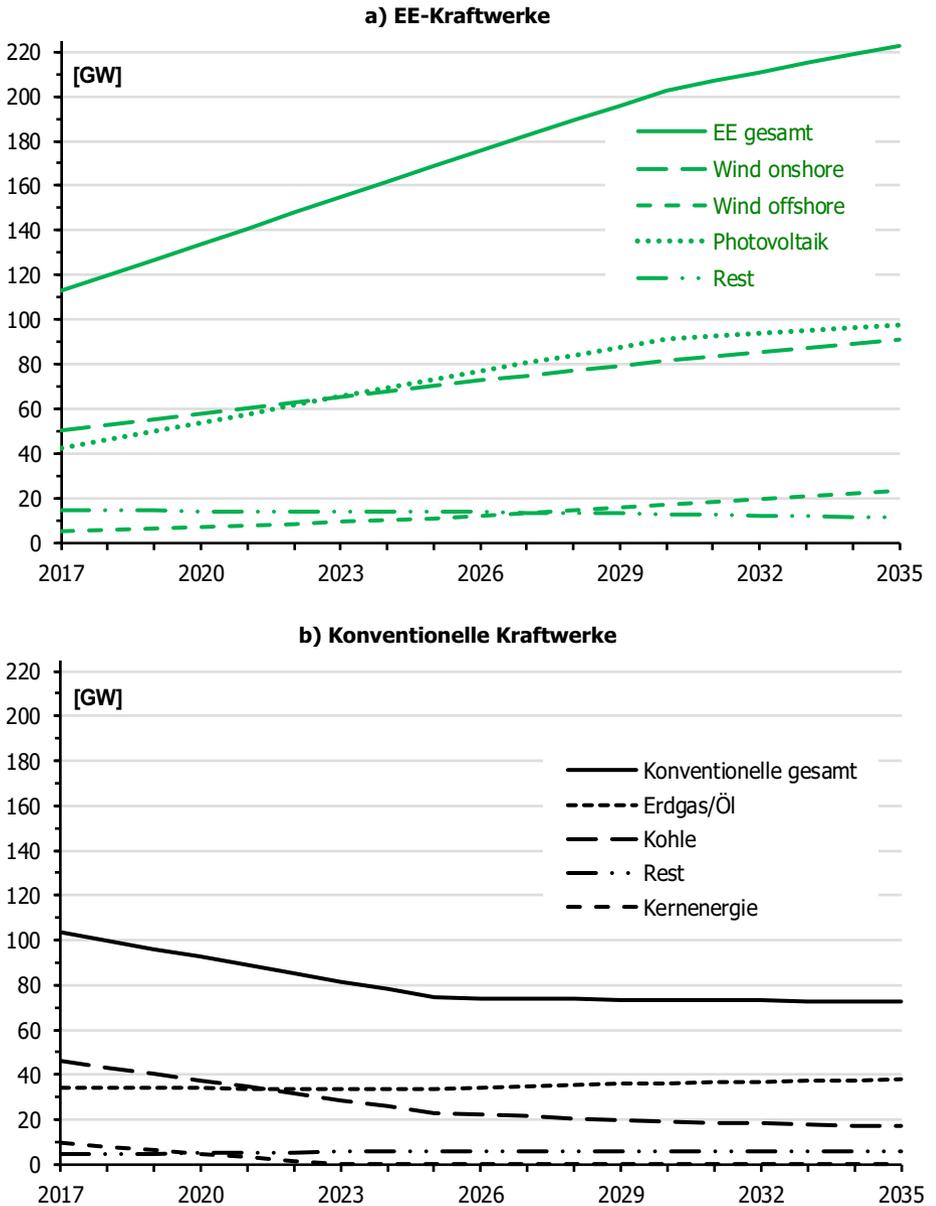
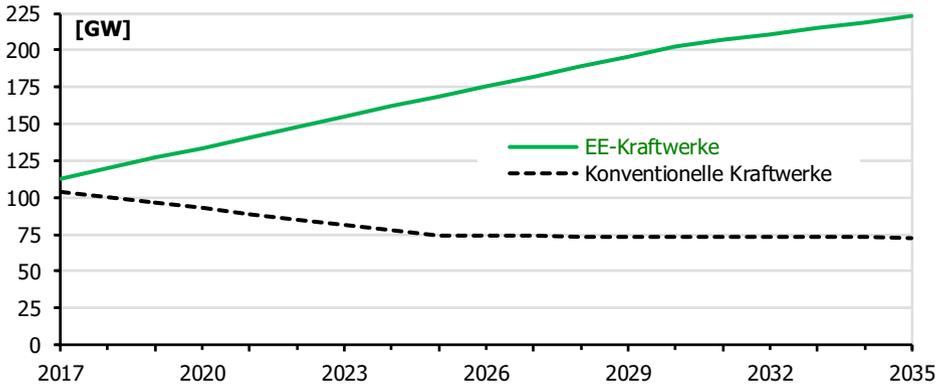


Abb. 2.2¹⁹ gibt einen Vergleich der installierten Leistungen von konventionellen und von EE-Kraftwerken (Netto-Engpassleistung) für den Zeitraum 2017 bis 2035 laut Netzentwicklungsplan.

Abb. 2.2: Vergleich der installierten Leistungen in Deutschland 2017 und Ausbauziele bis 2035 laut Netzentwicklungsplan



2017 waren die installierten Leistungen von konventionellen und EE-Kraftwerken etwa gleich groß. 2035 wird die installierte Leistung von EE-Kraftwerken mehr als dreimal so groß sein wie die der konventionellen Kraftwerke.

2.2 Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan

Tab. 2.2²⁰ zeigt die Stromproduktion der EE-Kraftwerke und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2017 und Prognosen bis 2035.

Ergebnis

- Die jährliche Stromproduktion aus EE-Kraftwerken verdoppelt sich von 216 TWh in 2017 auf 434 TWh in 2035, wobei die Stromproduktion aus Offshore-Windkraftwerken sich mehr als verfünffacht.
- Hingegen halbiert sich die jährliche Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken von 437 TWh in 2017 auf 172 TWh in 2035. Die Kohlestromproduktion wird von

¹⁹ Quelle: Tab. 2.1.

²⁰ Quelle zu Tab. 2.2, Sp. (1): [BDEW 2019]; die dort für Laufwasser angegebenen 20,2 TWh/a (siehe Tab. 2.2, Z. (1.5), Sp. (1), Wasserkraft) beruhen wohl auf einer etwas anderen Abgrenzung als in [NEP 2019-2030/2, S. 104, Abb. 38] und sind deshalb nicht direkt mit den Zahlenwerten ab 2025 vergleichbar. Quelle zu Tab. 2.2, Sp. (2) bis Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 104, Tab. unter Abb. 38].

242 TWh in 2017 auf 46 TWh in 2035 reduziert. Nur die Stromproduktion durch Erdgaskraftwerke wird geringfügig von 92 TWh in 2017 auf 112 TWh in 2035 erhöht.

Im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 08. Oktober 2019 wurde für 2030 die prognostizierte Stromproduktion für Wind onshore von 173,8 TWh laut Netzentwicklungsplan auf 140...145 TWh verringert, für Wind offshore von 73,8 TWh auf 79...84 TWh und für Photovoltaik von 86,6 TWh auf 90 TWh erhöht.²¹

Tab. 2.2: Stromproduktion in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035 laut Netzentwicklungsplan

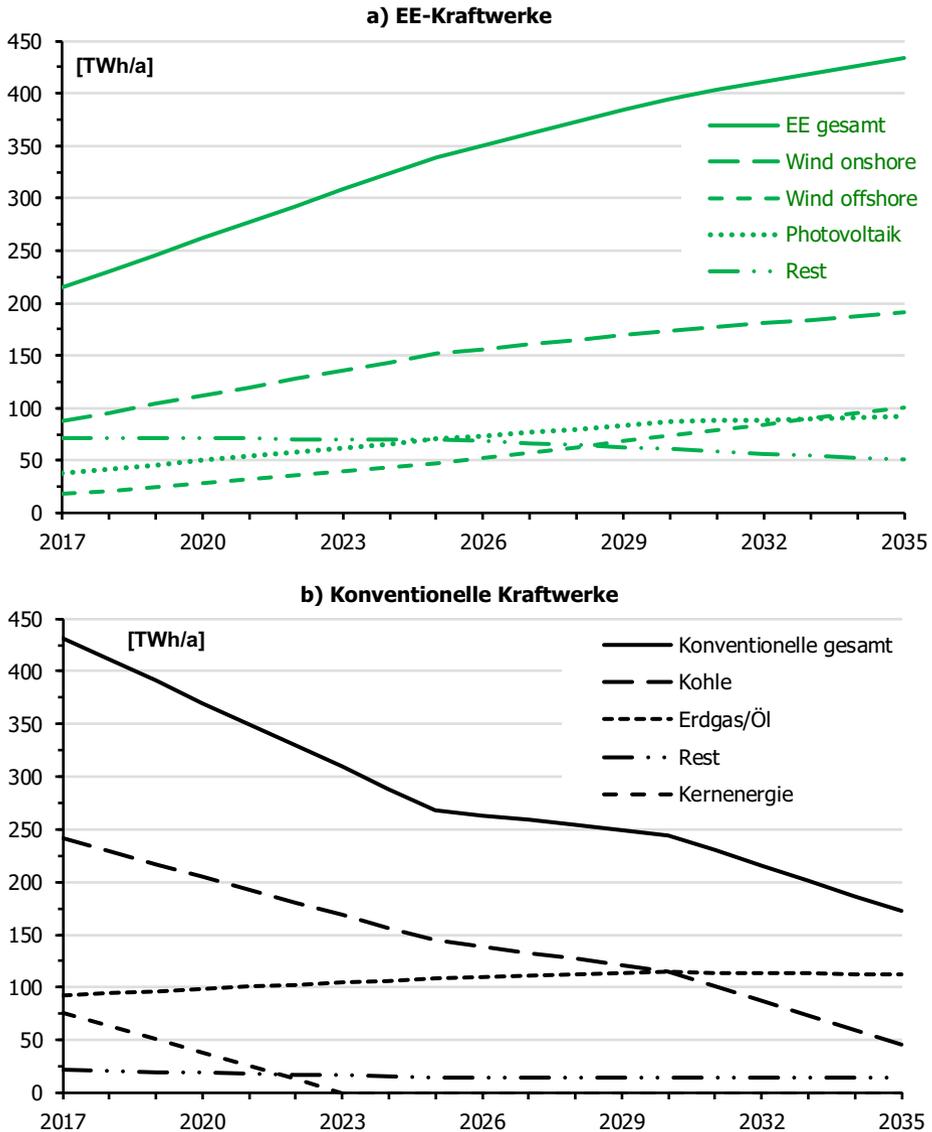
Stromproduktion [TWh/a]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan		
	2017	2025	2030	2035
(1) EE-Kraftwerke	214,8	339,4	395,1	434,2
(1.1) Wind onshore	87,9	151,9	173,8	190,8
(1.2) Wind offshore	17,7	46,8	73,8	100,7
(1.3) Photovoltaik	38,0	70,3	86,8	91,9
(1.4) Bioenergie	45,0	43,4	33,8	24,0
(1.5) Wasserkraft	20,2	18,5	18,5	18,5
(1.6) Sonstige	6,0	8,5	8,4	8,3
(2) Konv. Kraftwerke	431,4	268,3	244,8	172,2
(2.1) Kernenergie	76,3	0,0	0,0	0,0
(2.2) Braunkohle	148,4	64,3	58,2	23,6
(2.3) Steinkohle	92,9	80,2	57,3	22,0
(2.4) Erdgas/Öl	92,3	108,8	114,7	112,5
(2.5) Sonstige	21,5	15,0	14,6	14,1
(3) Alle Kraftwerke	646,2	607,7	639,8	606,3

Abb. 2.3²² gibt eine grafische Veranschaulichung der in Tab. 2.2 gezeigten Werte zur Bruttostromerzeugung der EE-Kraftwerke und der konventionellen Kraftwerke.

²¹ [Klimaschutzprogramm 2019a, S. 39].

²² Quellen: IST-Werte für 2017 und Prognosen für 2025, 2030 und 2035 laut Tab. 2.2. Dazwischen liegende Werte wurden linear interpoliert. Alle Kernkraftwerke werden schrittweise bis Ende 2022 stillgelegt.

Abb. 2.3: Stromproduktion der EE-Kraftwerke und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035



Dieses Kap. 2 zeigte Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan. Das folgende Kap. 3 erläutert den laut Netzentwicklungsplan erforderlichen Netzausbau.

3 Erforderlicher Netzausbau laut Netzentwicklungsplan

In diesem Kapitel wird der bis 2035 erforderliche Netzausbau zum einen laut Übertragungsnetzbetreibern, zum anderen laut Bundesnetzagentur dargestellt:

- Am 15. April 2019 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans veröffentlicht²³.
- Am 06. August 2019 wurden die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zu diesem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans veröffentlicht²⁴.

3.1 Netzausbau ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

3.1.1 Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden in ihrem Netzentwicklungsplan zwischen Startnetz und Zubaunetz:

- Das Startnetz umfasst das bestehende Netz zzgl. der in Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen.²⁵
- Das Zubaunetz umfasst alle nicht im Startnetz enthaltenen Maßnahmen für den Netzausbau.

Tab. 3.1²⁶ zeigt den laut Übertragungsnetzbetreibern bis zum Jahr 2035 erforderlichen Netzausbau (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke).

Ergebnis

- Bis 2035 **Gleichstrom**-Netzausbau mit 4.960 km Trassenlänge und Investitionskosten von 35 Mrd. €.

²³ [NEP 2019-2030/2].

²⁴ [NEP 2019-2030/vP].

²⁵ *"Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch fortgeschrittene Maßnahmen, bei denen das Planfeststellungsverfahren bereits begonnen hat, sowie planfestgestellte und in der Umsetzung befindliche Maßnahmen."* [NEP 2019-2030/2, S. 134].

²⁶ Quelle zu Tab. 3.1, Sp. (1) bis (4): [NEP 2019-2030/2, S. 162, Tab. 23, mittleres Szenario B 2030 und B 2035]. In den Kilometerangaben zu den Gleichstrom-Verbindungen ist der deutsche Anteil der sechs Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 520 km enthalten. Quelle zu Tab.

- Bis 2035 **Wechselstrom**-Netzausbau mit 7.710 km Trassenlänge und Investitionskosten von 33 Mrd. €.
- Bis 2035 **gesamter** Netzausbau mit 12.670 km Trassenlänge und Investitionskosten von 68 Mrd. €.

Tab. 3.1: Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	Zu-/ Umbe- seilung	Trassenlänge		Summe	Investitions- kosten
	[km]	Neubau in Bestands- trasse	Neubau in neuer Trasse	[km]	[Mrd. €]
	[km]	[km]	[km]	[km]	[Mrd. €]
(1) Gleichstrom-Netzausbau					
(1.1) Startnetz	0	0	250	250	1,5
(1.2) Zubaunetz bis 2030	300	40	3.530	3.870	28,5
(1.3) Zubaunetz 2031-2035	0	540	300	840	5,0
(1.4) Summe	300	580	4.080	4.960	35,0
(2) Wechselstrom-Netzausbau					
(2.1) Startnetz	130	1.650	600	2.380	11,0
(2.2) Zubaunetz bis 2030	1.760	2.830	430	5.020	20,0
(2.3) Zubaunetz 2031-2035	-10	200	120	310	2,0
(2.4) Summe	1.880	4.680	1.150	7.710	33,0
(3) Summe Netzausbau					
(3.1) Startnetz	130	1.650	850	2.630	12,5
(3.2) Zubaunetz bis 2030	2.060	2.870	3.960	8.890	48,5
(3.3) Zubaunetz 2031-2035	-10	740	420	1.150	7,0
(3.4) Summe	2.180	5.260	5.230	12.670	68,0

3.1, Sp. (5): [NEP 2019-2030/2, S. 161, nicht nummerierte Tabelle unter der Abb. 61, mittlere Szenarien B 2030 und B 2035].

Zum Vergleich: 2018 waren etwa 18.800 km Höchstspannungsleitungen in Betrieb.²⁷ Durch den bis 2035 geplanten Netzausbau (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke) werden davon 2.180 km neu beseilt, 5.260 km neu gebaut in der Bestands-trasse und 5.230 km neu gebaut in neuer Trasse.

Laut Bundesnetzagentur bis 2035 erforderlicher Netzausbau (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke)

Auch die Bundesnetzagentur unterscheidet zwischen Startnetz²⁸ und Zubaunetz²⁹. Die Bundesnetzagentur hält den Großteil des laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2030 erforderlichen Netzausbaus für bestätigungsfähig (also für grundsätzlich erforderlich):

- Die Startnetzmaßnahmen werden im Regelfall nicht weiter geprüft, sondern als bestätigungsfähig angesehen.
- Von den laut Übertragungsnetzbetreibern 2019-2030 zusätzlich erforderlichen 3.870 km³⁰ Gleichstrom-Netzausbau werden von der Bundesnetzagentur 3.400 km³¹, also rund 88% für bestätigungsfähig gehalten.
- Über die laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2019-2030 zusätzlich erforderlichen 5.020 km³² Wechselstrom-Netzausbau hinaus hat die Bundesnetzagentur weitere 1.280 km³³, insgesamt 6.300 km³⁴ geprüft. Davon werden mit 4.050 km³⁵ rund 64% für bestätigungsfähig gehalten.

²⁷ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 58, Tab. 2.3, Sp. (1)].

²⁸ *"Die Netzausbauplanung muss an einem bestimmten Ausgangspunkt ansetzen, dem sogenannten Startnetz. Dieses Startnetz bildet das Netzmodell, von dem ausgehend alle weiteren Prüfungen durchgeführt werden. Es besteht aus dem Zeitpunkt der Prüfung jeweils vorhandenen Übertragungsnetz und den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgesehenen Leitungen, für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits vor der Schaffung der Netzentwicklungsplanung festgestellt hatte. Zusätzlich zählt die Bundesnetzagentur auch solche Maßnahmen zum Startnetz, die bereits heute im Bau sind oder bei denen der Baubeginn unmittelbar bevorsteht, weil die erforderlichen Genehmigungsverfahren bereits begonnen haben."* [NEP 2019-2030/vP, S. 27/28].

²⁹ *"Alle übrigen Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan Strom als Zubaumaßnahmen bezeichnet und bilden ein Zubaunetz."* [NEP 2019-2030/vP, S. 28].

³⁰ Tab. 3.1, Z. (1.2), Sp. (4).

³¹ 3.400 km = 2.850 km DC-Neubau + 250 km DC-Interkonnektoren + 300 km AC/DC-Umstellung [NEP 2019-2030/vP, S. 75].

³² Tab. 3.1, Z. (2.2), Sp. (4).

³³ Diese 1.280 km wurden vermutlich von den Übertragungsnetzbetreibern dem Startnetz zugeordnet.

³⁴ 6.300 km = 500 km AC-Neubau + 5.800 km AC-Netzverstärkung [NEP 2019-2030/vP, S. 75]. Die zusätzlich geprüften 1.280 km wurden von den Übertragungsnetzbetreibern offensichtlich bereits dem Startnetz zugeordnet.

³⁵ 4.050 km = 350 km AC-Neubau + 3.700 km AC-Netzverstärkung [NEP 2019-2030/vP, S. 75].

- Vom gesamten geprüften Netzausbau von 10.170 km³⁶ werden von der Bundesnetzagentur 73%³⁷, also knapp drei Viertel für bestätigungsfähig gehalten.

Die Prüfung der Bundesnetzagentur bezieht sich nur auf das Zieljahr 2030. Sie macht deshalb keine Angaben bezüglich des von den Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 zusätzlich für erforderlich gehaltenen Onshore-Netzausbaus von 1.150 km³⁸.

3.1.2 Investitionskosten des Zubaunetzes ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Drehstromfreileitung

Der Netzentwicklungsplan gibt für einen *"380-kV-Neubau Doppelleitung, Neubaustrasse, Hochstrom"*³⁹ Investitionskosten von 2,2 Mio. €/km an. Eine derartige Hochstromtrasse hat typischerweise eine Transportleistung von 2,4 GW je System, insgesamt also rund 4,8 GW.

Gleichstromfreileitung

Der Netzentwicklungsplan gibt für einen *"Neubau DC-Freileitung, Doppelleitung mit 2 GW"*⁴⁰ eine Kostenschätzung von 2,0 Mio. €/km an.

Netzausbau-Investitionskosten pro km

Das Zubaunetz bis 2035 umfasst (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke) 10.040 km⁴¹, und zwar ganz überwiegend Drehstrom-Freileitungen. Für dieses Zubaunetz rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit Investitionskosten von 55,5 Mrd. €⁴². Daraus resultieren Investitionskosten von **5,53 Mio. €⁴³ pro km** Zubaunetz.

³⁶ 10.170 km = 3.870 km + 6.300 km.

³⁷ 74% = (3.870 km * 88% + 6.300 km * 64%) / (3.870 km + 6.300 km).

³⁸ Tab. 3.1, Z. (3.3), Sp. (4).

³⁹ [NEP 2019-2030/2, Kostenschätzungen].

⁴⁰ [NEP 2019-2030/2, Kostenschätzungen].

⁴¹ 10.040 km = 8.890 km (Tab. 3.1, Z. (3.2), Sp. (4)) + 1.150 km (Tab. 3.1, Z. (3.3), Sp. (4)).

⁴² Tab. 3.1, Sp. (5), Z. (3.2) + Z. (3.3). Die Kostenangaben für das Drehstrom-Zubaunetz schließen alle Punktmaßnahmen ein, insbesondere auch die erheblichen Kosten für die vorgesehenen Maßnahmen zur Blindleistungskompensation, die bis zu 5 Mrd. € für das Zieljahr B 2035 betragen [NEP 2019-2030/B, S. 61]; davon sind 1,5 Mrd. € rückwirkend für das Startnetz [NEP 2019-2030/2, S. 134]: 1,5 Mrd. € = 12,5 Mrd. € - 11,0 Mrd. €.

⁴³ 5,53 Mio. €/km = 55,5 Mrd. € / 10.040 km.

Netzausbau-Investitionskosten pro kW

Von 2017 bis 2035 ist eine Erhöhung der installierten EE-Leistung (ohne Offshore-Windkraftwerke) um 92,3 GW⁴⁴ geplant. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 109 km pro GW⁴⁵. Bei Investitionskosten von 5,53 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit für den Netzausbau **603 €⁴⁶** Investitionskosten **pro kW** neu installierter EE-Leistung an.

Diese Netzausbau-Investitionskosten liegen damit in der Größenordnung bei gut der Hälfte der Investitionskosten von Photovoltaikanlagen und bei gut einem Drittel der Investitionskosten von Onshore-Windkraftwerken⁴⁷.

Netzausbau-Investitionskosten pro kWh zusätzlicher EE-Stromerzeugung

EE-Kraftwerke (ohne Offshore-Windkraftwerke) sollen 2035 gegenüber 2017 rund 135 TWh/a⁴⁸ zusätzlich erzeugen. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 74 km⁴⁹ pro zusätzlich erzeugte TWh/a. Bei Investitionskosten von 5,53 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit Netzausbau-Investitionskosten von 41 Cent⁵⁰ pro 1 kWh/a an. Legt man diese einmalig anfallenden Investitionskosten auf die Stromerzeugung von 40 Jahren um, so resultiert rund 1 Cent pro kWh zusätzlicher EE-Stromerzeugung.

⁴⁴ 92,3 GW = (222,9 GW (Tab. 2.1, Z. (1), Sp. (4)) - 112,8 GW (Tab. 2.1, Z. (1), Sp. (1)) - {23,2 GW ((Tab. 2.1, Z. (1.2), Sp. (4)) - 5,4 GW (Tab. 2.1, Z. (1.2), Sp. (1))}.

⁴⁵ 109 km/GW = 10.040 km / 92,3 GW.

⁴⁶ 5,53 Mio. €/km * 109 km/GW = 0,603 Mrd. €/GW = 603 €/kW. Hierin sind allerdings auch Investitionskosten für die Weiterübertragung von Offshore-Windenergie nach Süden enthalten.

⁴⁷ Die Investitionskosten von Photovoltaik betragen zwischen 600 €/kW (günstige Freiflächenanlagen) und 1.500 €/kW (ungünstige Dachanlagen) und von Onshore-Windkraftwerken zwischen 1.500 €/kW und 2.000 €/kW [Stromgestehungskosten 2018, S. 2].

⁴⁸ 135,0 TWh/a = (434,2 TWh/a (Tab. 2.2, Z. (1), Sp. (4)) - 216,2 TWh/a (Tab. 2.2, Z. (1), Sp. (1)) - {100,7 TWh/a ((Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (4)) - 17,7 TWh/a (Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (1))}.

⁴⁹ 74 km/(TWh/a) = 10.040 km / 135 TWh/a.

⁵⁰ 5,53 Mio. €/km * 74 km/(TWh/a) = 0,409 Mrd. €/(TWh/a) = 41 Cent/(kWh/a). Hierin sind allerdings auch Investitionskosten für die Weiterübertragung von Offshore-Windenergie nach Süden enthalten.

3.2 Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

3.2.1 Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Tab. 3.2⁵¹ zeigt den laut Übertragungsnetzbetreibern bis zum Jahr 2035 erforderlichen Netzausbau zur Anbindung der geplanten Offshore-Windkraftwerke. Diese Leitungen sind zusätzlich zu den in Tab. 3.1 angegebenen Leitungen erforderlich.

Tab. 3.2: Laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 erforderlicher Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Nordsee [km]	Ostsee [km]	Summe [km]	Investitions- kosten [Mrd. €]
(1) Gleichstrom-Netzausbau				
(1.1) Startnetz	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
(1.2) Zubaunetz 2019-2030	1.605	0	1.605	k.A.
(1.3) Zubaunetz 2031-2035	1.515	0	1.515	k.A.
(1.4) Summe	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
(2) Wechselstrom-Netzausbau				
(2.1) Startnetz	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
(2.2) Zubaunetz 2019-2030	151	150	301	k.A.
(2.3) Zubaunetz 2031-2035	0	0	0	k.A.
(2.4) Summe	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
(3) Summe Netzausbau				
(3.1) Startnetz	k.A.	k.A.	1.525	8,0
(3.2) Zubaunetz 2019-2030	1.756	150	1.906	10,0
(3.3) Zubaunetz 2031-2035	1.515	0	1.515	9,0
(3.4) Summe	k.A.	k.A.	4.946	27,0

Ergebnis

- Im Zeitraum 2019-2035 **Gleichstrom**-Netzausbau mit 3.120 km⁵² Trassenlänge.

- Im Zeitraum 2019-2035 **Wechselstrom**-Netzausbau mit nur 301 km Trassenlänge.
- Bis 2035 **gesamter** Netzausbau 4.996 km bei Investitionskosten von 27 Mrd. €.

Zum Vergleich: 2018 waren rund 300 km Gleichstromleitungen als Offshore-Anbindungsleitungen in Betrieb.⁵³ Der von den Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 ganz überwiegend als Gleichstromleitungen geplante Offshore-Netzausbau von 4.946 km bedeutet also eine Vervielfachung des bestehenden Gleichstrom-Übertragungsnetzes.

Laut Bundesnetzagentur bis 2035 erforderlicher Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Die Bundesnetzagentur hält einen wesentlichen Teil des laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2030 erforderlichen Offshore-Netzausbaus für bestätigungsfähig (also für grundsätzlich erforderlich):

- Von den laut Übertragungsnetzbetreibern 2019-2030 zusätzlich erforderlichen 1.906 km⁵⁴ sind laut Bundesnetzagentur mit 871 km⁵⁵ nur rund 46% und damit knapp die Hälfte bestätigungsfähig.

Die Prüfung der Bundesnetzagentur bezieht sich nur auf das Zieljahr 2030. Sie macht deshalb keine Angaben bezüglich des von den Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 zusätzlich für erforderlich gehaltenen Offshore-Netzausbaus von 1.515 km⁵⁶.

⁵¹ Quelle zu Tab. 3.2, Z. (1.2), (1.3), (2.2), (2.3), jeweils Sp. (1) und (2): [NEP 2019-2030/2, S. 76, Tab. 12, mittleres Szenario B 2030 und B 2035]. Quelle zu Tab. 3.2, Z. (3.1), Sp. (3): Der Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2019 [NEP 2019-2030/2, S. 71ff.] macht hierzu keine Angaben. Der Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2017 [NEP 2017-2030/Offshore, S. 30] gibt insgesamt 850 km an. Die vorläufige Prüfung des Netzentwicklungsplans listet alle Maßnahmen des Startnetzes auf [NEP 2019-2030/vP, S. 276/277], macht aber ebenfalls keine Längenangaben. Die Länge des Startnetzes dürfte durch seit 2017 erreichte Fertigstellungen von Leitungen deutlich über 850 km liegen. Die Länge wurde deshalb proportional zu den angegebenen Kosten abgeschätzt: 8 Mrd. € / 10 Mrd. € * 1.906 km = 1.525 km. Der resultierende Wert erscheint bezogen auf den Offshore-Netzausbau in den Jahren 2017 bis 2019 [NEP 2019-2030/vP, S. 276/277] nicht unplausibel. Quelle zu Tab. 3.2, Z. (3.1), (3.2), (3.3), jeweils Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 84, mittleres Szenario B 2030 und B 2035].

⁵² 3.120 km = 1.605 km + 1.515 km.

⁵³ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 58, Tab. 2.3, Sp. (1)].

⁵⁴ Tab. 3.2, Z. (3.2), Sp. (3).

⁵⁵ Die Bundesnetzagentur hält den laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2030 erforderlichen Offshore-Netzausbau von 1.906 km für bestätigungsfähig [NEP 2019-2030/B, S. 329] mit Ausnahme von drei Gleichstromleitungen mit einer Länge von insgesamt 1.035 km: NOR-9-2 mit ca. 360 km Gleichstromleitung [NEP 2019-2030/2, S. 749], NOR-10-2 mit ca. 230 km Gleichstromleitung plus ca. 65 km Drehstromleitungen, insgesamt 295 km [NEP 2019-2030/2, S. 755], NOR-12-2 mit ca. 380 km Gleichstromleitung [NEP 2019-2030/2, S. 768]. Es verbleiben 871 km. Damit werden von den laut Übertragungsnetzbetreibern bis 2030 erforderlichen 1.906 km mit 871 km nur rund 46% bestätigt.

⁵⁶ Tab. 3.2, Z. (3.3), Sp. (3).

3.2.2 Investitionskosten des Zubaunetzes zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Netzausbau-Investitionskosten pro km

Bis 2035 umfasst das Zubaunetz für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke 3.421 km⁵⁷, und zwar ganz überwiegend Gleichstrom-Kabel. Für dieses Zubaunetz rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit Investitionskosten von 19,0 Mrd. €⁵⁸. Daraus resultieren Investitionskosten von 5,55 Mio. €⁵⁹ pro km Zubaunetz zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke.

Das sind etwa genauso viel wie die eben berechneten **5,53 Mio. €⁶⁰ pro km** ZubauNetz ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke.

Netzausbau-Investitionskosten pro kW

Von 2017 bis 2035 ist eine Erhöhung der installierten Leistung von Offshore-Windkraftwerken um 17,8 GW⁶¹ geplant. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 192 km pro GW⁶². Bei Investitionskosten von 5,55 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke Investitionskosten von 1.066 €⁶³ pro kW neu installierter Offshore-Windleistung an.

Das sind etwa doppelt so viel wie die eben berechneten 603 € pro kW neu installierter EE-Leistung.

Die Netzausbaukosten liegen damit in der Größenordnung bei einem Drittel der Investitionskosten von Offshore-Windkraftwerken⁶⁴.

Hinzu kommen die erheblichen Investitionskosten für die Leitungen, die für den Weitertransport nach Süden erforderlich sind.

Netzausbau-Investitionskosten pro kWh zusätzlicher EE-Stromerzeugung

Offshore-Windkraftwerke sollen 2035 gegenüber 2017 rund 83,0 TWh/a⁶⁵ zusätzlich

⁵⁷ 3.421 km = 1.906 km (Tab. 3.2, Z. (3.2), Sp. (3)) + 1.515 km (Tab. 3.2, Z. (3.3), Sp. (3)).

⁵⁸ Tab. 3.2, Sp. (4), Z. (3.2) + Z. (3.3). Hinzugerechnet werden müssen anteilige Netzausbaukosten für die Weiterleitung des Offshore-Windstroms nach Süden (siehe Tab. 3.1, Sp. (5)).

⁵⁹ 5,55 Mio. €/km = 19,0 Mrd. € / 3.421 km.

⁶⁰ 5,53 Mio. €/km = 55,5 Mrd. € / 10.040 km.

⁶¹ 17,8 GW = 23,2 GW (Tab. 2.1, Z. (1.2), Sp. (4)) - 5,4 GW (Tab. 2.1, Z. (1.2), Sp. (1)).

⁶² 192 km/GW = 3.421 km / 17,8 GW.

⁶³ 5,55 Mio. €/km * 192 km/GW = 1,066 Mrd. €/GW = 1.066 €/kW.

⁶⁴ Die Investitionskosten von Offshore-Windkraftwerken betragen zwischen 3.100 €/kW bis 4.700 €/kW [Stromgestehungskosten 2018, S. 2].

⁶⁵ 83,0 TWh/a = 100,7 TWh/a (Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (4)) - 17,7 TWh/a (Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (1)).

erzeugen. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 41 km⁶⁶ pro zusätzlich erzeugte TWh/a. Bei Investitionskosten von 5,55 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit Netzausbau-Investitionskosten von 23 Cent⁶⁷ pro zusätzliche jährliche EE-Stromerzeugung von 1 kWh an. Hinzu kommen die erheblichen Investitionskosten der für den Weitertransport nach Süden erforderlichen Leitungen.

3.3 Gesamter Netzausbau

Tab. 3.3⁶⁸ zeigt den von den Übertragungsnetzbetreibern laut Netzentwicklungsplan insgesamt bis zum Jahr 2035 geplanten Netzausbau.

Ergebnis

- Bis 2035 Netzausbau (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke) mit 12.670 km Trassenlänge bei Investitionskosten von 68 Mrd. €.
- Bis 2035 Netzausbau zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke mit 4.946 km Trassenlänge mit Investitionskosten von 27 Mrd. €.
- Bis 2035 **gesamter** Netzausbau mit 17.616 km Trassenlänge bei Investitionskosten von 95 Mrd. €.

Zum Vergleich: 2018 waren etwa 18.800 km Höchstspannungsleitungen in Betrieb⁶⁹, also etwa genauso viel wie der bis 2035 geplante Netzausbau, wobei allerdings Neubeseilung oder Ersatzneubau bestehender Leitungen knapp die Hälfte⁷⁰ des Netzaubaus ausmachen und damit die Trassenkilometer des Netzes durch den Netzausbau ungefähr um die Hälfte erhöht werden.

Investitionskosten

- Die Investitionskosten betragen für den Netzausbau durchschnittlich 5,4 Mio. €⁷¹ pro km Trassenlänge.

⁶⁶ $41 \text{ km}/(\text{TWh/a}) = 3.421 \text{ km}$ (Tab. 3.2, Z. (3.2), Sp. (3) + Tab. 3.2, Z. (3.3), Sp. (3)) / 83 TWh/a.

⁶⁷ $5,55 \text{ Mio. €/km} * 41 \text{ km}/(\text{TWh/a}) = 0,23 \text{ Mrd. €}/(\text{TWh/a}) = 23 \text{ Cent}/(\text{kWh/a})$. Hierin sind allerdings auch Investitionskosten für die Weiterübertragung von Offshore-Windenergie nach Süden enthalten.

⁶⁸ Quelle: Siehe Tab. 3.1 und 3.2.

⁶⁹ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 58, Tab. 2.3, Sp. (1)].

⁷⁰ $\{2.180 \text{ km (Tab. 3.1, Z. (3.4), Sp. (1))} + 5.260 \text{ km (Tab. 3.1, Z. (3.4), Sp. (2))}\} / 17.616 \text{ km} = 42\%$.

⁷¹ $5,4 \text{ Mio. €/km} = 95 \text{ Mrd. €}/17.616 \text{ km}$.

Tab. 3.3: Summe Netzausbau bis 2035 laut Übertragungsnetzbetreibern

	(1) Trassen- länge [km]	(2) Investitions- kosten [Mrd. €]
(1) Netzausbau ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke		
(1.1) Startnetz	2.630	12,5
(1.2) Zubaunetz bis 2030	8.890	48,5
(1.3) Zubaunetz 2031-2035	1.150	7,0
(1.4) Summe	12.670	68,0
(2) Netzausbau für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke		
(2.1) Startnetz	1.525	8,0
(2.2) Zubaunetz bis 2030	1.906	10,0
(2.3) Zubaunetz 2031-2035	1.515	9,0
(2.4) Summe	4.946	27,0
(3) Summe Netzausbau		
(3.1) Startnetz	4.155	20,5
(3.2) Zubaunetz bis 2030	10.796	58,5
(3.3) Zubaunetz 2031-2035	2.665	16,0
(3.4) Summe	17.616	95,0

Laut Bundesnetzagentur insgesamt erforderlicher Netzausbau

Von dem laut Übertragungsnetzbetreibern 2019-2030 zusätzlich erforderlichen Onshore-Netzausbau von 8.890 km sind laut Bundesnetzagentur 74%, also rund drei Viertel bestätigungsfähig.⁷² Von dem laut Übertragungsnetzbetreibern 2019-2030 zusätzlich erforderlichen Offshore-Netzausbau von 1.906 km sind laut Bundesnetzagentur 46%, also knapp die Hälfte bestätigungsfähig.⁷³

⁷² Siehe Kap. 3.2.

⁷³ Siehe Kap. 3.2.

Damit hält die Bundesnetzagentur für den Zeitraum 2019-2030 einen Netzausbau von insgesamt knapp 12.000 km⁷⁴ für bestätigungsfähig bei Investitionskosten von insgesamt etwas über 60 Mrd. €.

Hinweis: Die Prüfung der Bundesnetzagentur bezieht sich nur auf das Zieljahr 2030. Sie macht deshalb keine Angaben bezüglich des von den Übertragungsnetzbetreibern bis 2035 zusätzlich für erforderlich gehaltenen Netzausbaus von insgesamt 2.665 km⁷⁵.

Kohleausstieg

Laut Übertragungsnetzbetreibern resultiert durch einen Kohleausstieg keine Änderung des bis 2035 erforderlichen Netzausbaus:

- Laut Kohlekommission soll spätestens im Jahr 2038 die Kohleverstromung in Deutschland komplett beendet werden.⁷⁶
- Laut Netzentwicklungsplan sollen im Jahr 2035 noch 17,1 GW Kohlekraftwerke im Strommarkt sein.⁷⁷ Im Netzentwicklungsplan werden für das Jahr 2035 die Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf den erforderlichen Netzausbau abgeschätzt. Ein Kohleausstieg im Jahr 2035, also die Abschaltung von 17,1 GW Kohlekraftwerken, würde gemäß diesen Abschätzungen den Netzausbaubedarf unverändert lassen.⁷⁸

Laut Bundesnetzagentur bleiben auch bei Kohleausstieg alle bestätigungsfähigen Netzausbaumaßnahmen weiterhin wirksam. In der Prüfung des Netzentwicklungsplans werden für das Jahr 2038 die Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf den erforderlichen Netzausbau abgeschätzt.⁷⁹ Bei einem Kohleausstieg im Jahr 2038, also die Abschaltung von 17,1 GW Kohlekraftwerken, würden sich gemäß diesen Abschätzungen alle bestätigungsfähigen Netzausbaumaßnahmen weiterhin als wirksam erweisen.⁸⁰

Bestätigter Netzentwicklungsplan ist Grundlage für eine Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes

Der von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzentwicklungsplan bildet die Grundlage für die in 2020 anstehende Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes:⁸¹ *"Mit Erlass*

⁷⁴ 11.610 km = 2.630 km (Tab. 3.3, Z. (1.1), Sp. (1)) + 8.890 km (Tab. 3.3, Z. (1.2), Sp. (1)) * 74% + 1.525 km (Tab. 3.3, Z. (2.1), Sp. (1)) + 1.906 km (Tab. 3.3, Z. (2.2), Sp. (1)) * 46%.

⁷⁵ Tab. 3.3, Z. (3.3), Sp. (1).

⁷⁶ [Kohleausstieg Gesetzgebung 2019, S. 1].

⁷⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 157].

⁷⁸ [NEP 2019-2030/2, S. 157].

⁷⁹ [NEP 2019-2030/vP, S. 40f.].

⁸⁰ [NEP 2019-2030/vP, S. 90ff.].

⁸¹ § 1(1) BBPIG. Die Umsetzung dieser Planungen unterliegt strengen rechtlichen Vorgaben. Zum Netzausbau und dem Gebot unmittelbaren Rechtsschutzes siehe [Baumann/Brigola 2017].

des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Die Feststellungen sind für die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie für die Planfeststellung und die Plangenehmigung ... verbindlich."⁸²

3.4 Warum ist laut Netzentwicklungsplan ein massiver Netzausbau erforderlich?

3.4.1 Installierte EE-Kraftwerksleistung übersteigt immer stärker die benötigte Kraftwerksleistung

Tab. 3.4⁸³ zeigt die maximal, durchschnittlich und minimal benötigte elektrische Leistung in Deutschland für 2017 und Prognosen bis 2035.

Tab. 3.4: Benötigte elektrische Leistung in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035

Benötigte Leistung [GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan 2025 2030 2035		
(1) Maximal	86,1	88,2	93,2	94,8
(2) Durchschnittlich	60,5	62,1	60,3	62,7
(3) Minimal	34,7	34,4	34,2	33,9

⁸² § 12e(4) EnWG.

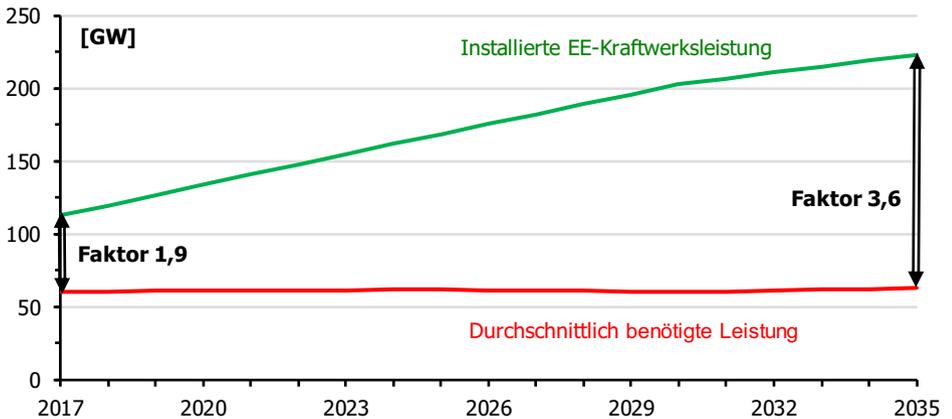
⁸³ Die maximal benötigte Leistung wird häufig als Jahreshöchstlast bezeichnet. Zu den Problemen bei der Messung der Jahreshöchstlast siehe [NEP 2015-2025/S, S. 79-81]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (1), Sp. (1): [BNetzA 2016, S. 52, Tab. 13]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (1), Sp. (2): [NEP 2019-2030/2, S. 53]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (1), Sp. (3): [NEP 2019-2030(2, S. 55]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (1), Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 57]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (2): Nettostromverbrauch in Deutschland [NEP 2019-2030/B, S. 28, Nettostromverbrauch] / 8.760 h/a. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (3), Sp. (1): Schätzung auf der Basis der Änderung von Tab. 3.4, Z. (3), Sp. (2) zu Tab. 3.4, Z. (3), Sp. (3). Quelle zu Tab. 3.4, Z. (3), Sp. (2): [NEP 2019-2030/2, S. 53]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (3), Sp. (3): [NEP 2019-2030/2, S. 55]. Quelle zu Tab. 3.4, Z. (3), Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 57].

Ergebnis

- Die **maximal benötigte Leistung** (Jahreshöchstlast) steigt von 86,1 GW in 2017 auf 94,8 GW in 2035 wegen der zukünftig verstärkten Sektorkopplung von Strom, Wärme und Verkehr.⁸⁴
- Die **durchschnittlich benötigte Leistung** (also der durchschnittliche Stromverbrauch) wird gemäß Prognose leicht von 60,5 GW in 2017 auf 62,7 GW in 2035 steigen.
- Die **minimal benötigte Leistung** bleibt weitgehend unverändert bei 34 GW.

Abb. 3.1⁸⁵ zeigt die installierte Leistung von EE-Kraftwerken in Deutschland im Vergleich zur benötigten Leistung für 2017 sowie Prognosen bis 2035.

Abb. 3.1: Installierte EE-Kraftwerksleistung und benötigte Leistung in Deutschland 2017 und Prognosen bis 2035



Die installierte Leistung von EE-Kraftwerken war bereits 2017 fast doppelt so groß wie die durchschnittlich benötigte Leistung, in 2035 wird sie über dreimal so groß sein.

Während windstarker Tage produzieren alle deutschen Windkraftwerke maximal mit zwei Drittel ihrer insgesamt installierten Leistung, in sehr seltenen Fällen mit drei Viertel. Hingegen produzieren selbst während sonniger Tage alle deutschen Photovoltaik-kraftwerke nur maximal mit der Hälfte ihrer insgesamt installierten Leistung, in sehr

⁸⁴ "Vor allem neue Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung wie Power to Heat und Wärmepumpen führen zu einem Anstieg der Stromnachfrage insbesondere bei niedrigen Temperaturen. Der Anstieg der Stromnachfrage durch Elektromobilität verteilt sich hingegen entsprechend des Nutzerverhaltens weitgehend homogen über das gesamte Jahr." [NEP 2019-2030/2, S. 45].

⁸⁵ Quellen: Tab. 2.1 und Tab. 3.4.

selteneren Fällen mit zwei Drittel.⁸⁶ Deshalb überstieg 2017 nur während weniger Stunden die durch EE-Kraftwerke verfügbare Leistung die benötigte Leistung von maximal 84 GW, obwohl ihre installierte Leistung mit 112,8 GW⁸⁷ deutlich höher war.

Zukünftig werden aber wegen des massiven Ausbaus der installierten Leistung von Photovoltaik- und Windkraftwerken auf 168,8 GW⁸⁸ in 2025 und auf 222,9 GW⁸⁹ in 2035 bei einer laut Netzentwicklungsplan nur leicht steigenden benötigten Leistung immer häufiger große Leistungsüberschüsse resultieren. Bei der minimal benötigten Leistung tritt dies schon deutlich früher ein, bei der maximal benötigten Leistung erst etwas später.

3.4.2 Sofortiger Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung erforderlich

Tab. 3.5 zeigt Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung:⁹⁰

- Produktions- und verbrauchsnahe Maßnahmen erfordern grundsätzlich wenig überregionalen Netzausbau.
- Hingegen erfordern produktions- und verbrauchsferne Maßnahmen grundsätzlich viel überregionalen Netzausbau.

Bei einem **Leistungsüberschuss** übersteigt die verfügbare Leistung die benötigte Leistung, hingegen übersteigt bei einem **Leistungsdefizit** die benötigte Leistung die verfügbare Leistung.

Bei einem Leistungsüberschuss muss zwischen zwei Fällen unterschieden werden:

- Export von konventionellem Strom (insbesondere von Kohlestrom) bei hoher EE-Stromproduktion,
- Export von erneuerbarem Strom bei hoher EE-Stromproduktion trotz maximal möglicher⁹¹ Reduzierung der konventionellen Stromproduktion.

Sowohl Leistungsüberschüsse wie auch Leistungsdefizite müssen sofort ausgeglichen werden, sonst bricht die Stromversorgung zusammen. Bei der Stromversorgung kann also sowohl zu wenig als auch zu viel Nachfrage das Gesamtsystem gefährden. Hingegen ist z.B. das Internet inhärent stabil: Zu viel Nachfrage führt beim Internet nicht

⁸⁶ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 27, Kap. 1.1.1(2)] sowie [Jarass/Jarass 2017, S. 25/26].

⁸⁷ Tab. 2.1, Z. (1), Sp. (1).

⁸⁸ Tab. 2.1, Z. (1), Sp. (2).

⁸⁹ Tab. 2.1, Z. (1), Sp. (4).

⁹⁰ Zu einer detaillierten Erläuterung siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 43ff., Kap. 3].

⁹¹ Im Minuten- und Stundenbereich ist die Produktionsreduzierung eines Kraftwerks durch die technisch vorgegebene Flexibilität dieses konventionellen Kraftwerks beschränkt, siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 45, Tab. 3.1].

zum Systemzusammenbruch, sondern nur zu vorübergehend langsameren Verbindungen. Und zu wenig Nachfrage führt nur zu nicht ausgelasteten Internetleitungen.

Tab. 3.5: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

		(1) Wirksam bei Leistungs- überschuss?	(2) Wirksam bei Leistungs- defizit?	(3) Überregionaler Netzausbau erforderlich?
(1a) Stromspeicher	produktions- und verbrauchsnahe	ja	ja	nein
(1b) Stromspeicher	produktions- oder verbrauchsfern	ja	ja	ja
(2a) Reserve- kraftwerke	verbrauchsnahe	nein	ja	nein
(2b) Reserve- kraftwerke	verbrauchsfern	nein	ja	ja
(3a) Wärme- oder Gaserzeugung	produktionsnahe	ja	nein	nein
(3b) Wärme- oder Gaserzeugung	produktionsfern	ja	nein	ja
(4a) Abregelung von Kraftwerken	verbrauchsnahe	ja	nein	nein
(4b) Abregelung von Kraftwerken	verbrauchsfern	ja	nein	ja
(5a) Sektorkopplung	regional	ja	nein	nein
(5b) Sektorkopplung	überregional	ja	nein	ja
(6a) Internationaler Stromhandel	Stromimport	nein	ja	ja
(6b) Internationaler Stromhandel	Stromexport	ja	nein	ja

3.4.3 Netzausbau ist für den Export von Leistungsüberschüssen erforderlich

Gemäß Bundesnetzagentur machen derzeit und in absehbarer Zukunft nicht etwa **Leistungsdefizite** (‘Dunkelflauten’), sondern vielmehr **Leistungsüberschüsse**⁹² Probleme.

Tab. 3.6 zeigt drei Fälle mit wenig, viel und sehr viel Wind und Sonne. Dabei wird unterstellt, dass die Kohlekraftwerke nach 2030 ganz überwiegend stillgelegt worden sind und damit kein deutscher Kohlestrom mehr exportiert wird.

Tab. 3.6: Netzausbau ist für die Übertragung von Leistungsüberschüssen erforderlich

Fall 1	Fall 2a	Fall 2b	Fall 3a	Fall 3b
wenig Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne
wenig erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom
geringe oder hohe Stromnachfrage	hohe Stromnachfrage	geringe Stromnachfrage	hohe Stromnachfrage	geringe Stromnachfrage
kein EE-Leistungs- überschuss im Norden und Osten	geringer EE- Leistungs- überschuss im Norden und Osten	großer EE- Leistungs- überschuss im Norden und Osten	EE-Leistungs- überschuss bundesweit plus großer Stromtransit	zwar hoher EE-Leistungsüber- schuss bundesweit, aber geringer Stromtransit
keine Stromübertragung nach Süden	Übertragung des Leistungsüber- schusses nach Süden	Übertragung des Leistungsüber- schusses nach Süden	Export des bundesweiten Leistungsüber- schusses	Export eines Teils des bundesweiten Leistungsüber- schusses
-	durch das bestehende Stromnetz	überwiegend durch das bestehende Stromnetz	durch ein stark ausgebautes Stromnetz	überwiegend durch das bestehende Stromnetz
kein Netzausbau erforderlich	kein Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich	sehr großer Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich

⁹² Siehe hierzu [Jarass/Jarass 2017, S. 66ff., Kap. 4.1.2].

Bei hoher Stromnachfrage muss auch die Nachfrage nach Stromtransit⁹³ insbesondere von Skandinavien quer durch Deutschland nach Süden berücksichtigt werden. Hohe Nachfrage in Deutschland geht nämlich meist einher mit hoher Nachfrage in ganz Mitteleuropa, was bei uns und unseren Nachbarn gleichzeitig den Energiepreis anhebt. Bei viel erneuerbarem Strom und geringer Nachfrage, auch im Ausland, ist die Netzauslastung geringer als bei viel erneuerbarem Strom und hoher Nachfrage, weil dann gleichzeitig auch noch Nord-Süd-Transite stattfinden.

Regionale Leistungsüberschüsse werden schon derzeit in anderen deutschen Regionen verbraucht und zudem ins Ausland exportiert. Bei wachsendem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion resultieren immer häufiger gesamtdeutsche Leistungsüberschüsse, die derzeit – für sehr niedrige Preise – in benachbarte Länder exportiert werden, was zu immer größeren deutschen Stromexporten führt.

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.

Abb. 3.2⁹⁴ zeigt Prognosen der Bundesnetzagentur für den kommerziellen Austausch von elektrischer Leistung⁹⁵ mit den Nachbarländern Deutschlands bei Starkwind in 2022/2023. Insgesamt werden zu diesem Zeitpunkt 3,9 GW Leistung aus Skandinavien importiert und 12,8 GW Leistung exportiert, davon in die Niederlande 3,2 GW, nach Frankreich 3,5 GW und nach Österreich 3,9 GW.

Die Berechnungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass für diesen Stromexport bei hoher EE-Stromproduktion kurzfristig Reservekraftwerke und Redispatch sowie mittelfristig ein erheblicher Netzausbau erforderlich sind⁹⁶:

- Bei hoher deutscher erneuerbarer Stromproduktion werden deutsche Kohlekraftwerke trotz niedriger Stromproduktionskosten wegen des Einspeisevorrangs des EE-Stroms vom deutschen Markt verdrängt.
- Damit die Kohlekraftwerke auch bei momentan hoher EE-Stromproduktion weiter produzieren können, wird ein zunehmender Teil der deutschen Kohlestromproduktion ins Ausland verkauft.

⁹³ Siehe z.B. [SHZ 2018]: Die von der EU noch zu besiegelnde Vereinbarung kommt auf Druck von Brüssel zustande und entspricht Plänen der dänischen EU-Wettbewerbskommissarin Margrethe Vestager: Sie will künftig an allen innereuropäischen Grenzen 75% der Leitungskapazität für den Stromhandel zwischen den Staaten garantieren.

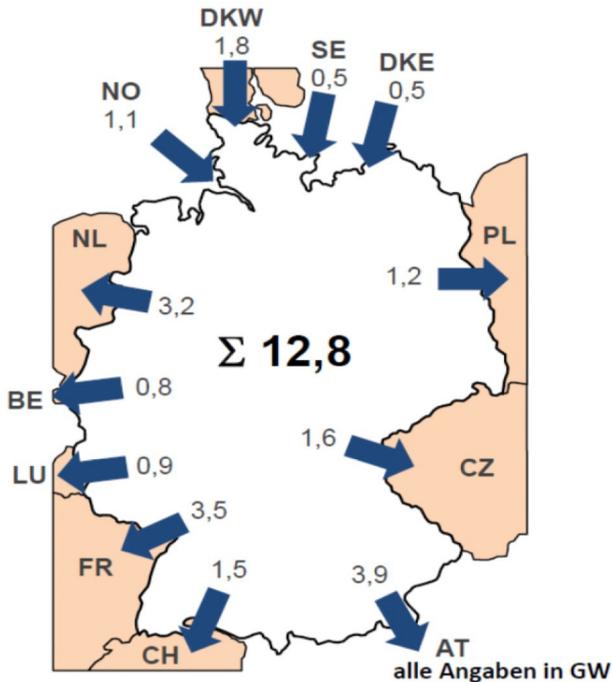
⁹⁴ Quelle: [BNetzA 2019, S. 67, Abb. 10, NNF 950].

⁹⁵ Siehe hierzu auch [Jarass/Jarass 2017, S. 71, Abb. 4.1 und S. 73, Abb. 4.2].

⁹⁶ Siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 65ff., Kap. 4].

- Die bestehenden deutschen Stromleitungen werden durch die laufend zugebauten EE-Kraftwerke immer stärker ausgelastet. Deshalb werden für die Kohlestromexporte zusätzliche Leitungen erforderlich.

Abb. 3.2: Deutscher Stromexport bei Starkwind, Prognosen für Winter 2022/2023



Der Stromexport bei Starkwind im Winter 2022/2023 und der hierfür erforderliche Netzausbau sind also kohlebedingt.

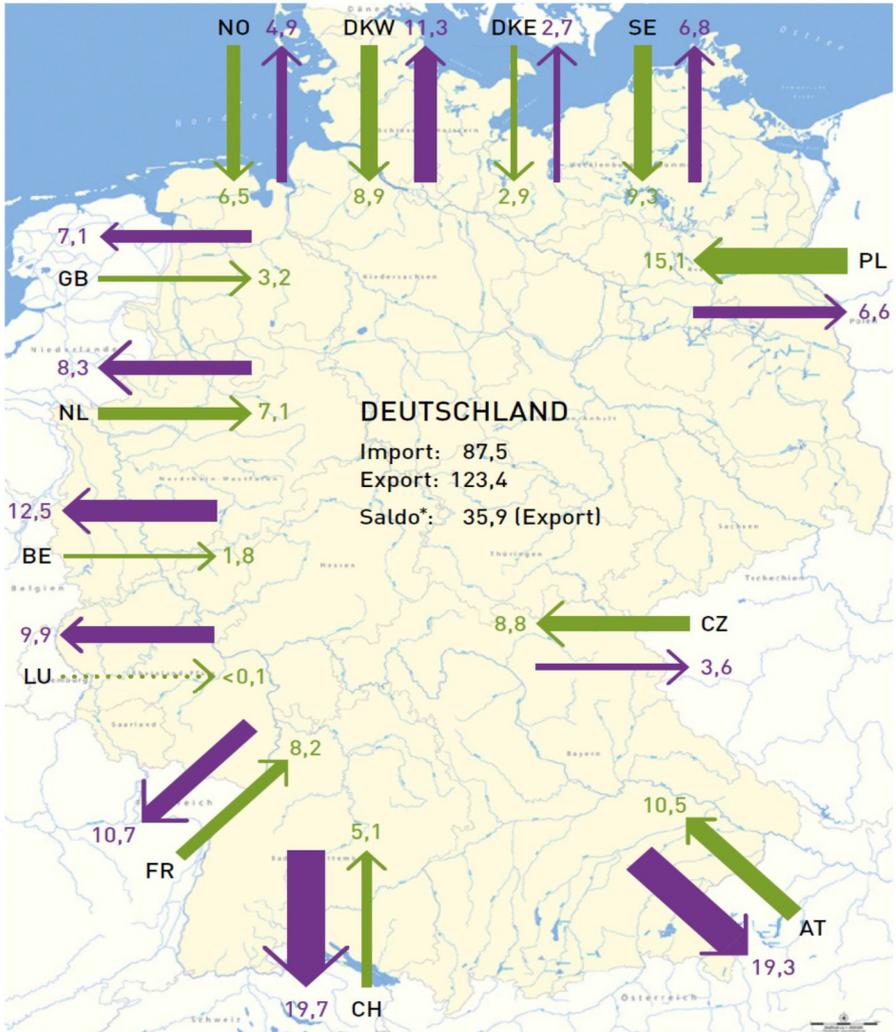
Laut Kohleausstiegsbeschluss⁹⁷ sollen bis 2038 alle deutschen Kohlekraftwerke stillgelegt werden. Falls dieser Kohleausstieg tatsächlich umgesetzt werden sollte, würde der kohlebedingte Netzausbau in den nächsten 20 Jahren eine immer geringere Rolle spielen.

Der Netzentwicklungsplan macht keine Angaben zum Stromexport bei Starkwindeinspeisung, sondern gibt nur Werte für den gesamten jährlichen Stromimport und Stromexport. Abb. 3.3⁹⁸ zeigt für den deutschen Stromexport diese Prognosen für 2035.

⁹⁷ [Kohleausstieg 2019].

⁹⁸ [NEP 2019-2030, S. 91, Abb. 34, B2035].

Abb. 3.3: Jährlicher deutscher Stromexport, Prognosen für 2035



Alle Angaben in Abb. 3.3 sind in TWh/a, also in Energie pro Jahr, nicht als Leistung in GW wie in Abb. 3.2.

Insgesamt werden in 2035 123,4 TWh exportiert, also rund 20% der gesamten Stromproduktion von 606 TWh⁹⁹, und zwar überwiegend in das südliche und südwestliche Ausland. Dieser Stromexport findet im Wesentlichen bei sehr hoher EE-Produktion

⁹⁹ Siehe Tab. 2.2, Z. (3).

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.“*¹⁰⁰

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. **Hierfür ist ein zusätzlicher massiver Netzausbau erforderlich.**

Ein Stromexport nach Süden wird sowohl für Deutschland wie auch für andere Länder zukünftig immer seltener möglich sein, da in den derzeitigen Importländern ebenfalls die erneuerbare Stromproduktion ausgebaut wird und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der EE-Stromproduktion aller beteiligten Länder besteht.

3.4.4 Neue Leitungen nutzen bei Dunkelflauten nichts

Insbesondere bei der geplanten weiteren Stilllegung von Kohlekraftwerken wird es immer häufiger drohende **Leistungsdefizite** geben, weil die EE-Kraftwerke bei bestimmten Wetterlagen manchmal über Tage nur wenig Strom produzieren (‘Dunkelflauten’).¹⁰¹

Hierfür ist typischerweise kein Netzausbau erforderlich, wie die Bundesnetzagentur ausführt: *„Bei gleichzeitig geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, ist typischerweise kein Netzausbau erforderlich.“*¹⁰²

Für deutschlandweite Dunkelflauten, die teilweise über mehrere Tage insbesondere im Winter auftreten können, nutzen neue Leitungen nichts. Vielmehr sind hierfür ausreichend viele schnell regelbare und verbrauchsnahe Reservekraftwerke erforderlich¹⁰³, insbesondere neue Gaskraftwerke in Süddeutschland. Wenn man allerdings die Reservekraftwerke verbrauchsfern installiert, kann hierfür ein Netzausbau erforderlich sein.¹⁰⁴

Für regionale Dunkelflauten, z.B. in Süddeutschland, kann das bereits sehr gut ausgebauten Übertragungsnetz von Nord nach Süd genutzt werden. Bayern z.B. hatte 2017

¹⁰⁰ [NEP 2019-2030/vP, S. 25].

¹⁰¹ Siehe z.B. [Brakelmann/Jarass 2019, S. 32, Abb. 1.8].

¹⁰² [NEP 2019-2030/vP, S. 25].

¹⁰³ Siehe Abb. 2.2, wo ab 2025 die installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken (v.a. Gaskraftwerke) mit rund 75 GW in der Größenordnung zwischen durchschnittlicher und maximaler Stromnachfrage (Tab. 3.4) gehalten wird.

¹⁰⁴ Siehe Tab. 3.5.

eine installierte Kraftwerksleistung¹⁰⁵ von rund 27 GW, davon rund 17 GW EE-Kraftwerke. Die maximale Stromnachfrage (Höchstlast) betrug in Bayern gut 12 GW¹⁰⁶. Nach Stilllegung der bayerischen Kernkraftwerke wird ab 2023 mit einer gesicherten Leistung der bayerischen Kraftwerke von rund 5 GW gerechnet. Alleine von Südhüringen nach Nordbayern gibt es zukünftig sechs 380-kV-Systeme mit einer Übertragungsleistung von weit über 10 GW. Nach der schrittweisen Stilllegung der ostdeutschen Kohlekraftwerke gemäß Kohleausstieg¹⁰⁷ kann allerdings für die Überbrückung von Dunkelflauten die Differenz an gesicherter Leistung nicht mehr durch ostdeutsche Kohlekraftwerke sichergestellt werden, sondern hierfür sind zusätzliche Reservekraftwerke in Bayern erforderlich.

Fazit

Der Netzausbau ist ganz überwiegend für den Stromexport bei Leistungsüberschüssen erforderlich. Für Dunkelflauten ist laut Bundesnetzagentur typischerweise kein Netzausbau erforderlich.

In Teil I wurden zuerst die Ausbauziele für die installierte Kraftwerksleistung dargestellt und anschließend der laut Netzentwicklungsplan erforderliche Netzausbau.

Im folgenden Teil II werden Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus gezeigt, die alle im Netzentwicklungsplan nicht oder nur unzureichend berücksichtigt wurden.

¹⁰⁵ [Bayern 2019, S. 14, Abb. 5].

¹⁰⁶ [Bayern 2019, S. 18, Abb. 4].

¹⁰⁷ Siehe Erläuterung unter Abb. 1.1.

Teil II – Verringerung des erforderlichen Netzausbaus

*"Wir müssen uns in Zukunft viel stärker darauf konzentrieren, vorhandene Netze effizienter zu nutzen. Ich bin davon überzeugt, dass wir uns in den nächsten Jahren viele Innovationen und technologische Entwicklungen zunutze machen können ..."*¹⁰⁸

Manon van BEEK, Vorstandsvorsitzende TenneT Holding B.V.

*"Statt Netzausbaubeschleunigungsgesetzen benötigen wir eine beschleunigte Überprüfung und Anpassung der Netzausbaubedarfe. Mit dem Kohleausstieg und einem stärker dezentralen und lastnahen Ausbau der Erneuerbaren Energien bestehen ganz andere Bedarfe als die jetzigen Netzentwicklungspläne vorsehen. Werden Anlagen systemdienlich und lastnah zugebaut, und mehr Flexibilität ermöglicht, über Last- und Nachfragemanagement, virtuellen Kraftwerken und mehr Speicheroptionen, auch durch Sektorkopplung, ergeben sich andere Bedarfe an Übertragungsnetzen und dezentralen Verteilnetzen. Diese Berechnungen wurden bisher nicht erstellt und in die Planungen eingebracht."*¹⁰⁹ Prof. Dr. Claudia KEMFERT vom DIW in Berlin.

In diesem Teil II werden Maßnahmen zur Verringerung der erforderlichen Netzausbaus gezeigt, die alle im Netzentwicklungsplan nicht oder nur unzureichend berücksichtigt wurden. Teil II besteht aus 4 Kapiteln:

- Systemstabilität als Rahmenbedingung für eine Verringerung des Netzausbaus. ▶ **Kap. 4**
- Berücksichtigung der Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan erforderlich. ▶ **Kap. 5**
- Verringerung der Leistungsüberschüsse. ▶ **Kap. 6**
- Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung des bestehenden Stromnetzes. ▶ **Kap. 7**

Zuerst wird in Kap. 4 die Systemstabilität als Rahmenbedingung für eine Verringerung des Netzausbaus erläutert.

¹⁰⁸ [TenneT 2019]. Tennen benötigt mehr als 4,75 Mrd. €, sagte der niederländische Finanzminister Wopke HOEKSTRA in einem kürzlich an das niederländische Parlament gerichteten Schreiben. Er fügte hinzu, dass die Regierung möglicherweise den staatlichen Übertragungsnetzbetreiber privatisieren oder eine Beteiligung daran verkaufen müsse [TenneT 2019a].

¹⁰⁹ [Kempfert 2019, S. 304].

Die Netzausbaukosten bleiben im Netzentwicklungsplan unberücksichtigt. In Kap. 5 wird der deshalb resultierende überhöhte Netzausbau erläutert. Das im Netzentwicklungsplan verwendete Marktmodell muss zukünftig zwingend die Kosten des Netzausbaus berücksichtigen.

Technische Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans werden in Kap. 6 und 7 näher erläutert.

4 Systemstabilität als Rahmenbedingung für eine Verringerung des Netzausbaus

Im Folgenden werden einige elektrotechnische Rahmenbedingungen für den Netzausbau erläutert.¹¹⁰

4.1 (n-1)-Kriterium für Netzstörungen

Im öffentlichen Netz, das der Stromversorgung dient, gelten zumindest in Deutschland extrem hohe Standards der Versorgungssicherheit. Die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die den Stromkunden in Deutschland zur Verfügung steht, wird v.a. dadurch erreicht, dass der Netzausbau eine hinreichende Redundanz der technischen Netzeinrichtungen sicherstellt. Hierfür wird das (n-1)-Kriterium angewendet¹¹¹:

- Fällt von n-vielen Betriebsmitteln, die im ungestörten Fall zur Verfügung stehen, **eines** durch eine Störung aus, so müssen die verbleibenden (n-1)-vielen Betriebsmittel den Stromverbrauch immer noch uneingeschränkt decken können.
- Z.B. darf der Ausfall **eines** Transformators oder **eines** Leitungssystems in vermascht betriebenen Netzen zu keinen für den Verbraucher spürbaren Versorgungsunterbrechungen führen.

Stromleitungen an Land sind sehr versorgungssicher. Gleichwohl gibt es eben wenige Stunden, an denen die Leitung nicht zur Verfügung steht. Um nun Stromverbraucher ohne oder mit nur kurzzeitiger Unterbrechung versorgen zu können, werden Netze so konzipiert, dass der von den Verbrauchern nachgefragte Strom im einfachen Störfall vollständig über die verbleibenden Leitungen fließen kann, ohne dass unzulässige Betriebszustände auftreten.

Durch die grundsätzlich geforderte (n-1)-Sicherheit beim Netzausbau und das technische Regelwerk verschiedener einzuhaltender DIN/VDE-Normen ist das deutsche Stromnetz im Vergleich zu anderen Ländern sehr sicher ausgelegt. Deshalb können nicht nur Krankenhäuser und Industriebetriebe, sondern auch private Haushalte damit rechnen, dass jährlich höchstens wenige Male und nur für durchschnittlich 12 Minuten pro Jahr die Stromversorgung ausfällt¹¹², abgesehen von zum Glück bisher äußerst seltenen extremen Wetterereignissen, Schaltfehlern oder anderem menschlichen Versagen.

¹¹⁰ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 39-44].

¹¹¹ Siehe hierzu [Übertragungsnetz 2018, S. 24f.].

¹¹² [FNN 2017].

4.1.1 (n-1)-Kriterium für erneuerbare Energien nur abgeschwächt erforderlich

Ist die Gewährleistung dieser hohen **Versorgungssicherheit** auch für die **Entsorgungssicherheit** des Abtransports von Windenergie erforderlich und sinnvoll?¹¹³

Die Betreiber von EE-Kraftwerken bauen üblicherweise nur eine Leitung, meist Kabel, zum Anschluss an den nächsten Netzknotenpunkt des öffentlichen Netzes mit einer Übertragungsleistung in Höhe der installierten Generatorleistung. Fällt diese 'Entsorgungsleitung' aus, wird das EE-Kraftwerk bis zum Abschluss der Leitungsreparatur abgeschaltet. Bei Hochspannungsleitungen an Land sind nämlich die Ausfallwahrscheinlichkeiten so niedrig und die typischen Reparaturdauern so kurz, dass im Durchschnitt nur für wenige Stunden im Jahr die Erzeugung abgeschaltet werden muss und die Betreiber des EE-Kraftwerks (wie auch vielfach bei konventionellen Kraftwerken) deshalb aus Kostengründen den Anschluss an den nächstgelegenen Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz meist nur als Einfachleitung bauen. Gerade bei Kabeln spart die Ausführung als Einfachsystem erhebliche Kosten, da bei Kabeln ein Doppelsystem fast doppelt so viel wie ein Einfachsystem kostet.¹¹⁴ Dies steht im Gegensatz zu Freileitungen, wo ein Doppelsystem typischerweise nur ein Drittel mehr kostet als ein Einfachsystem.

Aber auch im Verbundnetz sollte künftig berücksichtigt werden, dass ein wesentlicher und zunehmender Anteil der zu transportierenden Leistungen aus erneuerbaren Quellen bestehen wird, die bei Netzstörungen abgeregelt¹¹⁵ werden können, um auf diese Weise die Versorgungssicherheit ohne Leitungsüberlastungen aufrechterhalten zu können.

Drohendes regionales Leistungsdefizit durch eine Netzstörung

Die Versorgung der Verbraucher muss ohnehin wegen des stark stochastischen Anfalls der Windenergie, z.B. in Zeiten einer regionalen Flaute, durch den regionalen und überregionalen konventionellen Kraftwerkspark und weitere Möglichkeiten im bestehenden Versorgungssystem sichergestellt werden.¹¹⁶ Deshalb führt ein Ausfall einer Leitung, die überwiegend EE-Strom weiträumig zum Verbraucher überträgt, zu keinen Versorgungsunterbrechungen.

Drohender regionaler Leistungsüberschuss durch eine Netzstörung

Moderne Windenergieanlagen sind – im Gegensatz zu großen thermischen Kraftwerken – problemlos und ohne jede technische Gefährdung kurzfristig abregelbar, falls dem

¹¹³ Zum Folgenden siehe [Jarass/Obermair 2012, S. 67-73].

¹¹⁴ [Jarass/Obermair 2012, Kap. 5.3.2, S. 133ff.].

¹¹⁵ Siehe Kap. 7.2.

¹¹⁶ Siehe Tab. 3.5 und Kap. 3.4.2.

Netz eine Überlastung droht. Wenn also eine wesentlich für den Windenergieabtransport genutzte Leitung tatsächlich einmal ausfällt, so ist die Versorgung der Verbraucher anderswo dadurch nicht beeinträchtigt. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass durch einen schlagartigen Ausfall einer Leitung dynamische Netzinstabilitäten verursacht werden können. So werden etwa Windenergieanlagen auf See aufgrund ihrer einfachen, also nicht (n-1)-sicheren Anbindung bei Störung des Netzanbindungssystems vom Netz getrennt und können dann keine Leistung einspeisen.

Fazit

Ausschließlich für den Abtransport von Windenergie gebaute Anbindungsleitungen an das überregionale Stromnetz brauchen also nicht mit den extrem hohen Verfügbarkeiten ausgelegt zu werden, die primär der Versorgung von Stromverbrauchern dienen. Zwar fließt durch diese Leitungen u.U. aus physikalischen Gründen bei Windflaute auch Strom in entgegengesetzter Richtung zu den Verbrauchern, doch würden diese Verbraucher auch ohne die zusätzlich geschaffene Leitung versorgt. Für den Abtransport der Windenergie reichen Stromleitungen in einem Umfang aus, dass ohne Leitungsstörung die Windenergie abtransportiert werden kann. Bei einer der seltenen Leitungsstörungen wird dann die Windenergieproduktion vorübergehend heruntergefahren, ohne dass dadurch in irgendeiner Weise die **Versorgungssicherheit** der Stromverbraucher beeinträchtigt würde.

4.1.2 Systemrelevante Mehrfachfehler

Mit der Novellierung der Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 wurde die Notwendigkeit der Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler kodifiziert.¹¹⁷ Zuvor wurde die vorgehaltene Netzreserve für einen (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes dimensioniert. Die Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler führt zu einer Steigerung des Reservekraftwerksbedarfs.

Systemrelevante Mehrfachfehler treten im Stromnetz extrem selten auf, meist nur bei Naturkatastrophen. Die Einspeisung von erneuerbaren Energien kann dann sehr schnell abgeregelt werden. Die dann z.B. nicht mehr nach Süddeutschland übertragbare Offshore-Windenergie kann dann durch die in Süddeutschland installierten Reservekraftwerke vorübergehend ersetzt werden, die dort ohnehin für Dunkelflauten erforderlich sind.

Für Stromleitungen, die dem Abtransport von erneuerbaren Energien dienen, ist bei der Netzausbauplanung keine Berücksichtigung von Mehrfachfehlern erforderlich, solange die ausfallende Leistung von der Primärregelleistung ausgeglichen werden kann.

¹¹⁷ [BNetzA 2018, S. 10]; siehe hierzu auch [Übertragungsnetz 2018, S. 25f.].

4.2 Voraussetzung für alle Maßnahmen: Sicherung der Systemstabilität

Bei allen Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports und zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus müssen neben Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Kurzschlussstrom u.a. die thermische Grenzleistung und die dynamische Netzstabilität berücksichtigt werden.¹¹⁸

4.2.1 Thermische Grenzleistung

Beim Stromtransport müssen die Erwärmungseffekte der Leiterseile berücksichtigt werden¹¹⁹:

- bei Freileitungen z.B. vergrößerter Durchhang der Seile, reduzierte Reißfestigkeit, erhöhte Verluste;
- bei Kabeln z.B. Beeinträchtigungen der elektrischen Isolierung, erhöhte Gefahr eines zerstörerischen Durchschlags zum geerdeten Metallschirm oder Metallmantel.

Dadurch ergibt sich für jeden Leitungstyp eine bestimmte thermische Grenzleistung. Tab. 4.1¹²⁰ zeigt für Freileitungen und Kabel die jeweils zulässigen Übertragungsleistungen durch Angabe von typischen Werten für die Strombelastbarkeit und die Übertragungsleistung.

Bezüglich der in Tab. 4.1 angegebenen Strombelastbarkeiten und Übertragungsleistungen muss Folgendes beachtet werden¹²¹:

- Bei Freileitungen kann durch einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb die übertragbare Leistung fast immer um 20% und mehr erhöht werden¹²², durch Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen dauerhaft um bis zu 50%.
- Strombelastbarkeit und Übertragungsleistung von Kabeln hängen sehr von Kabelart und Legeanordnung ab. Höhere Leistungen sind bei Kabeln – im Gegensatz zu Freileitungen – vorübergehend zulässig.¹²³

¹¹⁸ Neben der Sicherung der Systemstabilität müssen zudem bei Wechselstromleitungen die Grenzwerte für elektrische Felder von maximal 5 kV/m und für magnetische Felder von maximal 100 Mikrottesla eingehalten werden. Gleichstromleitungen haben keine elektrischen Felder, jedoch müssen bei Gleichstromleitungen die Grenzwerte für magnetische Felder von maximal 500 Mikrottesla eingehalten werden [BFS 2019]; [BFS 2019a].

¹¹⁹ Siehe [Jarass/Obermair 2012, S. 109-111, Kap. 4.4.1].

¹²⁰ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 49, Tab. 2.2].

¹²¹ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 49, S. 48ff., Kap. 2.1.2].

¹²² Siehe Kap. 7.1.1. Dabei muss der im System maximal zulässige Dauerstrom berücksichtigt werden. Diese Grenze wurde im Netzentwicklungsplan von 3.600 A auf 4.000 A erhöht [NEP 2019-2030/vP, S. 35].

¹²³ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, Kap. 7.2.3(2)].

Tab. 4.1: Übertragungsleistungen von Freileitungen und Kabeln

Leitungsart	(1) Leitungstyp	(2) Querschnitt [mm ²]	(3) Strombelast- barkeit [A]	(4) Übertragungs- leistung [MVA]
(1) 110 kV				
(1.1a) Freileitung	1er-Bündel	3*264-Al/34-St	680	130
(1.1b) Freileitung	2er-Bündel	2*3*264-Al/34-St	1.360	260
(1.2) Erdkabel		1.000 Cu	1.347	257
(2) 380 kV				
(2.1a) Freileitung	4er-Bündel	4*3*264-Al/34-St	2.720	1.790
(2.1b) Freileitung	4er-Bündel	4*3*434-Al/56-St	3.600	2.369
(2.2a) Erdkabel		3*2.500 Al RMS	1.785	1.175
(2.2b) Erdkabel		3*2.500 Cu RMS	2.185	1.438

Erhöhungen der Übertragungsleistung, z.B. durch einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, durch Hochtemperaturleiterseile oder einer zeitweiligen Überlast von Kabeln, können nur genutzt werden, soweit die übrigen Komponenten des Netzes dies zulassen; andernfalls müssen Schalter, Transformatoren etc. ausgewechselt oder verstärkt werden, – alles allerdings Maßnahmen, die auch bei einem Neubau einer Leitung in vielen Fällen durchgeführt werden müssen. D.h., diese Maßnahmen müssen bei allen Netzausbauplanungen berücksichtigt werden.

Die für eine einzelne kürzere Verbindungsstrecke mögliche Erhöhung der Grenzleistung durch einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und Hochtemperaturleiterseile kann keinesfalls auf das gesamte vermaschte Höchstspannungsnetz ohne weitere Prüfung übertragen werden.¹²⁴ Der Nutzen des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs zur Reduzierung von Netzausbau und Redispatch ist stark abhängig von der Prognosemöglichkeit von Leitungsbelastung und Leitungsbelastbarkeit im Zeitraum von wenigen Stunden bis einigen Tagen und dem Umfang von kurzfristigen Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber bei Fehleinschätzungen.

¹²⁴ Zu technischen Erläuterungen und Begründungen siehe [Jarass/Obermair 2012, S. 111-113, Kap. 4.4.2] und [NEP 2022/2, S. 103-114, Kap. 5.4].

Die Übertragungsnetzbetreiber haben schon vor fast 10 Jahren auf eine Reihe von technischen Aspekten bei der Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistungen hingewiesen:¹²⁵

- Schaltgeräte sind in der Normalausführung nur verfügbar bis maximal 4.000 A, in Sonderausführung bis 5.000 A.
- Die derzeitigen schutztechnischen Grenzen für die maximal über eine Leitung zu übertragende Wirk- und Blindleistung begrenzen den maximal zu übertragenden Strom auf rund 4.000 A (entspricht bei 380-kV-Drehstrom ca. 2,5 GVA bzw. ca. 2,4 GW).
- Bei allen Maßnahmen muss der im System maximal zulässige Dauerstrom berücksichtigt werden. Diese Grenze wurde im Netzentwicklungsplan von bisher 3.600 A auf derzeit 4.000 A erhöht¹²⁶. Aber diese Grenze ist nicht gottgegeben und könnte bei der Netzplanung zumindest für Netzstörfälle weiter erhöht werden. Dadurch würde insbesondere das Potenzial von Freileitungsmonitoring und von Hochtemperaturleiterseilen deutlich erhöht werden.
- Eine eigene Hausnorm für die Prüfung des Beseilungssystems, also der Seile und Armaturen, durch externe Fachleute und Prüffelder ist erforderlich, um nachweisen zu können, dass eine neue Beseilung zumindest den allgemein anerkannten Regeln der Technik – wenn schon nicht einer Norm – entspricht.
- Die Spannungsstabilität wird weit vor Erreichen der thermischen Grenze der Freileitung problematisch.
- Stabilitätsuntersuchungen zu Ausgleichsvorgängen bei Störung (transiente Betrachtung) sind erforderlich, um einen ausreichenden Abstand zur statischen Stabilitätsgrenze des Netzes und der Generatoren zu gewährleisten.
- Hochausgelastete Netze verschärfen die Blindleistungsproblematik.
- Höhere Betriebsströme auf vorhandenen Leitungen führen zu höheren magnetischen Feldern und teilweise langwierigen Genehmigungsprozeduren.

Hierzu gilt ganz generell: Je schneller man neue Technologien einführt, umso eher besteht die Chance, für die genannten Probleme dauerhafte Lösungen zu finden.

4.2.2 Dynamische Netzstabilität

In vermaschten Stromtransportsystemen sind alle Ingredienzien für chaotisches Verhalten vorhanden und damit auch die Möglichkeit des 'Schmetterlingseffekts': Ist genügend Strom im Netz vorhanden, so kann es durch eine Störung an irgendeiner Stelle im Netz zu einer hohen Aufschaukelung kommen mit unbeherrschbar hohen lokalen Strömen. Es ist dann die Grenze der dynamischen Netzstabilität überschritten. Selbst

¹²⁵ [Dena 2010].

¹²⁶ [NEP 2019-2030/vP, S. 35].

mit Großcomputern und bei jeweils fast exakter Kenntnis des Jetzt-Zustands lässt sich das dynamische Verhalten des Systems nur für kurze Zeit verlässlich vorausberechnen.

Während die Zeitkonstanten des chaotischen Systems Wetter/Klima im Bereich von Minuten bis Wochen liegen, geht es im Drehstromnetz um Bruchteile von Sekunden; es bleibt damit sehr wenig Zeit, um in das System aktiv einzugreifen. Um systemgefährdende Extrema zu verhindern, muss man deshalb dafür sorgen, dass die im Netz gespeicherten und deshalb dort möglicherweise vagabundierenden Energien nicht zu groß sind. Diese Energien wiederum nehmen zu mit der Stromstärke, mit der die einzelnen Stromkreise des Systems betrieben werden.

Die Steigerung der Übertragungsleistungen über gleichzeitig längere Strecken hat Einfluss auf die Netzstabilität. Voraussetzungen für deren Erhaltung sind die Erfüllung der Netzanschlussbedingungen für Erzeuger und die Realisierung der von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierten sonstigen Maßnahmen. Damit soll es auch bei erhöhten Übertragungsleistungen in auslegungsrelevanten Netzsituationen nicht zu großräumigen Störungen kommen, wenn alle Systeme fehlerfrei funktionieren.¹²⁷

Entstehung von Blackouts

Blackouts¹²⁸, d.h. Netzzusammenbrüche, ereignen sich kaskadenförmig, wobei Instabilitäten der Generatoren, Überspannungen, aber auch die Überbeanspruchung von Schutzeinrichtungen zusammenwirken. Blackouts können einige Minuten andauern oder sich über zahlreiche Stunden ausdehnen. Fällt ein Betriebsmittel aus, so läuft der Betrieb zwar weiter, doch die Netze sind ab diesem Zeitpunkt verwundbar. Führt anschließend beispielsweise ein Isolationsschaden zu einem Kurzschluss oder ist eine überlastete Leitung abzuschalten, so steigt die Gefahr weiterer Überlastungen und damit der Ausfall zusätzlicher Betriebsmittel.

Tritt etwa ein Kurzschluss in einem Teilnetz auf, so wird es von seinem Verbund getrennt. Können die Generatoren dem entstandenen Leistungsdefizit nicht entgegenwirken, fällt die Frequenz. Zur Frequenzhaltung muss nun ein Lastabwurf vorgenommen werden. Die Blindleistung ist nicht mehr im Gleichgewicht, was eine Verletzung des zulässigen Spannungsbereichs bewirkt. Dadurch können die Generatoren an statischer Stabilität verlieren und werden abgeschaltet. Ein erneuter Abfall der erzeugten Leistung lässt die Frequenz weiter sinken. Ab 47,5 Hz sind Erzeugungseinheiten vom Netz zu nehmen, da sonst bei Unterschreitung dieses Wertes Eigenschwingungen ihre Turbinen zerstören würden. Deshalb werden Reserven vorgehalten, um absinkende Frequenzen zu vermeiden.

Die Vermeidung von solchen möglicherweise destruktiven Ereignissen, v.a. bei Schaltvorgängen oder beim Ausfallen einer Netzkomponente, wird als 'Einhaltung der dynamischen Netzstabilität' bezeichnet.

¹²⁷ [Übertragungsnetz 2018, S. 36ff., Kap. 5.8].

¹²⁸ Siehe hierzu [Behnert/Hartke/Bruckner 2018].

4.2.3 Erheblicher Blindleistungsbedarf laut Netzentwicklungsplan

Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis, die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effektes und des Zeitbereiches in die drei Kategorien Frequenzstabilität, Spannungsstabilität und Winkelstabilität zu unterteilen. *"Basierend auf dem Szenario B 2035 haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Bewertung der Systemstabilität des Netzes einschließlich der vorgeschlagenen Netzmaßnahmen vorgenommen. Das Ergebnis der Analysen ist ein erheblicher Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen zur Deckung der stationären und regelbaren Bedarfe mit einer installierten Leistung von mindestens 38,1 - 74,3 Gvar."*¹²⁹ Hierfür fallen bis 2035 erhebliche Kosten in Höhe von bis zu 5 Mrd. € an¹³⁰. Die Bundesnetzagentur hat sich in einem Diskussionspapier zur Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb¹³¹ ausführlich mit diesen Fragen beschäftigt.

*"Über diese Analysen hinaus werden durch die Übertragungsnetzbetreiber weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren."*¹³²

In diesem Kap. 4 wurden einzelne Aspekte der Systemstabilität als Rahmenbedingung für eine Verringerung des Netzausbaus erläutert. Diese Aspekte der Systemstabilität müssen bei allen folgenden Überlegungen zur Verringerung des Netzausbaus berücksichtigt werden.

In den folgenden Kap. 5 bis 7 werden einzelne Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus erläutert.

¹²⁹ Siehe hierzu und zum Folgenden [NEP 2019-2030/2, S. 166ff., Kap. 5.5]; siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/2, Systemstabilität].

¹³⁰ [NEP 2019-2030/vP, S. 51].

¹³¹ [BNetzA 2018a].

¹³² [NEP 2019-2030/2, S. 222].

5 Berücksichtigung der Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan erforderlich

Bei der Netzausbauplanung müssen Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan berücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen.

5.1 Optimierung des Netzausbaus: Nicht zu viel und nicht zu wenig

Das Stromversorgungssystem wird durch den Ausbau der stark fluktuierenden erneuerbaren Stromproduktion¹³³ massiv verändert. Der zeitliche und räumliche Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion kann durch unterschiedliche Maßnahmen vielfach ohne Netzausbau erreicht werden.¹³⁴

Der Begriff des Netzausbaus umfasst folgende Alternativen zur Erhöhung des maximal transportierbaren Stroms:¹³⁵

- Optimierung des bestehenden Stromnetzes,
- Netzverstärkung sowie Ersatz bestehender Stromleitungen,
- Neubau von Stromleitungen.

Das Bundesbedarfsplangesetz gibt als Gründe für einen Netzausbaubedarf an:

- *"... Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen",*
- *"Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union",* also internationaler Stromhandel,
- *"Anschluss neuer Kraftwerke",*
- *"Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz"*¹³⁶.

Netzbetreiber haben das *Energieversorgungsnetz "bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist"*.¹³⁷ Es besteht also eine gesetzliche Beschränkung der Verpflichtung zum Netzausbau, da der Umfang des Netzausbaus wirtschaftlich zumutbar sein muss. Durch dieses gesetzliche Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit wird der Netzausbau auf das volkswirtschaftlich vernünftige Maß beschränkt. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit muss bereits bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden.

¹³³ Siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 25ff., Kap. 2].

¹³⁴ Siehe z.B. Tab. 3.5.

¹³⁵ Siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 82ff., Kap. 5.2].

¹³⁶ § 1(1)1 BBPIG.

¹³⁷ § 11(1)1 EnWG; ganz ähnlich § 12(1) EEG und § 12(3) EEG.

Zudem müssen EU-rechtliche Vorgaben berücksichtigt werden.¹³⁸

5.1.1 Nutzen und Kosten eines Netzausbaus

Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt in § 1 neben einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen und effizienten Stromversorgung gleichrangig eine umweltverträgliche Gestaltung vor. Beeinträchtigungen von Natur und Umwelt werden volkswirtschaftlich als soziale Kosten bezeichnet.¹³⁹ Für die Optimierung des Netzausbaus müssen also zusätzlich zu den einzelwirtschaftlichen Nutzen und Kosten die sozialen Nutzen und Kosten berücksichtigt werden, da sonst nicht sichergestellt wäre, dass der Netzausbau für die Gesamtgesellschaft mehr Nutzen als Kosten verursacht.¹⁴⁰

Der volkswirtschaftliche Nutzen des Netzausbaus ist die Summe aus seinem einzelwirtschaftlichen und seinem sozialen Nutzen:

- Der **einzelwirtschaftliche Nutzen** resultiert u.a. aus einem niedrigeren Regel- und Reserveaufwand konventioneller Kraftwerke und geringeren Abregelungen konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke.
- Der **soziale Nutzen** resultiert v.a. aus geringeren Abregelungen erneuerbarer Kraftwerke und der damit bewirkten Vermeidung der Emissionen von CO₂ und weiteren Schadstoffen.

Diesem volkswirtschaftlichen Nutzen des Netzausbaus stehen seine volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber, die sich aus einzelwirtschaftlichen plus sozialen Kosten ergeben:

- **Einzelwirtschaftliche Kosten** des Netzausbaus bestehen aus den Kosten für Optimierung, Netzverstärkung und Leitungsneubau sowie den Verlust- und Betriebskosten. Die einzelwirtschaftlichen Kosten für den Netzausbau werden vom Netzbetreiber vorfinanziert und in Gestalt von Netznutzungsentgelten auf die Stromverbraucher überwälzt.
- **Soziale Kosten** des Netzausbaus entstehen insbesondere aus der Beeinträchtigung von Naturhaushalt, Erholungsmöglichkeiten, Siedlungsstrukturen und Landschaftsbild, v.a. bei der Durchquerung von landschaftlich besonders schützenswerten Regionen durch Freileitungen (z.B. Überquerung des Rennsteigs im Thüringer Wald durch die Südthüringenleitung).

¹³⁸ Zu den einzelnen rechtlichen Regelungen siehe z.B. [Schöpf 2017, S. 100ff.]. Das Clean Energy for all Europeans Package (CEP) wurde am 22. Mai 2019 verabschiedet [EU 2019]. Er soll laut Netzentwicklungsplan "für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie fördern" [NEP 2019-2030/2, S. 58].

¹³⁹ [Jarass/Nießlein/Obermair 1989, S. 17ff., Kap. 2].

¹⁴⁰ [Jarass/Obermair 2012, S. 143-150, Kap. 6.2.1].

Die jeweiligen technischen Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports führen zu unterschiedlich hohen volkswirtschaftlichen Kosten:

- Optimierung und Verstärkung bestehender Freileitungen durch Messung der Leiterseiltemperatur¹⁴¹ und (in kritischen Abschnitten) Hochtemperaturleiterseile haben sowohl niedrige einzelwirtschaftliche als auch niedrige soziale Kosten und damit bei Weitem die niedrigsten volkswirtschaftlichen Kosten.
- Freileitungen haben neben einzelwirtschaftlichen besonders hohe soziale Kosten; ihre volkswirtschaftlichen Kosten sind also beträchtlich.
- Freileitungen mit Drehstromteilverkabelung haben deutlich höhere einzelwirtschaftliche Kosten, aber im Regelfall deutlich niedrigere soziale Kosten.
- Für eine Vollverkabelung eignen sich besonders gut Gleichstromleitungen (HGÜ). Hierfür sind Umformer zum Drehstromnetz erforderlich, die hohe einzelwirtschaftliche Kosten verursachen. Ihre einzelwirtschaftlichen Kosten sind niedriger als bei Freileitungen mit einem hohen Anteil von Teilverkabelung.¹⁴²

5.1.2 Bestimmung des optimalen Netzausbaus

Eine simple Optimierung über Faustregeln ist nicht ausreichend. Insbesondere angesichts der am Ende auf die Stromverbraucher überwälzten Netzausbaukosten von mehreren Milliarden Euro pro Jahr ist eine wissenschaftlich begründete Bestimmung des optimalen Netzausbaus erforderlich.

Ein Netzausbau ist dann optimal, wenn sein Grenznutzen, hier also der Nutzen pro Erhöhung des zulässigen Stromtransports, gleich seinen Grenzkosten ist, hier also die Kosten pro Erhöhung des zulässigen Stromtransports. Das Netz muss demnach bis zu dem Punkt umgebaut werden, bei dem der volkswirtschaftliche Nettoertrag, also Nutzen minus Kosten, sein Maximum annimmt.¹⁴³

Für die Sicherstellung einer volkswirtschaftlich optimalen Stromversorgung gibt es bei der Optimierung des Netzausbaus zwei ganz unterschiedliche Problemstellungen:

- Veränderung der kostenoptimalen Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes (‘Merit Order’), falls für den Einsatz eines bestimmten Kraftwerks ein Netzausbau erforderlich ist.
- Abregelung von Kraftwerken zur Reduzierung des Netzausbaus.

In beiden Fällen müssen Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan berücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen.

¹⁴¹ Siehe Kap. 7.1.

¹⁴² Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 338ff., Kap. 17.3].

¹⁴³ Zu detaillierten Erläuterungen siehe [Jarass/Obermair/Voigt 2009, S. 157ff., Kap. 8 und S. 195ff., Kap. 10].

Niedrige Stromproduktionskosten können hohe Strompreise verursachen

Schon bei der Netzplanung muss geprüft werden, ob durch Einsatz eines Kraftwerks mit geringeren variablen Stromproduktionskosten auch bei Berücksichtigung von dadurch verursachten Netzausbaukosten die insgesamt kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht wird.

Für die Optimierung des Netzausbaus sind folgende Fragen zu beantworten:

- Sollen Kraftwerke mit niedrigen variablen Stromproduktionskosten eingesetzt werden, obwohl deren Einsatz einen Netzausbau erfordert?
- Oder sollen besser Kraftwerke mit zwar höheren variablen Kosten eingesetzt werden, die aber keinen Netzausbau erfordern?

Zur Beantwortung dieser Frage müssen die niedrigeren Stromproduktionskosten plus Netzausbaukosten verglichen werden mit den höheren Stromproduktionskosten ohne Netzausbaukosten.

Kostenoptimale Stromversorgung durch kostenoptimierten Netzausbau

Zur Erläuterung der Vorgehensweise dient folgendes Beispiel:

Für die Abdeckung eines zusätzlichen Stromverbrauchs in Süddeutschland gebe es zwei Alternativen:

- norddeutsches Kraftwerk mit niedrigen variablen Stromproduktionskosten, wofür aber ein Netzausbau erforderlich ist oder
- süddeutsches Kraftwerk mit höheren variablen Stromproduktionskosten, wofür kein Netzausbau erforderlich ist.

Für die kostenoptimale Stromversorgung und den dafür erforderlichen Netzausbau müssen dann bestimmt werden:

- **Grenznutzen** des Netzausbaus:
Einsparung an Stromproduktionskosten, weil durch den Netzausbau das norddeutsche Kraftwerk mit niedrigen variablen Stromproduktionskosten eingesetzt werden kann statt des süddeutschen Kraftwerks mit höheren variablen Stromproduktionskosten.
- **Grenzkosten** des Netzausbaus:
Kosten des erforderlichen Netzausbaus, um den Strom vom norddeutschen Kraftwerk nach Süddeutschland transportieren zu können.

Nur falls der Grenznutzen des Netzausbaus größer ist als die Grenzkosten, sollte das Netz ausgebaut werden, um so den Einsatz des norddeutschen Kraftwerks statt des süddeutschen Kraftwerks zu ermöglichen.

Bei der Netzausbauplanung müssen also Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan berücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen.

5.2 Netzentwicklungsplan berücksichtigt die Netzausbaukosten nicht

5.2.1 Marktmodell laut Netzentwicklungsplan

Das im Netzentwicklungsplan verwendete Marktmodell ist von zentraler Bedeutung für den erforderlichen Netzausbau:

- *"Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Simulation des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation."*¹⁴⁴
- *"Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem. ..."*
- *Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energien wird dadurch abgebildet, dass sie in der Merit-Order aufgrund der sehr geringen variablen Kosten an erster Stelle stehen und somit vorrangig zu allen anderen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden."*¹⁴⁵

Das Marktmodell des Netzentwicklungsplans bestimmt im ersten Schritt netzknotenscharf den stündlichen Strombedarf in Deutschland. Zur Deckung dieses Strombedarfs werden dann diejenigen Kraftwerke im betrachteten europäischen Stromsystem eingesetzt, die die niedrigsten variablen Kosten aufweisen. Berücksichtigt werden also in jeder betrachteten Stunde alle Kraftwerke, die entsprechend diesem Verfahren für die Stromversorgung eingesetzt werden. Dies führt zu minimalen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk.

Darauf aufbauend wird dann der hierfür erforderliche Netzausbau bestimmt. Dabei bleiben im Netzentwicklungsplan die Kosten dieses Netzausbaus unberücksichtigt.

5.2.2 Netzausbaukosten bleiben beim Marktmodell unberücksichtigt

*"Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Erzeugung von Strom zu möglichst geringen Kosten. ... Die Kraftwerke schalten sich somit in Reihenfolge der Merit-Order zu, bis genügend Einspeiseleistung vorhanden ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. ... Das Marktmodell minimiert die variablen Stromerzeugungskosten des Gesamtbetrachtungssystems."*¹⁴⁶

Der Netzentwicklungsplan geht in seinem Marktmodell fälschlicherweise von der Prämisse aus, dass eine kostengünstige Stromversorgung sichergestellt wird, indem aus-

¹⁴⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 90].

¹⁴⁵ [NEP 2019-2030/2, S. 91].

¹⁴⁶ [NEP 2019-2030/2, S. 91].

schließlich die variablen Stromproduktionskosten für den Kraftwerkseinsatz berücksichtigt werden (‘Merit Order’) und die dadurch verursachten Netzausbaukosten unberücksichtigt bleiben können. Diese Netzausbaukosten müssen aber vom Stromverbraucher über die Netzentgelte getragen werden und erhöhen deshalb die Stromkosten für die Stromverbraucher.

Weder der Netzentwicklungsplan noch die Prüfung durch die Bundesnetzagentur geben eine explizite Begründung für die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten bei der Netzausbauplanung. Insbesondere argumentiert der Netzentwicklungsplan an keiner Stelle, dass durch nationale oder EU-Rechtsvorschriften oder Vorgaben ein Marktmodell in der vom Netzentwicklungsplan angesetzten Ausgestaltung für die Netzentwicklungsplanung Verwendung finden müsse.

Zu dem im Netzentwicklungsplan verwendeten Optimierungsverfahren erläutert der Netzentwicklungsplan: *„Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Erzeugung von Strom zu möglichst geringen Kosten. Damit bildet die Modellierung die gegenwärtige Ausgestaltung des Strommarktes („Energy-only-Markt“) ab.“*¹⁴⁷

Unter *„Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation“* erläutert der Netzentwicklungsplan: *„Die Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern spielt für Händler bzw. Kraftwerksbetreiber für die Übertragung elektrischer Energie im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen für den Kraftwerkseinsatz keine Rolle.“*¹⁴⁸ *Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber / Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten.“*¹⁴⁹

Das ist völlig richtig, aber das bedeutet doch keinesfalls, dass die Planung des Kraftwerkseinsatzes im Netzentwicklungsplan die Kosten des Netzausbaus unberücksichtigt lassen darf.¹⁵⁰ Der Netzentwicklungsplan soll doch zu einer kostengünstigen Stromversorgung beitragen, also – wie in § 1 EnWG – gefordert, zu einer Minimierung der Gesamtkosten der Stromversorgung, und nicht nur zur Minimierung der variablen Stromproduktionskosten.

Hier liegt einer der zentralen Fehler der derzeitigen Netzplanung: Statt die gesamten Kosten der Stromversorgung zu minimieren, werden nur die Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimiert¹⁵¹, nicht hingegen die gesamten Stromversorgungskosten inklusive dem hierfür erforderlichen Netzausbau. Deshalb würde eine Erhöhung der

¹⁴⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 91].

¹⁴⁸ Ähnlich wie bei einem Brief, der innerhalb Deutschlands auch gleich viel kostet unabhängig von der Entfernung zwischen Absender und Empfänger.

¹⁴⁹ [NEP 2019-2030/2, S. 94].

¹⁵⁰ Hingegen werden z.B. zu Phasenschiebertransformatoren Amortisationsdauern im Netzentwicklungsplan angegeben [NEP 2019-2030, S. 145].

¹⁵¹ Vgl. Kap. 5.2.1.

Netzausbaukosten den laut Netzentwicklungsplan erforderlichen Netzausbau unverändert lassen.

Fazit

Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten ist ein schwerer methodischer Fehler, der die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig macht.

5.2.3 Auch bei Interkonnektoren erfolgt keine Berücksichtigung der Netzausbaukosten

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat detaillierte Richtlinien für die Kosten-Nutzen-Analyse von Netzausbauprojekten veröffentlicht.¹⁵² Danach müssen sowohl die Investitionskosten als auch die laufenden Betriebskosten für jedes Projekt genannt werden. Diese Richtlinien wurden von der EU explizit genehmigt, worauf der Netzentwicklungsplan¹⁵³ ausdrücklich hinweist.

Der Netzentwicklungsplan erläutert, dass *"analog zum Vorgehen im TYNDP 2018, basierend auf der von der Europäischen Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie"*¹⁵⁴, Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden. Der Bezug auf die CBA-Richtlinie¹⁵⁵ ist irreführend. Zu Interkonnektoren gibt es nämlich im Netzentwicklungsplan nur Nutzenanalysen¹⁵⁶, aber die Kosten für die Interkonnektoren, also für den Netzausbau zwischen den Ländern, sowie die Kosten des für den länderübergreifenden Stromaustausch innerhalb Deutschlands erforderlichen Netzausbaus bleiben unberücksichtigt.

Für Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, wurden laut Netzentwicklungsplan weder Nutzen- noch Kostenanalysen durchgeführt. Für die folgenden Interkonnektoren wurden vom Netzentwicklungsplan Nutzenanalysen durchgeführt, allerdings ohne die Kosten zu berücksichtigen¹⁵⁷:

- P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich),
- P176 Eichstetten – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich),
- P204 Tiengen – Bundesgrenze (Deutschland – Schweiz),
- P221 HansaPowerBridge (Deutschland – Schweden),

¹⁵² [ENTSO-E 2018, S. 42].

¹⁵³ [NEP 2019-2030/2, S. 163].

¹⁵⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 163].

¹⁵⁵ [ENTSO-E 2018, S. 42].

¹⁵⁶ [NEP 2019-2030/2, S. 163].

¹⁵⁷ Zu einer detaillierten Kritik der Nutzenabschätzungen einzelner Interkonnektoren siehe [Siebels 2019, S. 16ff.].

- P313 Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien,
- P328 NeuConnect (Deutschland – Großbritannien),
- P406 Aach – Bofferdange (Deutschland – Luxemburg),
- P221 HansaPowerBridge II (Deutschland – Schweden).

Die Notwendigkeit dieser Interkonnektoren ergibt sich aus dem vom Netzentwicklungsplan verwendeten Marktmodell, das einen zusätzlichen Export von Überschussstrom berechnet, wofür zusätzliche Interkonnektoren erforderlich sind. Der Netzentwicklungsplan macht keine Angaben, dass die Interkonnektoren laut EU-Vorgaben o.Ä. erforderlich sind.

Der Netzentwicklungsplan sieht also eine Reihe von Interkonnektoren vor, ohne eine laut CBA-Richtlinie vorgesehene Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen auch für die Interkonnektoren nicht nur den Nutzen (‘benefit’) angeben, sondern auch die Investitions- und Betriebskosten (‘cost’).

Diese Kosten-Nutzen-Analyse wird vom Netzentwicklungsplan nicht durchgeführt, und zwar weder bei den Interkonnektoren noch bei allen anderen im Netzentwicklungsplan genannten Leitungsvorhaben, obwohl sie vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E in Abstimmung mit der EU vorgeschrieben ist.¹⁵⁸

Hier wird das Ziel des Netzausbaus deutlich, nämlich ohne Berücksichtigung der Kosten eine *“Liberalisierung des EU-Energiebinnenmarkts möglichst reibungslos zu ermöglichen sowie die dafür notwendigen Transportkapazitäten für Transite durch Deutschland und für den Import/Export an den Grenzen zu den Nachbarländern zu schaffen”*.¹⁵⁹

5.3 Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus erforderlich

5.3.1 Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem überhöhten Netzausbau

Eine Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten bei der Netzplanung führt zu einem überhöhten Netzausbau und damit zu überhöhten Strompreisen. Wenn die durch bestimmte Produktionsstrukturen verursachten zusätzlichen Netzausbaukosten – wie im Marktmodell des Netzentwicklungsplans – unberücksichtigt bleiben, wird im Marktmodell nicht zwingend das für den Verbraucher kostengünstigste Kraftwerk eingeplant. Vielmehr wird das Kraftwerk mit niedrigeren variablen Stromproduktionskosten eingeplant, auch wenn es unter Berücksichtigung der von ihm zusätzlich verursachten Netzausbaukosten für den Verbraucher höhere Stromkosten verursacht als ein Kraftwerk

¹⁵⁸ [ENTSO-E 2018, S. 42].

¹⁵⁹ [N-ERGIE 2019, S. 16].

mit höheren variablen Stromproduktionskosten, das aber z.B. wegen seiner verbrauchsgünstigeren Lage keine zusätzlichen Netzausbaukosten verursacht.

Deshalb muss schon bei der Netzplanung geprüft werden, ob durch die Stromproduktion mit geringeren variablen Kosten tatsächlich auch die kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht wird. Hierfür ist zwingend die simultane Berücksichtigung des durch den Kraftwerkseinsatz verursachten Netzausbaubedarfs erforderlich.

Der Netzentwicklungsplan führt diese erforderliche Prüfung nicht durch, wodurch eine überhöhte Netzausbauplanung resultiert. Die Kosten für diesen unnötigen Netzausbau bezahlt der deutsche Stromverbraucher, der schon die Mehrkosten für die EEG-Vergütung trägt. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, der erhöhte Netzausbaubedarf werde durch die wachsende erneuerbare Stromproduktion verursacht.¹⁶⁰

Ganz zu Recht bemerkt das Bayerische Energieprogramm, dass die neuen geplanten Gleichstromleitungen nach Bayern deshalb erforderlich sind, weil für die Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes ausschließlich die variablen Stromproduktionskosten der einzelnen Kraftwerke ohne jede Berücksichtigung der dadurch gegebenenfalls verursachten Netzausbaukosten ausschlaggebend seien.¹⁶¹

Beispiel Stromexport

Im Marktmodell des Netzentwicklungsplans wird Strom ins Ausland exportiert, *„wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland“*.¹⁶² Dabei bleibt der für den Stromexport erforderliche Netzausbau unberücksichtigt, der insbesondere bei Stromexport während Starkwindlagen mit sehr hoher Windstromproduktion und deshalb sehr niedrigen Börsenstrompreisen erforderlich ist. Dies führt zu einem überhöhten Netzausbau, der v.a. dem Export von Überschussstrom dient.

Beispiel Reserveleistung

Abb. 5.1 zeigt links den Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell des Netzentwicklungsplans, also ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten, und rechts mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten. Durch die Berücksichtigung der Netzausbaukosten ändert

¹⁶⁰ Die stark steigenden Redispatchkosten resultieren übrigens nicht aus dem fehlenden Netzausbau, sondern aus der fehlenden Kostenzurechnung des Netzausbaus auf die Kostenverursacher. Kostenverursacher sind konventionelle Kraftwerke, die zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion produzieren und derzeit nicht etwa die dadurch von ihnen verursachten Netzausbaukosten tragen müssen, sondern bei Abregelung sogar für entgangenen Gewinn entschädigt werden.

¹⁶¹ [BayWiMi 2016, S. 47].

¹⁶² *„Auch der grenzüberschreitende Stromhandel und der Kraftwerkspark im Ausland müssen im Marktmodell berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass Strom aus dem Ausland nachgefragt wird, wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann.“* [NEP 2019-2030/vP, S. 26].

sich im Regelfall der Kraftwerkseinsatz, sofern für den Kraftwerkseinsatz des kostengünstigeren Nordkraftwerks ein Netzausbau erforderlich ist.

Ein zusätzlicher Stromverbrauch im Süden wird gemäß dem Marktmodell des Netzentwicklungsplans grundsätzlich zuerst durch Kraftwerke mit niedrigeren variablen Erzeugungskosten abgedeckt, auch wenn die Kraftwerke im Norden stehen und im Süden Kraftwerke verfügbar wären. Für einen daraus resultierenden Stromtransportengpass, z.B. von Hamburg nach Stuttgart oder von Leipzig nach München, wird in den Netzentwicklungsplan eine neue Leitung eingestellt, ohne deren Kosten zu berücksichtigen.

Tab. 5.1: Kraftwerkseinsatz ohne und mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten

ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten	mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten
kostengünstiges Nordkraftwerk wird eingesetzt	teureres Südkraftwerk wird eingesetzt
neue Leitung erforderlich	keine neue Leitung erforderlich
höherer Strompreis	niedrigerer Strompreis

5.3.2 Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu überhöhten Strompreisen

Das Marktmodell soll doch sicherstellen, dass die Stromverbraucher Strom zu möglichst niedrigen Kosten erhalten. Um einen kostenoptimalen Netzausbau zu gewährleisten, müssen deshalb für den Kraftwerkseinsatz nicht nur die variablen Stromproduktionskosten der jeweiligen Kraftwerke (‘Merit Order’), sondern auch die durch die einzelnen Alternativen jeweils verursachten Netzausbaukosten berücksichtigt werden. Ansonsten werden die Stromverbraucher mit unnötigen Kosten belastet.

Jedenfalls bei der Netzausbauplanung müssen die Netzausbaukosten dem Kostenverursacher, in unserem Beispiel dem kostengünstigeren Kohlekraftwerk, zugerechnet werden. Durch diese Kostenzurechnung würde das kostengünstigere Nordkraftwerk gegenüber einem etwas teureren Südkraftwerk in vielen Fällen seine Konkurrenzfähigkeit verlieren, soweit für den Einsatz des Nordkraftwerks eine neue Leitung erforderlich wäre. Im Netzentwicklungsplan hingegen wird wegen der fehlerhaften Kostenzurechnung immer das Nordkraftwerk wegen seiner niedrigeren variablen Produktionskosten eingeplant, auch wenn hierfür eine neue Leitung erforderlich ist. **Dadurch erhöht der Netzentwicklungsplan die Gesamtkosten der Stromversorgung unnötig.** Dies steht im klaren Widerspruch zum am 22. Mai 2019 verabschiedeten Clean Energy

for all Europeans Package (CEP)¹⁶³, der *„für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie“*¹⁶⁴ fördern soll.

5.4 Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten behindert die Energiewende

5.4.1 Wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten kohlebedingter Netzausbau

Kohlebedingter Netzausbau behindert sozialverträgliche Stilllegung von Kohlekraftwerken

Wie erläutert, wird gemäß dem im Netzentwicklungsplan angewendeten Marktmodell der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen gemäß deren jeweiligen variablen Kosten bestimmt: Ein gegebener Stromverbrauch wird durch die im In- und Ausland einsatzbereiten Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten der Stromproduktion gedeckt. Entsprechend werden in Deutschland auch bei hoher erneuerbarer Stromproduktion Kohlekraftwerke für den Kohlestromexport betrieben, und zwar deshalb, weil die variablen Kosten der deutschen Kohlekraftwerke niedriger sind als die variablen Kosten der damit konkurrierenden ausländischen Kraftwerke.

Würde für den Kohlestrom zukünftig kein Netzausbau mehr eingeplant, so müssten die Kohlekraftwerke in den nächsten Jahren bei weiterem Zubau von erneuerbaren Kraftwerken immer häufiger ihre Stromproduktion mangels vorhandener Stromtransportmöglichkeiten vorübergehend reduzieren.

Die weniger flexiblen Kohlekraftwerke würden zuerst unrentabel, die flexibleren erst später. Dadurch könnte die aus Klimaschutzgründen erforderliche Stilllegung der Kohlekraftwerke in kleinen Schritten erfolgen, die für alle Beteiligten planbar wären. Insbesondere die dadurch wegfallenden Arbeitsplätze könnten so sozialverträglich abgebaut werden.

Solange den Kohlekraftwerken die von ihnen verursachten Netzausbaukosten nicht angelastet werden, sie vielmehr für Abregelungen sogar weiterhin entschädigt werden, werden die Kohlekraftwerksbetreiber kein Interesse haben, die Kohlekraftwerke schrittweise stillzulegen. Auch deshalb sind nun politische Beschlüsse zum schrittweisen Kohleausstieg¹⁶⁵ erforderlich.

Sollte die Kohlverstromung tatsächlich – wie von der Kohlekommission vorgesehen – ab 2038 beendet werden, gäbe es ab 2038 zwar keinen Netzausbau mehr wegen der

¹⁶³ [EU 2019].

¹⁶⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 58].

¹⁶⁵ [Kohleausstieg Eckpunkte 2019].

Einspeisung von deutschem Kohlestrom. Berechnungen in einem früheren Netzentwicklungsplan¹⁶⁶ zeigen aber, dass die dann geringere deutsche Kohlestromproduktion durch einen erhöhten Einsatz von ausländischen Kraftwerken (v.a. polnische Kohlekraftwerke) ausgeglichen wird. Es könnte deshalb in erheblichem Umfang Kohlestromimporte v.a. aus Polen geben, für die ein Ausbau der Ost-West-Stromleitungen erforderlich sein könnte.

Netzausbau sollte nur für die Integration von erneuerbaren Energien erfolgen

Energiewende heißt: Mehr erneuerbare, weniger fossile Energien. Der Netzentwicklungsplan behindert dieses Ziel, weil er Einspeisung von Kohlestrom auch parallel zu Starkwindeinspeisung ermöglichen würde. Dies würde die derzeit hohe Akzeptanz der Energiewende zerstören: Dann würde der Stromverbraucher EEG-Umlage bezahlen, um den Ausbau der erneuerbaren Energien zu fördern. Und trotz erfolgreichen Ausbaus der erneuerbaren Energien müsste der Stromverbraucher erhöhte Netzentgelte bezahlen, um einen Ausbau der Netze für die gesicherte Einspeisung von Kohlekraftwerken auch bei Starkwindeinspeisung zu finanzieren.

Ein Neubau von Leitungen sollte ausschließlich für die Integration von erneuerbaren Energien in die allgemeine Energieversorgung gemacht werden. Damit wäre ein deutlich geringerer Netzausbau erforderlich und damit wesentlich geringere Kosten für die Stromverbraucher.¹⁶⁷

5.4.2 Dezentrale Stromerzeugung wird wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten systematisch benachteiligt

Bau- und Betriebskosten des Netzausbaus, die bei der Netzentwicklungsplanung im Netzentwicklungsplan gänzlich unberücksichtigt bleiben, müssen zukünftig berücksichtigt werden, und zwar sowohl bei erneuerbarer als auch bei konventioneller Stromproduktion:

- Stromproduktion fernab von den Verbrauchszentren (z.B. Windkraftwerke offshore) erhöht tendenziell den Netzausbaubedarf. Zur Reduzierung der dadurch bedingten und den Verursachern zuzurechnenden Netzausbaukosten würden diese Kraftwerke in der Netzentwicklungsplanung (insbesondere bei erwarteten Netzengpässen) dann stärker abgeregelt als verbrauchsnähere Kraftwerke. Dadurch würden auch die Vorteile einer dezentralen Stromproduktion bei der Netzentwicklungsplanung stärker berücksichtigt.

¹⁶⁶ [Jarass/Jarass 2017, S. 128-130]; siehe hierzu auch [NEP 2025/2, S. 64, Abb. 16 und Abb. 17].

¹⁶⁷ [Jarass/Jarass 2017, S. 138f., Kap. 8.4].

- Bei der Netzentwicklungsplanung müssen gemäß den marktwirtschaftlichen Prinzipien denjenigen Kraftwerken, die nicht aus technisch-physikalischen Gründen für die Stromversorgung erforderlich sind, sondern Stromüberschuss produzieren¹⁶⁸, die dadurch verursachten Netzausbaukosten zugerechnet werden. Ein Einsatz dieser Kraftwerke sollte also bei der Netzentwicklungsplanung zukünftig unberücksichtigt bleiben, soweit nicht die eingesparten Betriebskosten die verursachten Netzausbaukosten übersteigen. Eine derartige Netzentwicklungsplanung stellt sicher, dass die Stromversorgungskosten für den Endverbraucher minimiert werden, und nicht nur, wie bisher, die Produktionskosten frei Kraftwerk.

Durch Berücksichtigung der Bau- und Betriebskosten des Netzausbaus, die derzeit bei der Netzentwicklungsplanung gänzlich unberücksichtigt bleiben, könnten die Kosten für die Stromverbraucher reduziert werden.

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. Andererseits ist dann auch die überregionale Vernetzung geringer. Deshalb ist für eine dezentrale Stromversorgung die Kombination aus Nachfragemanagement und Stromspeichern von besonderer Bedeutung¹⁶⁹, wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem¹⁷⁰ sichergestellt wird. Dadurch wird dann der Netzausbaubedarf besonders deutlich reduziert.

Durch lokale Kraftwerke mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion 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 Stromüberschuss 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.

Der BUND schreibt dazu: *"Der Netzausbau der Übertragungsnetze ist auf einen zentralistischen Betrieb des Strommarktes ausgerichtet. Im Prinzip soll jede Kilowattstunde Strom frei auf der sogenannten Kupferplatte des Stromnetzes quer durch Europa fließen können. Da die Stromnetze somit auf den nur seltenen Spitzenbedarf ausgerichtet werden, sind die Stromleitungen fast übers ganze Jahr nur zu ca. 15% ausgelastet ... Die Transportkosten für ... den scheinbar billigen Nordseestrom ... würden diesen sehr teuer machen, wenn nicht gesetzlich geregelt alle dafür zahlen müssen, auch die, die*

¹⁶⁸ Etwa für Kohlestromexport zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion.

¹⁶⁹ Siehe hierzu z.B. [UBA 2013, Kap. 6.2.2, S.44/45]. Diese Studie des Umweltbundesamts zu 'Dezentrale Energieerzeugung in Deutschland bis 2030' untersuchte, wie die veränderten Rahmenbedingungen die Marktentwicklung der dezentralen Energiesysteme beeinflussen.

¹⁷⁰ Vgl. [Jarass/Jarass 2017, S. 64, Abb. 3.5].

nichts davon haben. ... Gesetzlich ist vorgegeben, dass dezentrale Strommärkte, ein Vorrang des Stromausgleichs auf der Ebene der Regionalnetze oder auch mehrere Preiszonen, die einen Anreiz zum gezielten Betrieb von Absicherungskraftwerken schaffen würden, bei der Netzplanung nicht in Betracht gezogen werden dürfen. Regionale Ansätze, bei denen ein schwankendes Angebot von Strom aus Wind und Sonne mit gezieltem Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Erdgas, Biomasse) und Lastmanagement verbunden werden, wurden schon erprobt (SINTEG). Der VDE hat im Juli 2019 erneut sein 'zellulares Energiesystem'¹⁷¹ vorgestellt. Es würde die Versorgungssicherheit erhöhen, es würde die Wärmewende mit der Stromwende verbinden, es würde Akteure wie Stadtwerke, Kommunen und die Bürgerenergie voranbringen. Es passt aber nicht in den Denktunnel der Netzagentur des Wirtschaftsministeriums. Den Alternativen muss nun gesetzlich der Weg frei gemacht werden.

Dezentral verteilte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien braucht neue Regeln für den Strommarkt. Mit den alten Regeln wird es überdimensioniert. Was für die Verbraucher zu teuer wird, bietet den Übertragungsnetzbetreibern eine gesicherte Rendite von 7-9 %/a. Wenn Ende des Jahres 2019 der Bundesbedarfsplan zur Diskussion steht, wird es überfällig, gesetzlich neue Regeln für flexible, digitale, regionale und zellulare Strommärkte zu schaffen. Ein weiteres Ausblenden besserer Lösungen wäre wirtschaftlich frevelhaft und politisch fatal. Denn der überdimensionierte Stromnetzausbau wird scheitern, wenn tausende Bürger und Kommunen klagen werden, was ihnen derzeit noch verwehrt ist. Die Alternativen, an deren regionaler Wertschöpfung sie mitwirken können, werden sie hingegen begrüßen."¹⁷²

Fazit

Bei der erforderlichen Überarbeitung des Bundesbedarfsplans Strom ist es überfällig, gesetzlich neue Regeln für flexible, digitale, regionale und zellulare Strommärkte zu schaffen.

In diesem Kap. 5 wurden Vorschläge zur Verbesserung des Marktmodells des Netzentwicklungsplans gemacht. Zwingend erforderlich ist die Berücksichtigung der Netzausbaukosten bei der Netzausbauplanung.

Im folgenden Kap. 6 werden Möglichkeiten dargestellt, die erforderliche Übertragungsleistung und damit den Netzausbau zu verringern.

¹⁷¹ [VDE 2019]. Ein Netzausbau zur Kupferplatte ist volkswirtschaftlich ineffizient und operativ schwer umsetzbar [Nolde/Zander 2019, S. 4]; [Zander 2019].

¹⁷² [Neumann 2019].

6 Verringerung der Leistungsüberschüsse

Wie erläutert¹⁷³, ist der im Netzentwicklungsplan vorgesehene massive Netzausbau v.a. zum Export von bundesweiten Leistungsüberschüssen erforderlich. In diesem Kap. 6 werden zwei Maßnahmen zur Verringerung dieser bundesweiten Leistungsüberschüsse erläutert:

- Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken (Kap. 6.1),
- Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom für EE-Gaserzeugung (Kap. 6.2) und für Heizung und Warmwasserbereitung in Wohnhäusern (Kap. 6.3).

Tab. 6.1 greift Tab. 3.5 auf und stellt die in Kap. 6 erläuterten Maßnahmen für eine Verringerung der Leistungsüberschüsse sowie die in Kap. 7 erläuterten Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung bestehender Netze in einen größeren Zusammenhang.

6.1 Verringerung der konventionellen Mindest-Stromeinspeisung

Die Mindest-Stromeinspeisung wird im Bericht der Bundesnetzagentur zur Mindestenerzeugung als preisunelastische Erzeugungsleistung bezeichnet.¹⁷⁴ Insgesamt lag die preisunelastische Erzeugungsleistung bei 18...26 GW. Diese preisunelastische Erzeugungsleistung hat zwei Gründe:

- Ein kleinerer Teil ist *"direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar Sie kann daher nicht vom Netz genommen werden."*¹⁷⁵ Die Mindestenerzeugung lag in den betrachteten Situationen bei mindestens 4...8 GW und machte damit den kleineren Teil der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus.
- Diese Mindestenerzeugung ist vom sogenannten **konventionellen Erzeugungssockel** zu unterscheiden. Dieser umfasst Kraftwerksleistung, die sich ebenfalls preisunelastisch verhält, also selbst bei negativen Börsenpreisen Strom erzeugt. Die Gründe hierfür können beispielsweise außermärkliche Verdienstmöglichkeiten wie Wärmebelieferung und Eigenversorgung sein. Dieser konventionelle Erzeugungssockel lag bei 14...19 GW.

¹⁷³ Siehe Kap. 3.4.3.

¹⁷⁴ [BNetzA 2019a, S. 6].

¹⁷⁵ [BNetzA 2019a, Deckblatt der URL].

Tab. 6.1: Technische Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans

Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 3 – Alternativen	
wenig Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne
wenig erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom
kein Leistungs- überschuss im Norden und Osten	Leistungs- überschuss im Norden und Osten	Leistungs- überschuss bundesweit	Leistungs- überschuss bundesweit	Leistungs- überschuss bundesweit
Netzentwicklungsplan			Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus	
keine Stromüber- tragung nach Süden	Übertragung des Leistungs- überschusses nach Süden überwiegend durch das bestehende Stromnetz	Export des bundesweiten Leistungsüber- schusses durch ein massiv ausgebautes Stromnetz	Verringerung der Leistungs- überschüsse (Kap. 6), z.B. durch	Erhöhung der Übertragungs- leistung des bestehenden Strom- netzes (Kap. 7), z.B. durch
			Verringerung der konventionellen Mindest-Stromein- speisung (Kap. 6.1)	Messung der Leitertemperatur (Kap. 7.1)
			produktionsnahe Gas- und Wärme- erzeugung aus Überschussstrom (Kap. 6.2/6.3)	störungsorientierte statt generelle Abregelung von Einspeisespitzen (Kap. 7.2)
kein Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich	sehr großer Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich

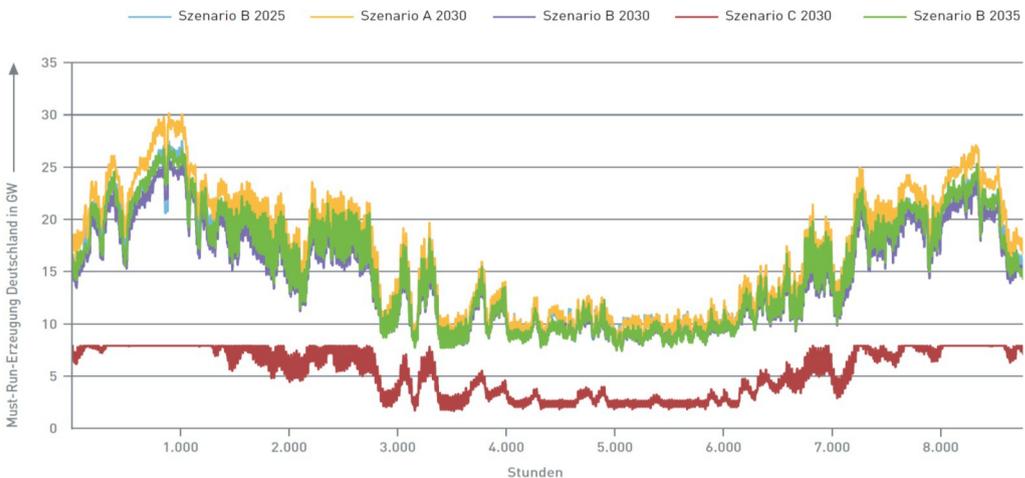
Viele Kraftwerke haben nämlich zusätzliche Versorgungsaufgaben, z.B. die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Diese Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung produzieren also bei derzeitiger Auslegung sowohl Wärme als auch Strom. Der Strom wird in das Netz eingespeist, soweit er nicht vor Ort verbraucht werden kann. Hier besteht ein großes Potenzial für

die Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung und damit für die Verringerung des erforderlichen Netzausbaus.¹⁷⁶

6.1.1 Mindest-Stromeinspeisung durch konventionelle Kraftwerke

Abb. 6.1¹⁷⁷ zeigt die Mindest-Stromeinspeisung (im Netzentwicklungsplan mit 'Must-Run-Erzeugung' bezeichnet) durch konventionellen Kraftwerke, meist mit Kraft-Wärme-Kopplung. Sie beträgt im Sommer rund 10 GW, im Winter maximal 27 GW, und zwar sowohl 2030 als auch 2035. Nur im Szenario C wird von einer vollständigen Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung für große Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung mit einer installierten Leistung von größer 10 MW ausgegangen, wodurch die Mindest-Stromeinspeisung um etwa zwei Drittel verringert werden kann, im Sommer von rund 10 GW auf rund 3 GW, im Winter von rund 27 GW auf rund 8 GW.

Abb. 6.1: Mindest-Stromeinspeisung v.a. durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung



Die Mindest-Stromeinspeisung durch konventionelle Kraftwerke verringert die Nutzungsmöglichkeiten für erneuerbaren Strom, wodurch im Netzentwicklungsplan der Stromexport und die hierfür erforderliche Übertragungsleistung und damit der erforderliche Netzausbau erhöht werden. Durch Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken um 1 GW kann grundsätzlich der Netzausbau um bis

¹⁷⁶ "Der überhöhte Netzausbau kann dank einer Vielzahl von Maßnahmen auf ein technisch-ökonomisch angemessenes Niveau reduziert werden." [Kemfert/Gerbautlet/Hirschhausen 2016].

¹⁷⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 34, Abb. 5].

zu 1 GW reduziert werden. Dies gilt insbesondere, wenn die konventionellen Kraftwerke nahe bei EE-Erzeugung liegen.

Die Mindest-Stromeinspeisung durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und der dadurch bedingte Netzausbau wird ohne die Umsetzung der im folgenden Kapitel erläuterten Maßnahmen zunehmen, weil laut Netzentwicklungsplan die Stromproduktion aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung bis 2025 auf 120 TWh/a¹⁷⁸ erhöht werden soll.

6.1.2 Maßnahmen zur Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung

Die Mindest-Stromeinspeisung durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung kann durch unterschiedliche Maßnahmen deutlich verringert werden:

- Bei Netzengpässen kann die Stromerzeugung verringert werden. Allerdings wird dann gleichzeitig die Wärmerzeugung verringert. Das resultierende Wärmedefizit kann durch Wärmespeicher ausgeglichen werden. Durch Wärmespeicher ist es dann auch möglich, bei hohen Strompreisen die Stromproduktion zu maximieren, weil dann die Wärmeüberschüsse zwischengespeichert werden können. Durch diese erhöhten Stromerlöse kann ein mehr oder weniger großer Teil der Kosten für den Wärmespeicher abgedeckt werden.
- Alternativ kann bei Netzengpässen der dann überschüssige Strom beim Kraftwerk zwischengespeichert werden. Dieser Strom kann dann später vor Ort genutzt oder bei niedriger erneuerbarer Stromerzeugung und damit niedriger Netzauslastung ins Netz eingespeist werden. Bei niedriger erneuerbarer Stromerzeugung sind die Börsenstrompreise meist hoch, wodurch ein mehr oder weniger großer Teil der Kosten für den Stromspeicher abgedeckt werden kann.

Tab. 6.2 zeigt die Verringerung des Netzausbaus von Norden nach Süden durch produktionsnahe Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung.

Tab. 6.2: Verringerung des Netzausbaus von Norden nach Süden durch produktionsnahe Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung

ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten	mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten
kleine Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung	große Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung
viel Netzausbau	wenig Netzausbau
höherer Strompreis	niedrigerer Strompreis

¹⁷⁸ [NEP 2019-2030/S, S. 147ff., Kap. 5].

Fazit

Der Netzentwicklungsplan unterlässt eine Optimierung zwischen den Kosten einer Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung und den Kosten für den Netzausbau, weil er die Kosten für den Netzausbau gänzlich unberücksichtigt lässt. Dies führt zu einem überhöhten Netzausbau.

6.2 Erneuerbare Gaserzeugung stärker berücksichtigen

*"Ohne Speicherfähigkeit wird die Energiewende nicht erfolgreich sein können ... Überschussstrom aus regenerativen Quellen kann vor Ort in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert werden, ohne dass die Stromnetze dadurch belastet werden oder Netzentgelte anfallen"*¹⁷⁹, so die IHKs von Schleswig-Holstein und Hamburg unter Bezug auf die von fünf norddeutschen Bundesländern im Mai 2019 beschlossenen Eckpunkte einer norddeutschen Wasserstoffstrategie.

"Wir brauchen ... eine nationale Strategie für Wasserstofftechnik sowie synthetische Kraftstoffe", so der bayerische Ministerpräsident Markus SÖDER am 18. September 2019.¹⁸⁰

Die Bundesregierung erklärte am 20. September 2019 in ihrem Klimaschutzprogramm 2030: *"Zunehmende Rolle des Wasserstoffes: Die Bundesregierung misst mit Blick auf sektorübergreifende Zusammenhänge dem grünen Wasserstoff für den Umbau der Wirtschaft eine zentrale Rolle zu. Daher wird die Bundesregierung noch bis Ende dieses Jahres eine Wasserstoffstrategie vorlegen."*¹⁸¹ *"Die Bundesregierung wird für die Entwicklung und großvolumige Skalierung der Elektrolyse- und Raffinerieprozesse zur Erzeugung von strombasierten klimaneutralen Gasen und Kraftstoffen Rahmenbedingungen schaffen."*¹⁸²

¹⁷⁹ [IHK 2019].

¹⁸⁰ [Söder 2019].

¹⁸¹ [Klimaschutzprogramm 2019, S. 19]; siehe auch [Klimaschutzprogramm 2019a].

¹⁸² [Klimaschutzprogramm 2019, S. 11].

6.2.1 Erneuerbare Gaserzeugung hat großes Potenzial

Für den Einsatz an Power-to-X¹⁸³, insbesondere von Power-to-Gas als Langzeitspeicher, sind die Annahmen zum Stromnetzausbau, zum Stromimport und Stromexport und das verbleibende CO₂-Budget (Kraftwerkspark) relevant¹⁸⁴:

- Wird ein massiver Stromnetzausbau zugrunde gelegt, ist bis zum Jahr 2030 bei einem von der Bundesregierung für 2030 geplanten EE-Anteil von 65%¹⁸⁵ am Stromverbrauch in Deutschland kaum ein marktbasierter Einsatz von Power-to-Gas zu sehen, weil Überschussleistung durch den starken Netzausbau weiträumig abtransportiert werden kann.
- Wird hingegen ein verzögerter Stromnetzausbau angenommen, was aus heutiger Perspektive der realitätsnahe Fall ist, werden bis 2035 5...30 GW installierte netzdienliche Power-to-Gas-Kapazitäten benötigt.
- Wird, wie derzeit im Rahmen des Kohleausstiegs diskutiert, mittels eines forcierten Ausbaus der bisher erst für 2050 geplante EE-Anteil von 80...95% auf 2035 vorgezogen, besteht selbst bei einem massiven Stromnetzausbau ein Marktpotenzial von Power-to-Gas-Kapazitäten von bis zu 40 GW.
- In einem 100% regenerativen Stromsystem sind 60...70 GW an gesicherter Leistung aus Gaskraftwerken notwendig, welche mit Power-to-Gas in der Rückverstromung (Ausspeicherung) betrieben werden können. Die dafür erforderliche Power-to-Gas-Leistung (Einspeicherung) liegt bei ca. 44 GW.

Die stark variierende Bandbreite der Power-to-Gas-Kapazitäten zeigt die hohe Abhängigkeit von den zugrunde liegenden Annahmen und Betrachtungsweisen auf. In jedem Fall ist aber ein grundlegender Bedarf vorhanden.

Bei der Erprobung und Weiterentwicklung von Power-to-Gas-Technologien nimmt Deutschland derzeit eine Vorreiterrolle ein. Es gibt mehr als 30 Pilotprojekte mit einer Elektrolyse-Leistung von insgesamt rund 25 MW.¹⁸⁶ Dabei werden unterschiedliche Technologien verwendet, u.a. die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse¹⁸⁷. Die Technologie zur Umwandlung von EE-Strom in Gas ist mittlerweile vorhanden, aber ihr großflächiger Einsatz scheitert derzeit an der fehlenden betriebswirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber importiertem Naturgas.

¹⁸³ [Stern 2017, S. 6, Abb. 2.1].

¹⁸⁴ Siehe zum Folgenden [Stern 2017, S. 9].

¹⁸⁵ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 24, Abb. 1.1].

¹⁸⁶ [Power-to-Gas 2019]; [Power-to-Gas 2019a]; dort werden insgesamt 48 Power-to-Gas-Anlagen aufgelistet. Zudem wurde am 16. Mai 2019 an der OTH Regensburg das Verbundprojekt ORBIT für eine innovative Gaserzeugung gestartet: Optimierung eines Rieselbett-Bioreaktors für die dynamische mikrobielle Biosynthese von Methan mit Archaeen in Power-to-Gas-Anlagen.

¹⁸⁷ [Wasserelektrolyse 2018, S. 32ff. Kap. 4.1]; [Siemens 2019].

6.2.2 Power-to-Gas-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan

Tab. 6.3¹⁸⁸ zeigt die im Netzentwicklungsplan berücksichtigten Maßnahmen zur Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch Power-to-Gas, Batteriespeicher und Nachfragemanagement. Power-to-Gas wird vom Netzentwicklungsplan pauschal mit 2 GW¹⁸⁹ in 2030 berücksichtigt.

Tab. 6.3: Power-to-Gas, Batteriespeicher und Nachfragemanagement laut Netzentwicklungsplan

Installierte Leistung [GW]	2017	2025	2030	2035
(1) Power-to-Gas	0,0	0,5	2,0	3,0
(2) Power-to-Heat	0,0	5,8	9,1	12,6
(3a) PV-Batteriespeicher	0,3	3,2	8,0	12,3
(3b) Groß-Batteriespeicher	0,1	1,2	2,0	3,4
(4) Nachfragemanagement	1,5	3,0	4,0	5,0

Alle in Tab. 6.3 genannten Maßnahmen können – bei geeignetem Einsatzverhalten – zu einer Reduzierung der erforderlichen Übertragungsleistung und damit zu einer Reduzierung des Netzausbaus führen.

Während aber Batteriespeicher und Nachfragemanagement zunehmend betriebswirtschaftlich rentabel werden, ist Power-to-Gas, also die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Gas, derzeit und auf absehbare Zeit betriebswirtschaftlich nicht konkurrenzfähig gegenüber importiertem Naturgas. Aktuell gibt es in Deutschland und auch im Ausland zwar Verfahren zur Vermarktung von EE-Strom, aber für EE-Gas muss ein Markt geschaffen werden, solange es teurer als Naturgas ist. Hierzu hat z.B. die Thüga einen Maßnahmenplan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen vorgelegt.¹⁹⁰

Im Netzentwicklungsplan erfolgt keine Berücksichtigung der durch Power-to-Gas eingesparten Netzausbaukosten, wodurch das Marktmodell im Netzentwicklungsplan die betriebswirtschaftliche Rentabilität von Power-durch-Gas weit unterschätzt und deshalb keine marktgetriebene Nutzung von Power-to-Gas zur Verringerung des Netzausbaus berücksichtigt.

¹⁸⁸ [NEP 2019-2030/2, S. 30, Tab. 1, Basisszenario B]; zu Tab. 6.3, Z. (2) siehe [NEP 2019-2030/2, S. 53 für 2025, S. 55 für 2030 und S. 57 für 2035].

¹⁸⁹ Siehe Tab. 6.3. Zur regionalen Verteilung von Wasserstoff- und Methan-Elektrolyseuren siehe [NEP 2019-2030/2, S. 48-50].

¹⁹⁰ [Thüga 2019, S. 65ff.].

Pilotprojekt von Amprion wurde von der Bundesnetzagentur abgelehnt

Amprion und Open Grid Europe (OGE) planen die erste großtechnische Power-to-Gas-Anlage in Deutschland, die Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff umwandelt.¹⁹¹ Die Bundesnetzagentur sieht das Projekt wegen fehlendem Nachweis des netztechnischen Bedarfs derzeit als nicht bestätigungsfähig an. Zudem handele es sich hier nicht um die originäre Aufgabe des Netzbetreibers, nämlich dem Transport von elektrischer Energie.¹⁹²

6.2.3 Erhebliche Verringerung des Netzausbaus durch erneuerbare Gaserzeugung möglich

Wenn die norddeutschen Windkraftwerke mit voller Leistung produzieren, resultieren bei weiterem Ausbau der Windenergie in Norddeutschland große Mengen an überschüssigem Windstrom. Die Umwandlung dieses überschüssigen Windstroms in Windgas an der norddeutschen Küste spart im Umfang der installierten Leistung die langen Verbindungsleitungen nach Süddeutschland.

Für die Verringerung des Netzausbaus durch Erzeugung von erneuerbarem Gas (‘Power-to-Gas’) ist von entscheidender Bedeutung, wo die Erzeugung von erneuerbarem Gas stattfindet¹⁹³:

Die Stadtwerke Haßfurt in Unterfranken haben bereits 2016 eine Power-to-Gas-Anlage mit einer installierten Leistung von 1,25 MW installiert, die aus lokal erzeugtem Windstrom Wasserstoff erzeugt. 2019 wurde diese Power-to-Gas-Anlage durch ein hochinnovatives Wasserstoff-Blockheizkraftwerk zur Rückverstromung von regenerativ gewonnenem Wasserstoff ergänzt.¹⁹⁴ Die Anlagen sind Teil eines über den Partner Next Kraftwerke organisierten virtuellen Kraftwerks.

Produktionsferne Elektrolyse kann einen Netzausbau erfordern

Falls die Erzeugung von erneuerbarem Gas produktionsfern erfolgt, z.B. Elektrolyse von Offshore-Windstrom in Süddeutschland, werden keine Netzausbaukosten eingespart. Vielmehr ist hierfür möglicherweise sogar ein zusätzlicher Netzausbau von Norden nach Süden erforderlich.

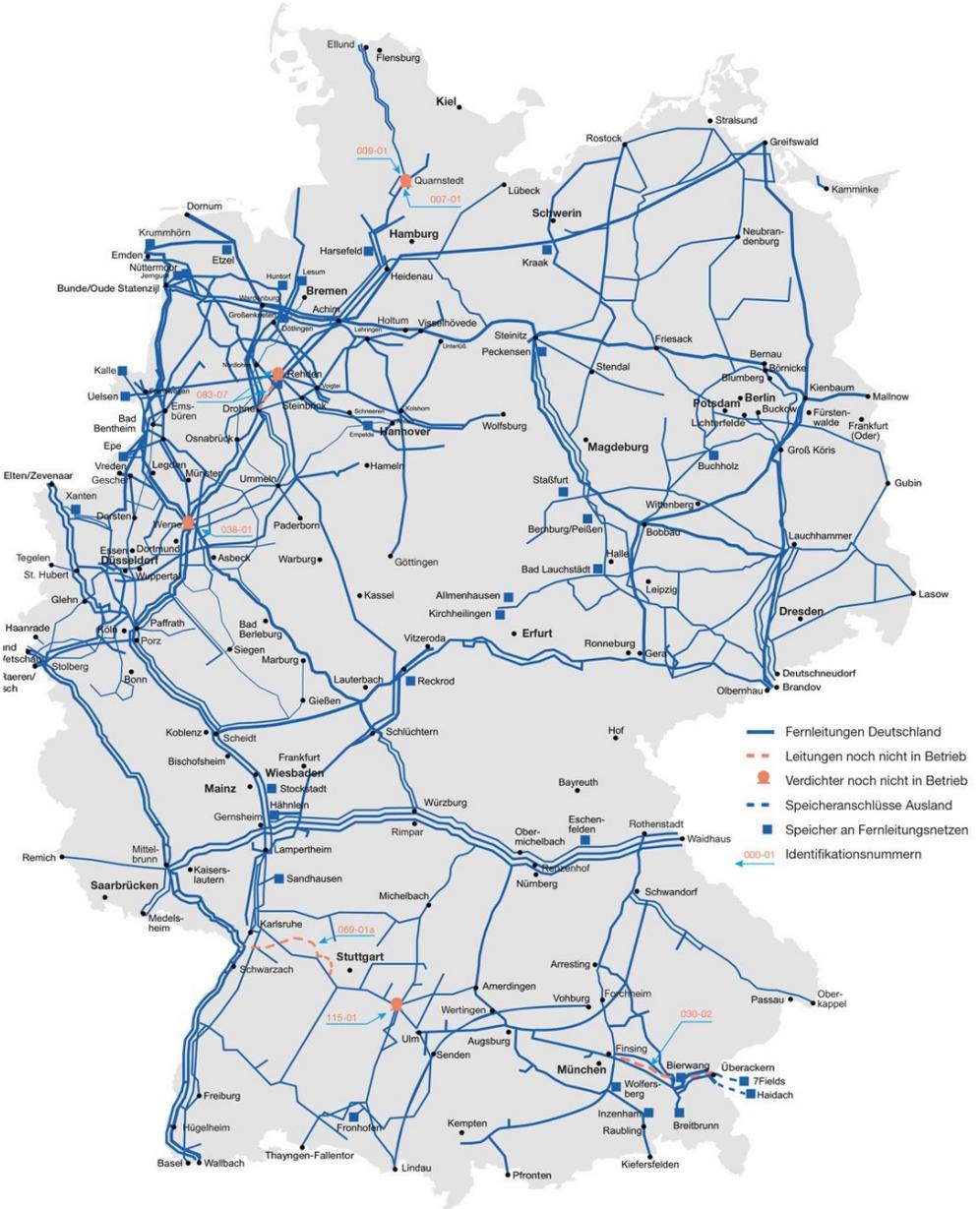
¹⁹¹ [NEP 2019-2030/2, S. 682f.].

¹⁹² [NEP 2019-2030/vP, S. 263/264].

¹⁹³ Siehe Tab. 3.5, Z. (3a) versus Z. (3b).

¹⁹⁴ [Power-to-Gas 2019b].

Abb. 6.2: Deutsches Gas-Fernleitungsnetz, 2017



Transport des EE-Gases über bestehende Gasleitungen

Durch die Elektrolyse kann CO₂-freies Gas für die bei Dunkelflauten erforderlichen Reservekraftwerke¹⁹⁵ produziert werden statt die Stromüberschüsse mit einem großen Aufwand an Netzausbau weiträumig nach Süd- und Südosteuropa zu exportieren.

Das Windgas könnte dann in den vorhandenen Gasleitungen nach Süddeutschland transportiert werden, siehe Abb. 6.2¹⁹⁶ und dort bei Dunkelflaute rückverstromt werden. Die Betreiber der Gasfernleitungen legten im Februar 2020 einen Entwurf für ein 6.000 km langes Wasserstoffnetz vor, wofür sie bestehende Gasleitungen für Wasserstoff umwidmen.¹⁹⁷

Das EE-Gas kann auch ohne Rückverstromung für Industrie, Verkehr und Gebäude genutzt werden.

6.2.4 Erhebliche Kosteneinsparung durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsüberschüssen möglich

Elektrolyse am Standort der Offshore-Windkraftwerke

Falls die Erzeugung von erneuerbarem Gas neben den Offshore-Windkraftwerken erfolgt, werden folgende Kosten eingespарт:

- für die Offshore-Netzanbindung an das Festland durchschnittlich 1,1 Mrd. €/GW¹⁹⁸,
- Weiterübertragung nach Süden, z.B. durch SuedOstLink rund 2,5 Mrd. €/GW¹⁹⁹ (ähnlich viel durch SuedLink).

Insgesamt fallen also für die zusätzliche Übertragung von 1 GW Offshore-Windstrom Netzausbaukosten von bis zu 3,6 Mrd. €/GW²⁰⁰ an.

Der Netzausbau ist ganz überwiegend in Starkwindzeiten für den Export von Überschussstrom aus Offshore-Windkraftwerken erforderlich²⁰¹, wenn nämlich die deutsche EE-Stromproduktion deutlich höher ist als die deutsche Stromnachfrage. Wird statt eines Netzausbaus der Offshore-Überschussstrom in Gas umgewandelt, können die

¹⁹⁵ Siehe Tab. 2.1, Z. (2.4) i.V.m. Tab. 3.4.

¹⁹⁶ [Gas-Fernleitungsnetz 2017]; bei einem Wasserstoffanteil von mehr als 10% müssten die Gasleitungen und ggf. die Anwendungsseite geeignet umgerüstet werden.

¹⁹⁷ [Wasserstoffnetz 2020].

¹⁹⁸ 1,066 €/kW (siehe Kap. 3.2.2, Netzausbau-Investitionskosten pro kW) sind rund 1,1 Mrd. €/GW.

¹⁹⁹ Kosten für SuedOstLink rund 5 Mrd. € [TenneT 2018], Länge von SuedOstLink 374 km, Übertragungsleistung 2 GW [NEP 2019-2030/2, S. 374], Kosten pro GW damit 2,5 Mrd. €/GW (siehe zu den einzelnen Kosten auch [Brakelmann/Jarass 2019, S. 329]). Das sind gut 4mal so viel wie die durchschnittlichen Kosten für das Zubaunetz an Land von rund 603 €/kW (siehe Kap. 3.2, Netzausbau-Investitionskosten pro kW), also 0,6 Mrd. €/GW.

²⁰⁰ 3,6 Mrd. € = 1,1 Mrd. € + 2,5 Mrd. €.

²⁰¹ Siehe Kap. 3.4.3.

Netzausbaukosten von bis zu 3,6 Mrd. €/GW eingespart werden. Die Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse werden in einer offiziellen Studie des Bundesverkehrsministeriums mit unter 1 Mrd. €/GW²⁰², also mit weniger als 1.000 €/kW abgeschätzt, deutlich niedriger als die eingesparten Netzausbaukosten.

Insgesamt würden also in diesem Fall die deutschen Stromverbraucher durch Wasserstoffelektrolyse statt Netzausbau deutlich sparen.

Elektrolyse am Standort der Onshore-Windkraftwerke

Falls die Erzeugung von erneuerbarem Gas produktionsnah neben den Onshore-Windkraftwerken erfolgt, werden folgende Kosten eingespart:

- Weiterübertragung nach Süden, z.B. durch SuedOstLink rund 2,5 Mrd. €/GW²⁰³ (ähnlich viel durch SuedLink).

Insgesamt fallen also für die zusätzliche Übertragung von 1 GW Onshore-Windstrom Netzausbaukosten von bis zu 2,5 Mrd. €/GW an.

Der Netzausbau ist ganz überwiegend in Starkwindzeiten für den Export von Überschussstrom aus Onshore-Windkraftwerken erforderlich, wenn nämlich die EE-Stromproduktion deutlich höher ist als die deutsche Stromnachfrage. Wird statt eines Netzausbaus der Onshore-Überschussstrom in Gas umgewandelt, können Netzausbaukosten von bis zu 2,5 Mrd. €/GW eingespart werden. Die Ersparnis ist bei weiterem Netzausbau höher als die Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse von unter 1.000 €/kW.

Insgesamt würden also in diesem Fall bei den angesetzten Investitionskosten die deutschen Stromverbraucher durch Wasserstoffelektrolyse statt Netzausbau deutlich sparen.

Wie gezeigt, kann durch eine produktionsnahe Gaserzeugung aus erneuerbarem Überschussstrom CO₂-freies Gas produziert werden statt die Stromüberschüsse mit einem großen Aufwand an Stromnetzausbau weiträumig zu exportieren. Dadurch werden Kosten für den Stromnetzausbau von **bis zu 3.600 €/kW** eingespart (Offshore-Netzanbindung an das Festland rund 1.100 €/kW, Weiterübertragung nach Süden durch SuedLink bzw. SuedOstLink rund 2.500 €/kW). Die Investitionskosten für eine produktionsnahe Gaserzeugung liegen mit **unter 1.000 €/kW** deutlich niedriger. Die deutschen Stromverbraucher würden also durch eine produktionsnahe Gaserzeugung statt Stromnetzausbau sparen.

²⁰² Eine im Auftrag des Bundesverkehrsministeriums erarbeitete Studie nennt für 2019/2020 Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse von höchstens 0,85 Mrd. €/GW, weiter sinkend auf 0,65 Mrd. €/GW in 2025 und 0,50 Mrd. €/GW in 2030 [Wasserelektrolyse 2018, S. 6]. Hinzu kommen die Kosten der Speicherung und der Weiterleitung des EE-Gases.

²⁰³ Kosten für SuedOstLink rund 5 Mrd. € [TenneT 2018], Länge von SuedOstLink 374 km, Übertragungsleistung 2 GW [NEP 2019-2030/2, S. 374], Kosten pro GW damit 2,5 Mrd. €/GW (siehe zu den einzelnen Kosten auch [Brakelmann/Jarass 2019, S. 329]).

Tab. 6.4 zeigt die Einsparung durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsüberschüssen statt Bau von SuedLink und SuedOstLink in Höhe von 9 Mrd. €.

Tab. 6.4: Einsparung durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsüberschüssen statt Bau von SuedLink und SuedOstLink

6 GW Power-to-Gas küstennah	SuedLink und SuedOstLink
6 Mrd. € Kosten	15 Mrd. € Kosten
9 Mrd. € Einsparung	

6.3 EE-Überschussstrom für Heizung und Warmwasserbereitung in Wohnhäusern berücksichtigen

Die Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom für Heizzwecke (‘Power-to-Heat’) wird im Netzentwicklungsplan mit 2 GW²⁰⁴ berücksichtigt, aber nur für Kraftwerke und Heizwerke mit Wärmeauskopplung in Fernwärme- oder Industrienetzen. Im neuen hochflexiblen Gaskraftwerk der Stadtwerke Kiel wurde auch ein Elektrodenkessel mit 35 MW installiert, der Windstromüberschüsse verheizen und damit negative Regelleistung erbringen könnte.²⁰⁵ Damit würde ein Netzausbau für den Export dieses Überschussstroms nicht erforderlich sein. Derzeit fehlt aber für einen wirtschaftlichen Betrieb noch der Ordnungsrahmen. Mit der Verheizung von 35 MW Überschusswindstrom könnte ein entsprechender Netzausbau eingespart bzw. eine Abregelung von 35 MW Windleistung verhindert werden. Aber für diesen Überschussstrom müssen derzeit so viel Netzentgelte, Steuern und Abgaben gezahlt werden, dass sich der Betrieb des Kessels nicht lohnt. Stattdessen werden 35 MW Windkraftanlagen abgeregelt und die Windkraftanlagenbetreiber auf Kosten der Stromkunden entschädigt.

Durch Einbau eines kostengünstigen Heizstabs in den vorhandenen Boiler und geeigneter Steuerung der Stromnutzung könnten große Mengen an Überschussstrom produktionsnah in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen mit herkömmlicher Heizanlage, v.a. in Nord- und Ostdeutschland genutzt werden und damit der Übertragungsbedarf nach Süden deutlich verringert werden. Dieses enorme und kostengünstige Potenzial der Nutzung von EE-Überschussstrom zur Verringerung der Überschussleistung und damit zur Verringerung des Netzausbaus bleibt im Netzentwicklungsplan gänzlich unberücksichtigt.

²⁰⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 47, Kap. 2.5.1, Power-to-Heat].

²⁰⁵ [Energiedepesche 2019, S. 27].

Der regionale Transportbedarf kann sich erhöhen, wenn man unabhängig von der Netzauslastung jede Nachfrage nach Überschussstrom unabhängig von den Netzausbaukosten decken will. Hier gibt es einen entscheidenden Unterschied zur Elektromobilität:

- Eine Nutzung von EE-Überschussstrom für reine Elektroautos erfordert in vielen Fällen eine Verstärkung der regionalen und lokalen Anschlussleitungen, soweit die Elektroautos unabhängig von der momentanen Netzsituation geladen werden sollen.
- Für die Heizung und Warmwasserbereitung in Wohnhäusern hingegen ist in keinem Fall ein Netzausbau erforderlich, da bei einem Netzengpass die vorhandene Heizung einspringen kann. Ganz ähnlich ist es bei Elektroautos mit Range-Extender, für die ebenfalls weder ein Netzausbau noch ein Bau von Reservekraftwerken für Dunkelflauten erforderlich ist.²⁰⁶

Fazit

Das enorme und kostengünstige Potenzial der Nutzung von EE-Überschussstrom in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen zur Verringerung der Überschussleistung und damit zur Verringerung des Netzausbaus bleibt im Netzentwicklungsplan völlig unberücksichtigt.

In diesem Kap. 6 wurde zuerst die Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung erläutert. Anschließend wurde das erhebliche Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus durch Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom für EE-Gas-erzeugung sowie für Heizung und Warmwasserbereitung in Wohnhäusern dargestellt.

Im folgenden Kap. 7 wird erläutert, wie durch Messung der Leiterseiltemperatur sowie eine störungsorientierte statt einer generellen Abregelung von Einspeisespitzen die zulässige Übertragungsleistung des bestehenden Stromnetzes erhöht und damit der Netzausbau verringert werden kann.

²⁰⁶ Siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 61, Kap. 3.4.3].

7 Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung des bestehenden Stromnetzes

Die durchschnittliche Auslastung von Wechselstromleitungen beträgt vielfach weniger als 20%. Eine Netzausbaumaßnahme gilt bereits *"als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20% ausgelastet ist"*.²⁰⁷ Entsprechend werden von der Bundesnetzagentur vielfach neue Leitungen als erforderlich bestätigt, auch wenn ihre einmal im Jahr auftretende maximale Auslastung nur knapp über 20% liegt²⁰⁸ und damit ihre durchschnittliche Auslastung weit unter 20%. So hat z.B. die geplante 380-kV-Leitung von Emden nach Halbmond, deren Notwendigkeit von der Bundesnetzagentur bestätigt wird, nur eine maximale Auslastung von 8% und eine durchschnittliche Auslastung von 3%.²⁰⁹

Netzoptimierung des bestehenden Systems ist ein erster und häufig sehr effizienter Schritt zur besseren Auslastung des bestehenden Stromnetzes. Netzoptimierung des bestehenden Systems kann z.B. erfolgen durch Behebung von Engpässen im Umspannungsbereich, besseres Abstimmen vorhandener Leitungssysteme, Regelung des Leistungsflusses etc. Durch die Integration dieser leistungsflusssteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren. Der Netzentwicklungsplan sieht mittlerweile eine Vielzahl von derartigen Maßnahmen²¹⁰ zur Netzoptimierung vor, wodurch der Netzausbau verringert werden kann.

*"Einen bedarfssenkenden Effekt können zum Beispiel Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes haben"*²¹¹, schreibt die Bundesnetzagentur. Im Folgenden werden zwei Maßnahmen erläutert, die eine erhebliche Reduzierung des Netzausbaus ermöglichen und die im aktuellen Netzentwicklungsplan noch nicht ausreichend berücksichtigt werden.

²⁰⁷ [NEP 2019-2030/vP, S. 44].

²⁰⁸ Z.B. die Maßnahme M72: Sottrum – Mehringen [NEP 2019-2030/vP, S. 132].

²⁰⁹ [NEP 2019-2030/vP, S. 116].

²¹⁰ [NEP 2019-2030/2, S. 34, S. 132 und S. 166ff.]; [NEP 2019-2030/vP, S. 33/34, S. 35, S. 80, S. 81].

²¹¹ [BNetzA 2018, S. 9].

7.1 Verbesserung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs

7.1.1 Vom witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb zur Messung der Leiterseiltemperatur

Die Leiterseiltemperatur wird bis heute nicht am Seil gemessen²¹², wahrscheinlich, weil früher der dafür erforderliche technische Aufwand zu groß war. Stattdessen wird der zulässige Stromtransport während des ganzen Jahres so stark begrenzt, dass auch bei extremen hochsommerlichen Wetterkonstellationen die Leiterseiltemperatur mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit 80°C nicht übersteigt. Dies wird geregelt durch die DIN EN 50182, die den zulässigen Stromtransport²¹³ unabhängig von der momentanen Wetterkonstellation so begrenzt, dass auch bei extremen Wetterkonstellationen, nämlich bei hochsommerlichen Temperaturen von 35°C, 100% Sonneneinstrahlung und sehr geringer Kühlung durch Wind²¹⁴, die zulässige Leiterseiltemperatur von 80°C nicht überschritten wird. Derartige extreme Wetterkonstellationen sind zwar sehr selten, kommen aber gerade im Hochsommer bei windarmen Hochdrucklagen durchaus vor.²¹⁵ Ohne Kenntnis der momentanen Leiterseiltemperatur sind die Berücksichtigung derartiger extremer Wetterkonstellationen und die resultierende starke Begrenzung des zulässigen Stromtransports also durchaus gerechtfertigt.

Die Netzbetreiber können maximale Leiterseiltemperaturen über 80°C bei den Standardleitungen nicht akzeptieren, soweit dadurch der Bodenabstand unter den zulässigen Wert geraten könnte. Leiterseilströme, die höher sind als die stationär zulässigen Ströme, können im Minutenbereich unter Ausnutzung der thermischen Kapazität des Leitermaterials zugelassen werden.²¹⁶

Für alle Maßnahmen zur besseren Nutzung bestehender Leitungen ist eine genaue Kenntnis der momentanen Auslastung und der maximal zulässigen Auslastung erforderlich:

- Die momentane Auslastung ist durch die momentan übertragene Leistung gegeben, die kontinuierlich am Anfang und am Ende jeder Leitung gemessen wird.
- Die maximal zulässige Auslastung ist durch die maximal zulässige Leiterseiltemperatur gegeben.

²¹² Leitertemperaturmessungen finden nur bei erdverlegten Kabeln mittels Lichtwellenleitern statt. Die Kabelbelastbarkeit ist allerdings unabhängig von den Wetterverhältnissen oberhalb der Trasse.

²¹³ Genau genommen wird in der hier relevanten DIN EN 50182 die maximale Stromdichte [A/mm²] für einen gegebenen Seiltyp begrenzt [Jarass/Obermair 2012, S. 96, Kap. 4.1].

²¹⁴ Maximal 0,6 m pro Sekunde senkrecht zur Leitungsrichtung.

²¹⁵ [Jarass/Obermair 2012, S. 97, Kap. 4.1.1(1)].

²¹⁶ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 80ff., Kap. 4.1.2].

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb ist ein erster Schritt

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb wird mittlerweile von den Übertragungsnetzbetreibern flächendeckend eingesetzt, wobei der Durchhang, der durch die Temperatur beeinflusst wird, indirekt über Messungen der Lufttemperatur und der Windgeschwindigkeiten an Umspannwerken überwacht wird. Dieser witterungsabhängige Freileitungsbetrieb vermeidet Gefährdungspotenziale durch die Annäherung der Leiterseile an den Erdboden und erlaubt damit höhere Strombelastungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen aber schon seit Längerem bei der Netzausbauplanung einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, so auch im Netzentwicklungsplan *"in einer weiterentwickelten Variante"*²¹⁷. Dies gilt sowohl bei gegenüber den Normbedingungen höheren Windgeschwindigkeiten als auch niedrigeren Umgebungstemperaturen. Dabei wird für jede Region aus den verfügbaren Wettermessdaten des Referenzjahres die gemessene höchste Temperatur und niedrigste Windgeschwindigkeit ermittelt. Darauf aufbauend werden dann bei der Netzausbauplanung für die betrachtete Region pauschale Zuschläge zur zulässigen Übertragungsleistung laut DIN EN 50182 in Abhängigkeit der Jahreszeit festgelegt.

Verläuft eine Freileitung in freiem, flachen Gelände ohne Windabschattungen o.Ä., so erlaubt ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb mittels einer kontinuierlichen Wetterbeobachtung einigermaßen gesichert Rückschlüsse auf eine grundsätzlich erhöhte Strombelastbarkeit der Leitung. Gerade in stark bewaldeten und inhomogenen Gebieten müssen aber die pauschalen Zuschläge zur zulässigen Übertragungsleistung laut DIN EN 50182 sehr niedrig angesetzt werden, um eine Überschreitung der zulässigen Übertragungsleistung gesichert zu vermeiden. Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt deshalb durch das genutzte Verfahren des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs nur einen Teil der möglichen Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber geben für Freileitungen eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Freileitungsmonitoring um maximal 20...35% an²¹⁸, die deutschen Übertragungsnetzbetreiber um maximal 50%²¹⁹, jeweils von sehr seltenen extremen Wetterbedingungen abgesehen.

Messung der Leiterseiltemperatur ist ein erforderlicher zweiter Schritt

Abb. 7.1²²⁰ zeigt ein Schema zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Messung der Leiterseiltemperatur.

²¹⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 218, S. 130]; siehe hierzu auch [Übertragungsnetz 2018, S. 29ff.] sowie zur 110-kV-Ebene [VDE 2017].

²¹⁸ [ENTSO-E 2010, S. 147]. Dabei muss der im System maximal zulässige Dauerstrom berücksichtigt werden, vgl. Kap. 4.2.1.

²¹⁹ [Übertragungsnetz 2018, S. 31, Abb. 5].

²²⁰ Basierend auf [Jarass/Obermair/Voigt 2009, S. 71, Abb. 4.3].

Abb. 7.1: Messung der Leiterseiltemperatur statt witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb



Bei der Netzausbauplanung können die pauschalen Zuschläge zur zulässigen Übertragungsleistung laut DIN EN 50182 erheblich größer angesetzt werden, sofern durch eine kontinuierliche Messung der Leiterseiltemperatur für jeden Abschnitt zwischen zwei Masten sichergestellt werden kann, dass die Leiterseiltemperatur 80°C nicht überschreiten wird. Dadurch kann die Netzausbauplanung eine deutliche Erhöhung des zulässigen Stromtransports gerade in den für die Übertragung von erneuerbarem Strom besonders relevanten windstarken Zeiten²²¹ berücksichtigen, und zwar ohne jede Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit.

Die Messung der Leiterseiltemperatur ist ein Mittel des Netzbetriebs, um den aktuellen Zustand einer Freileitung, besonders hinsichtlich des Durchhangs, zu monitoren. Deshalb verwenden die Netzfürer auch den Begriff Monitoring. Die Leiterseiltemperatur ergibt sich aus den Umgebungsbedingungen Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit, Bodentemperatur, Solareinstrahlung und Anströmung durch Wind nach Stärke und Richtung sowie dem **gerade fließenden Strom**.

Die Leiterseiltemperaturmessung ist eine weitere Möglichkeit zur Absicherung des zukünftigen Netzbetriebs, wenn in der Planung der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb berücksichtigt wurde. Wenn man die zulässige Transportleistung nicht mehr über Windgeschwindigkeit und Temperatur in der Nähe der Leitung abschätzt, sondern direkt an der Leitung misst, kann man in vielen Stunden die Leitung noch stärker auslasten als beim verbesserten witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, weil dann mögliche Überschreitungen der zulässigen Leiterseiltemperatur zuverlässig erkannt und rechtzeitig geeignete Maßnahmen ergriffen werden können.

²²¹ [Jarass/Obermair 2012, S. 96/97, Kap. 4.1.1(1)].

Dem Netzbetreiber entstehen – bei verhältnismäßig geringen Mehrkosten – durch Messung der Leiterseiltemperatur zusätzlich zur Erhöhung der zulässigen Transportleistung weitere sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile²²²:

- Die Betriebssicherheit wird erhöht, weil kritische Situationen rechtzeitig erkannt werden.
- Eine Änderung der Lastverteilung ist seltener erforderlich, wodurch der Einsatz von Regelenergie reduziert wird.
- Durch Messung der Leiterseiltemperatur können Hochtemperaturleiterseile auf gefährdete Leitungsabschnitte konzentriert werden.

Die Bundesnetzagentur forderte bereits 2018 *"die Einführung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings"*²²³. Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt aber nur einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb²²⁴, Maßnahmen für eine Messung der Leiterseiltemperatur wurden allerdings bereits in der vorläufigen Prüfung des Netzentwicklungsplans von der Bundesnetzagentur erwähnt²²⁵ mit dem Hinweis, dass die Maßnahmen bestätigungsfähig sein könnten, ihre Prüfung aber noch ausstehe. In der Bestätigung des Netzentwicklungsplans werden nun mehrere Maßnahmen als erforderlich bestätigt, die einen verbesserten witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb durch Messung der Leiterseiltemperatur vorsehen.²²⁶ Es geht also hier durchaus in die richtige Richtung.

In der Systemführung stellen die Prognoseungenauigkeiten von Belastung (Fahrpläne sind nicht verbindlich, EE-Erzeugung äußerst volatil) und Belastbarkeit (Witterung) eine große Herausforderung dar. Bei konservativer Abschätzung der Belastung nach oben und der Belastbarkeit nach unten bestehen somit im laufenden Betrieb ggf. noch Reserven. Voraussetzung für die Ansetzung von größeren pauschalen Zuschlägen zur zulässigen Übertragungsleistung laut DIN EN 50182 ist deshalb, dass den Netzbetreibern sehr schnell wirkende Instrumente zur Leistungsverlagerung oder Redispatch zur Verfügung stehen, falls im Einzelfall eine Überschreitung der zulässigen Leiterseiltemperatur droht.

Dies ist aber nur bei sehr seltenen extremen Wetterverhältnissen mit gleichzeitig sehr hoher Temperatur und sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten erforderlich. Solche Wetterlagen mit den obengenannten Umgebungsparametern werden aber gerade bei Höchstlasteinspeisung der EE-Anlagen (d.h. in Starkwindphasen) mit höchster Wahrscheinlichkeit nicht gegeben sein. Und in den wenigen Stunden pro Jahr, in denen sie

²²² [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.1, S. 97].

²²³ [BNetzA 2018, S. 9].

²²⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 130, S. 218].

²²⁵ [NEP 2019-2030/vP, S. 265ff.].

²²⁶ [NEP 2019-2030/B, S. 314ff.]: *"Durch den Einsatz von Messeinrichtungen soll zudem der FLM(Freileitungsmonitoring)-Einsatz auf den Leitungen überwacht werden."*

vielleicht auftreten können, werden sie bereits im Vorfeld durch die Messung der Leiterseiltemperatur gesichert angezeigt und erlauben angemessene Maßnahmen zur Verringerung der Einspeisung.

Reservekraftwerke in Süddeutschland erforderlich

Durch Messung der Leiterseiltemperatur können über bestehende Stromleitungen sehr viel höhere Leistungen transportiert werden, allerdings nicht bei sehr großer Hitze und wenig Wind. Dies kann z.B. entlang der Trasse in einem Tal im deutschen Mittelgebirge passieren, während an der Küste durchaus starker Wind herrschen kann. In diesen seltenen Fällen muss die Einspeisung bei einer drohenden Leitungsüberlastung, die durch Messung der Leiterseiltemperatur an der Leitung schon im Vorfeld gesichert erkannt wird, durch Verringerung der Stromproduktion an der Küste schrittweise reduziert werden. Für den dann z.B. in Süddeutschland fehlenden Strom müssen in Süddeutschland Reservekraftwerke als Ersatz zur Verfügung stehen, die aber ohnehin für Dunkelflauten erforderlich sind.²²⁷

Die Bundesnetzagentur behauptete im Jahr 2015, dass der *"Ausbau von Gaskraftwerken in Bayern den Transportbedarf nicht signifikant"* reduzieren würde, *"da diese neuen Kraftwerke auf Grund ihrer hohen Brennstoffpreise am Markt nicht wirtschaftlich agieren können und so nur an wenigen Stunden im Jahr einspeisen würden. Dies gilt insbesondere für Reservekraftwerke, die nur dann einspeisen sollen, wenn in dem grenzüberschreitenden Strommarkt zu wenig Erzeugungskapazität vorhanden ist, um Lastspitzen bei zeitgleich minimaler Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sicher abzudecken."*²²⁸

Dabei bleiben zwei wichtige Aspekte unberücksichtigt:

- Die Bundesnetzagentur lässt die Kosten des Netzausbaus unberücksichtigt, der ggf. für den Import von Strom erforderlich ist. Diese Netzausbaukosten müssen aber berücksichtigt werden, da sonst ein unnötiger Netzausbau geplant wird und damit unnötige Stromkosten anfallen.²²⁹
- Zudem lässt die Bundesnetzagentur unberücksichtigt, dass eben durch eine Kombination aus Reservekraftwerken in Süddeutschland und Messung der Leiterseiltemperatur in erheblichem Umfang der zulässige Stromtransport in erheblichem Umfang bestehender Leitungen erhöht werden kann²³⁰. Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich reduziert.

²²⁷ Siehe Kap. 3.4.

²²⁸ [BNetzA 2015a, S. 89].

²²⁹ Siehe Kap. 5.3.

²³⁰ Von ganz seltenen Wetterbedingungen abgesehen.

7.1.2 Hochtemperaturleiterseile nur in gefährdeten Leitungsabschnitten einsetzen

Wenn an der Küste Starkwind bei niedrigen Temperaturen herrscht, kann es im Einzelfall im deutschen Mittelgebirge insbesondere in Tälern durchaus windstill sein. Die Leiterseile erwärmen sich dann dort wegen der fehlenden windbedingten Kühlung, sodass in diesem Fall durch Messung der Leiterseiltemperatur keine nennenswerte Erhöhung der zulässigen Stromübertragung z.B. von überregionalen 380-kV-Leitungen ermöglicht werden kann. Aus Kostengründen sollten Hochtemperaturleiterseile nicht auf ganzer Strecke, sondern primär nur in diesen besonders gefährdeten Abschnitten der Leitung eingesetzt werden. Gefährdete Abschnitte kann man gesichert durch Messung der Leiterseiltemperatur am Leiterseil in allen Abschnitten der Leitung herausfinden. Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen²³¹ sollte deshalb immer zusammen mit der Messung der Leiterseiltemperatur in allen Abschnitten der Leitung erfolgen.

Die höheren Kosten von Hochtemperaturleiterseilen fallen nicht stark ins Gewicht, falls nur an kritischen Stellen Hochtemperaturleiterseile vorgesehen werden. Hingegen führt der derzeit im Netzentwicklungsplan vorgesehene Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der ganzen Leitung zu unnötigen Kosten.

Derzeitiger Stromgrenzwert von 4.000 A muss beachtet werden

Durch eine Kombination aus Messung der Leiterseiltemperatur und Hochtemperaturleiterseilen kann sehr kostengünstig eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte der Nennleistung ermöglicht werden. Hierbei muss allerdings der aktuelle Stromgrenzwert nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber von 4.000 A²³² für den maximal zulässigen Dauerstrom berücksichtigt werden, den auch die Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan vorgegeben hat²³³. Der Grenzwert wurde im Netzentwicklungsplan von bisher 3.600 A auf derzeit 4.000 A erhöht²³⁴. Nun haben aber die schwächsten 380-kV-Leitungen bereits eine Stromtragfähigkeit von 2.200 A, in der Regel liegt der Wert zwischen 2.500 A und 3.000 A, neue Leitungen mit 4*564/72 Al/St kommen auf über 4.000 A bei Normbedingungen. Eine nennenswerte Erhöhung ist derzeit deshalb nur bei schwächeren 380-kV-Leitungen möglich.

²³¹ Zu Hochtemperaturleiterseilen siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 82f., Kap. 4.1.3].

²³² [Übertragungsnetz 2018, S. 35]; siehe hierzu auch Kap. 4.2.1.

²³³ Die Bundesnetzagentur hat den Grenzwert von 3.600 A auf 4.000 A erhöht [NEP 2019-2030/vP, S. 35].

²³⁴ [NEP 2019-2030/vP, S. 35].

Der Grenzwert ist aber keine physikalische Konstante und könnte bei der Netzplanung zumindest für Netzstörfälle erhöht werden, was aber erhöhte Anforderungen an Schaltgeräte, Schutztechnik etc. stellt²³⁵. Durch eine Erhöhung des Grenzwerts würde das Potenzial von Freileitungsmonitoring und von Hochtemperaturleiterseilen deutlich erhöht.

Höhere Leitungsverluste fallen wenig ins Gewicht

Die Leitungsverluste steigen etwa mit dem Quadrat der Stromstärke. Die Verluste betragen z.B. bei einer 380-kV-Höchstspannungsleitung bei einer Auslegungsleistung von 1.658 MVA pro System je nach Betrieb rund 2% pro 100 km Trasse.²³⁶ Wegen der stark schwankenden EE-Stromproduktion wird die Auslegungsleistung der Leitung allerdings nur selten und auch nur bei einer Netzstörung erreicht. Die überproportional höheren Leitungsverluste pro übertragener Kilowattstunde, die bei den durch Messung der Leiterseiltemperatur und Hochtemperaturleiterseilen ermöglichten hohen Strombelastungen auftreten, fallen also wenig ins Gewicht, falls der erhöhte Stromtransportbedarf durch den Ausbau der EE-Stromproduktion bedingt ist.²³⁷

Die genaue Höhe der durch Messung der Leiterseiltemperatur und Hochtemperaturleiterseilen bedingten zusätzlichen Übertragungsverluste und ihr monetärer Wert können nur für jeden Einzelfall auf der Basis der voraussichtlichen Lastgangdauerlinie der Leitung bestimmt werden.

7.2 Störungsorientierte statt generelle Abregelung von Einspeisespitzen

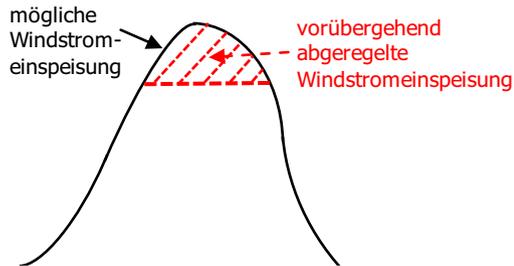
Im Folgenden geht es um die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen bereits bei der Netzausbauplanung, um den erforderlichen Netzausbau so zu reduzieren, dass insgesamt eine kostenoptimale Stromversorgung erreicht werden kann.

Abb. 7.2 zeigt ein Schema zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Abregelung von Einspeisespitzen.

²³⁵ Siehe Kap. 4.2.1.

²³⁶ 713 kW/km [Brakelmann/Jarass 2019, S. 264, Tab. 12.5, Z. (1), Sp. (7)] * $100 \text{ km} / (2 * 1.658 \text{ MVA}) \approx 2,15\%$.

²³⁷ [Jarass/Obermair 2012, S. 106, Kap. 4.3.1(3)].

Abb. 7.2: Abregelung von Einspeisespitzen

7.2.1 Abregelung von Einspeisespitzen nur bei erneuerbaren Energien gesetzlich geboten

Bei der Netzausbauplanung ist eine Berücksichtigung der Abregelung der Strom-einspeisung von Onshore-Windenergie und Photovoltaik gesetzlich geboten.²³⁸ Seltene Übertragungsengpässe für erneuerbare Energien können hingegenommen werden und bei der Netzausbauplanung unberücksichtigt bleiben. Andernfalls müsste für den gesicherten Stromtransport von kurzzeitigen Einspeisespitzen der zulässige Stromtransport durch Netzausbau erhöht werden, bis hin zum Neubau von Nord-Süd-Leitungen. Für einen solchen Netzausbau müssten Millionen von Euros investiert werden, um einen Mehrertrag durch erneuerbare Einspeisespitzen im Wert von nur einigen Tausend Euros zu erzielen. Dies stünde im Widerspruch nicht nur zum gesunden Menschenverstand, sondern auch zu den gesetzlichen Vorgaben zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus.

Vorgaben für die Abregelung von Einspeisespitzen im Netzentwicklungsplan

Entsprechend legte die Bundesnetzagentur für die Erstellung des Netzentwicklungsplans fest: *"Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 verpflichtet ... für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zugrunde zu legen. Die Reduzierung der Einspeisung ("Spitzenkappung") darf je Anlage 3% der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen."*²³⁹

Wichtig: Es geht hier nicht um eine Reduzierung der Einspeisung in Höhe von 3% der momentanen Einspeisung, sondern gemäß der gesetzlichen Vorgabe kann die momentane Einspeisung um bis zu 100% reduziert werden, soweit die *"prognostizierte*

²³⁸ § 11(2)1 EnWG, § 12b(1)3 EnWG.

²³⁹ [NEP 2019-2030/S, S. 5, Punkt 6.].

jährliche Stromerzeugung" im Verlauf des Jahres höchstens *"um bis zu 3% reduziert"* wird. Durch die Abregelung bleibt die sehr hohe Versorgungssicherheit für den Stromverbraucher erhalten, falls für die abgeregelte Stromproduktion andere verbrauchsnahe Kraftwerke, die für Dunkelflauten ohnehin vorgehalten werden müssen, einspringen und so Abschaltungen von Verbrauchern verhindern.

Die möglichen netzentlastenden Effekte der gesetzlich vorgegebenen generellen Abregelung von Einspeisespitzen werden im Netzentwicklungsplan bei Weitem nicht erreicht. Gemäß Netzentwicklungsplan werden Abregelungen im Vorfeld der Marktsimulationen einzeln für Photovoltaik und Wind durchgeführt. Die regionale Verbrauchssituation bleibt dabei unberücksichtigt. Würden die Einspeisungen von Wind und Sonne je Anschlussknoten gemeinsam und dazu noch in Kombination mit dem lokalen Verbrauch betrachtet, würde deutlich weniger EE-Leistung abgeregelt werden müssen und zugleich deutlich weniger Netzausbaubedarf resultieren.

Der Netzbetreiber darf im Rahmen der Spitzenkappung je (einzelne) EE-Anlage um maximal 3% der Jahresenergiemenge abregeln. Würde man den Netzbetreibern jedoch erlauben, statt je Einzelanlage alle EE-Anlagen, die an seinem Netz angeschlossen sind, in Summe um maximal 3% der Jahresenergiemenge abzuregeln, würde dies den Netzausbaubedarf weiter deutlich reduzieren.

Bei der Netzausbauplanung Berücksichtigung der Abregelung auch bei konventionellen Kraftwerken erforderlich

Bei der Netzplanung wird nur bei erneuerbaren Kraftwerken eine Spitzenkappung berücksichtigt, nicht hingegen bei den konventionellen Kraftwerken, weil *"auf der Stufe der Netzplanung kein Redispatch von Kraftwerken ... zur Vermeidung von Netzausbaubedarf"*²⁴⁰ berücksichtigt wird. Für die konventionellen Kraftwerke bleibt also derzeit bei der Netzausbauplanung die Möglichkeit einer Abregelung unberücksichtigt, obwohl konventionelle Kraftwerke bei einem Notfall im tatsächlichen Betrieb gemäß § 13(2) EnWG abgeregelt können²⁴¹ und auch bei der konkreten tageweisen Planung der einzelnen Bilanzkreise von den Übertragungsnetzbetreibern z.B. bei einem Leitungspass konventionelle Kraftwerke (gegen Entschädigung) abgeregelt werden können. Durch die Nichtberücksichtigung der Abregelungsmöglichkeit von konventionellen Kraftwerken bei der Netzausbauplanung wird ein pauschaler Sicherheitspuffer für unerwartete Notfälle geschaffen, ohne die dadurch verursachten Kosten dem Nutzen gegenüberzustellen.

Die derzeitige Vorgehensweise bei der Netzentwicklungsplanung, bei konventionellen Kraftwerken *"auf der Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken ... zur*

²⁴⁰ [BNetzA 2015a, S. 27].

²⁴¹ Soweit eine Gefährdung oder Störung des Stromversorgungssystems nicht durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13(1) EnWG beseitigt werden kann.

Vermeidung von Netzausbaubedarf " ²⁴² zu berücksichtigen, führt also zwingend zu einem unnötigen Leitungsausbau und zu unnötigen Kosten für den Stromverbraucher. Das Bayerische Energieprogramm forderte deshalb bereits 2015 auch für neu installierte konventionelle Kraftwerke eine entschädigungslose Abregelungsmöglichkeit von "3% der jährlich erzeugten Energiemenge je Anlage ..., um eine Diskriminierung" der EE-Kraftwerke "zu vermeiden und den Vorrang der erneuerbaren Energien stärker zu berücksichtigen". ²⁴³

Fazit

Die fehlende Berücksichtigung der Abregelung von konventionellen Kraftwerken bei der Netzausbauplanung führt zu einem überhöhten Netzausbau.

7.2.2 Netzentwicklungsplan berücksichtigt nur generelle Abregelung von Einspeisespitzen

Generelle Abregelung von Einspeisespitzen

Bei einer generellen Abregelung von Einspeisespitzen werden alle Einspeisespitzen abgeregelt, unabhängig davon, ob es ohne Abregelung zu einem Netzengpass kommen würde. Durch die Berücksichtigung dieser generellen Abregelung von Einspeisespitzen bereits bei der Netzausbauplanung, die der Netzentwicklungsplan berücksichtigt, kann der erforderliche Netzausbau reduziert werden, wie im Folgenden gezeigt wird.

Für die Erläuterungen werden folgende **Modellannahmen** getroffen:

- 100 Windenergieanlagen mit je 3 MW sind in einem Windpark installiert, die ihre maximale Leistung von 300 MW in eine Übertragungsleitung einspeisen.
- Die Übertragung erfolgt durch zwei Übertragungssysteme, deren Übertragungsleistung²⁴⁴ im ersten Schritt jeweils durch die maximale Einspeisung von 300 MW gegeben ist.²⁴⁵
- Die beiden Übertragungssysteme sind wie eine lange Nord-Süd-Verbindung 750 km lang.

Abb. 7.3²⁴⁶ zeigt modellhaft die Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch eine generelle Abregelung von Einspeisespitzen.

²⁴² [BNetzA 2015a, S. 27].

²⁴³ [BayWiMi 2016, S. 49].

²⁴⁴ Zur Vereinfachung der Darstellung wird die Übertragungsleistung in MW statt – korrekt – in MVA angegeben.

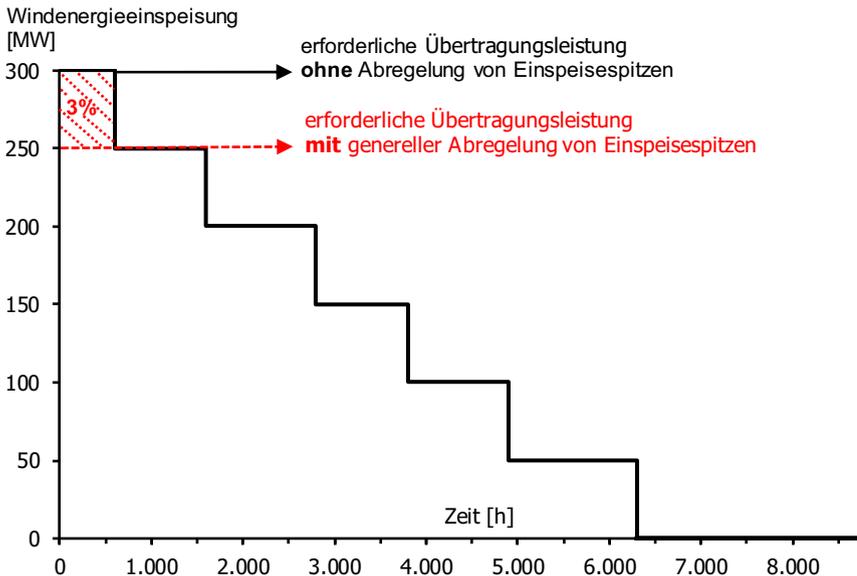
²⁴⁵ Für eine (n-1)-sichere Übertragung müsste man diese installierte Leistung verdoppeln.

²⁴⁶ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 67, Abb. 3.4].

Für die Übertragung der in unserem Beispiel installierten Windleistung von 300 MW werden bisher üblicherweise zwei Leitungssysteme mit einer installierten Übertragungsleistung von je 300 MW gebaut²⁴⁷, sofern darüber auch die allgemeine Versorgung sichergestellt werden muss.²⁴⁸ Fällt eines der beiden Leitungssysteme aus, kann das verbleibende Leitungssystem die maximale Einspeiseleistung von 300 MW weiterhin übertragen.

Stehen alle Anlagen im selben Gebiet, so produzieren die einzelnen Windenergieanlagen häufig zur selben Zeit mit ihrer installierten Leistung. Dies gilt z.B. für Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks. Es resultiert dabei die in Abb. 7.3 gezeigte jährliche Verteilung der Windenergieproduktion. Die Energieproduktion beträgt damit 1.000.000 MWh/a, die 3%-Abregelungsgrenze²⁴⁹ beträgt 30.000 MWh/a.

Abb. 7.3: Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch eine generelle Abregelung von Einspeisespitzen



²⁴⁷ Bei vermaschten Übertragungssystemen können die Leitungen maximal bis zu 70% ausgelastet werden [Stagge/Martin/Fricke 2017], sodass dann je Übertragungssystem eine installierte Leistung von 214 MW (= 300 MW / 2 / 70%) statt 300 MW erforderlich ist.

²⁴⁸ Siehe Kap. 4.1.1.

²⁴⁹ Die maximale Abregelung "darf je Anlage 3% der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen"; siehe Kap. 7.2.1. Die 3%-Grenze muss also bei jeder einzelnen Anlage eingehalten werden, nicht nur bei der Summe aller Anlagen. Dies bleibt im Beispiel zur Vereinfachung unberücksichtigt.

Verteilung der Windenergieproduktion in Abb. 7.3:

- 300 MW während 600 h,
- 250 MW während 1.000 h,
- 200 MW während 1.200 h,
- 150 MW während 1.000 h,
- 100 MW während 1.100 h,
- 50 MW während 1.400 h,
- 0 MW während 2.460 h.

Beschränkt man die maximale Windenergieeinspeisung auf 250 MW, muss die Windenergieproduktion während 600 h um 50 MW abgeregelt werden. Die Reduzierung der Windenergieproduktion beträgt damit 30.000 MWh/a²⁵⁰, womit die maximal zulässige Reduzierung der Windenergieproduktion von 3% voll ausgeschöpft wird. Eine weitere generelle Beschränkung der Windenergieeinspeisung ist deshalb nicht zulässig.

Durch die generelle Abregelung der Einspeisespitzen von 300 MW auf 250 MW kann die erforderliche Übertragungsleistung je System von 300 MW auf 250 MW reduziert werden. Dadurch kann der erforderliche Netzausbau von 600 MW auf 500 MW, also **um ein Sechstel** reduziert werden.

Stehen die Anlagen weit voneinander entfernt, so produzieren die einzelnen Windenergieanlagen selten zur selben Zeit mit ihrer installierten Leistung. Selbst eine relativ starke Abregelung der in diesem Fall seltenen simultanen Einspeisespitzen reduziert nämlich die jährliche Windenergieproduktion nur wenig, ermöglicht aber eine große Verringerung der maximalen Windenergieeinspeisung und damit eine deutliche Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus. In diesem Fall kann der Netzausbau durch eine generelle Abregelung im Modell um ein Drittel²⁵¹ reduziert werden.²⁵²

Umfang der eingeplanten Abregelung von EE-Einspeisespitzen

Der Netzentwicklungsplan rechnet mit einer durch Abregelung von EE-Einspeisespitzen abgeregelten Energie von 4,0 TWh im Jahr 2030 und von 4,4 TWh im Jahr 2035²⁵³, also mit rund 1%²⁵⁴ der gesamten EE-Stromerzeugung. Zusätzlich werden insbesondere wegen einer unflexiblen 'Must-Run'-Einspeisung des thermischen Kraftwerks-parks 3,2 TWh in 2030 und 6,1 TWh in 2035 abgeregelt, also rund 1,3%²⁵⁵ der konventionellen Stromerzeugung in 2030 und 3,5% in 2035.

²⁵⁰ (300 MW - 250 MW) * 600 h = 30.000 MWh.

²⁵¹ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 66, Abb. 3.3].

²⁵² Laut Bundeswirtschaftsministerium um bis zu 40% bei einer Abregelung von 3% der jährlich möglichen Windenergieerzeugung [BMWi 2014].

²⁵³ [NEP 2019-2030/1, S. 102, Abb. 42].

²⁵⁴ 4 TWh / 395,1 TWh (Tab. 2.2, Z. (1), Sp. (3)) = 1,0%.

²⁵⁵ 3,2 TWh / 244,8 TWh (Tab. 2.2, Z. (2), Sp. (3)) = 1,3%.

Die Abregelung von Windenergie-Einspeisespitzen entfällt zu rund zwei Drittel auf die vier großen norddeutschen Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg, wo in der Spitze 5,2 GW abgeregelt werden.²⁵⁶

In 2030 beträgt die Abregelung von Photovoltaik-Einspeisespitzen in der Spitze bis zu 18,1 GW²⁵⁷. Die Abregelung entfällt rund zur Hälfte auf die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg. Dies ist überraschend, da in diesen Bundesländern die Windenergie nicht sehr ausgeprägt ist und die Photovoltaik meistens einspeist, wenn der lokale Verbrauch hoch ist und damit kein hoher Übertragungsbedarf zu erwarten ist.

7.2.3 Deutlich höhere Verringerung des Netzausbaus durch störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen

Wie soll die Abregelung der Stromeinspeisung bei der Netzausbauplanung umgesetzt werden?²⁵⁸ Sollen generell Erzeugungsspitzen zur Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus abgeregelt werden, wie in Kap. 7.2.2 erläutert? Warum aber sollte man bei der Netzausbauplanung eine generelle Abregelung von Einspeisespitzen berücksichtigen, falls laut Planung zu einem bestimmten Zeitpunkt für den Abtransport einer bestimmten Einspeisespitze ausreichend Übertragungsleistung zur Verfügung steht. Wäre es nicht sinnvoller, die für die Netzausbauplanung gesetzlich vorgesehene Abregelungsmöglichkeit primär bei einer Netzstörung zu nutzen?

Bei einer störungsorientierten Abregelung werden nicht alle Einspeisespitzen abgeregelt, sondern nur solche Einspeisespitzen, die zu einer Überlastung des Stromnetzes führen würden. Wird eine derartige störungsorientierte Abregelung bereits bei der Netzausbauplanung berücksichtigt, kann der erforderliche Netzausbau besonders stark reduziert werden, wie im Folgenden gezeigt wird.²⁵⁹

Insbesondere wenn im Störfall nur geringe Überschreitungen der zulässigen Übertragungsleistungen resultieren, wie z.B. in einigen von der Bundesnetzagentur erläuterten Fällen²⁶⁰, kann durch störungsorientierte Abregelung in erheblichem Umfang Netzausbau eingespart werden.

²⁵⁶ [NEP 2019-2030/2, S. 40, Abb. 7].

²⁵⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 41, Abb. 8].

²⁵⁸ Zum Folgenden siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 65ff., Kap. 3.2].

²⁵⁹ Siehe hierzu auch [SH-Netz 2019, S. 15].

²⁶⁰ [NEP 2019-2030/vP, s. 115ff.].

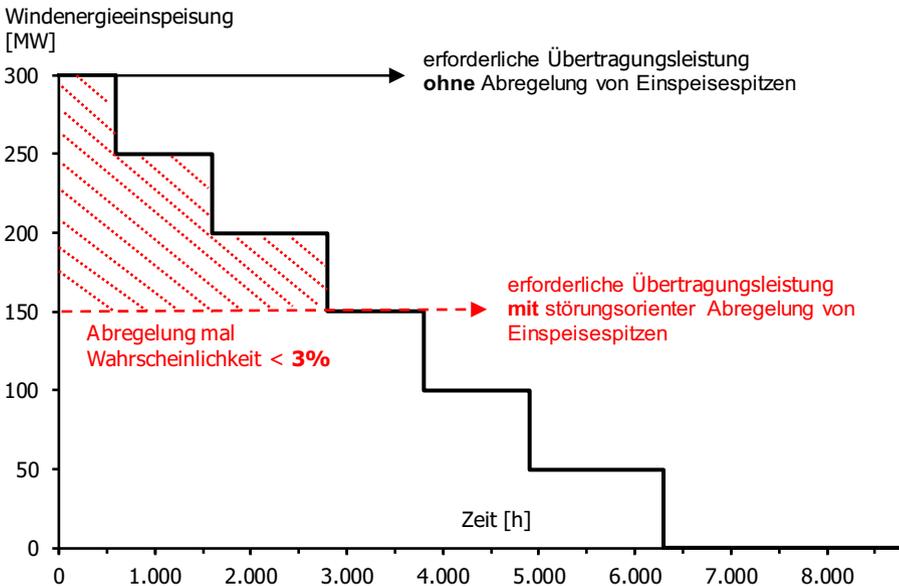
Störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen

Abb. 7.4²⁶¹ zeigt die Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch eine störungsorientierte Abregelung, also durch eine Konzentration der Abregelung auf Netzstörungen.

Die jährliche Verteilung der Windenergieproduktion sei wieder wie schon in Abb. 7.3 gezeigt. Die gesamte jährliche Energieproduktion beträgt damit wieder 1.000.000 MWh/a, die 3%-Abregelungsgrenze beträgt wieder 30.000 MWh/a.

Würde man die Windenergieeinspeisung generell auf maximal 150 MW beschränken, müssten jährlich 250.000 MWh/a²⁶² abgeregelt werden, womit die zulässige Abregelung von jährlich 30.000 MWh/a weit überschritten würde. Bei einer störungsorientierten Abregelung hingegen werden Einspeisespitzen nicht immer, sondern nur bei Netzstörung abgeregelt. Im Beispiel werden bei einer Netzstörung Einspeiseleistungen oberhalb von 150 MW abgeregelt.

Abb. 7.4: Verringerung der erforderlichen Übertragungsleistung durch eine störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen



²⁶¹ Basierend auf [Brakelmann/Jarass 2019, S. 70, Abb. 3.6].

²⁶² $(300 \text{ MW} - 250 \text{ MW}) * 600 \text{ h} + (250 \text{ MW} - 200 \text{ MW}) * (600 \text{ h} + 1.000 \text{ h}) + (200 \text{ MW} - 150 \text{ MW}) * (600 \text{ h} + 1.000 \text{ h} + 1.200 \text{ h}) = 50 \text{ MW} * 5.000 \text{ h} = 250.000 \text{ MWh}$.

Wie viel Energie dann pro Jahr abgeregelt wird, hängt von Häufigkeit und Dauer der Netzstörungen, also von der ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Leitungen ab. Werden insgesamt weniger als 3% abgeregelt, dann kann die installierte Übertragungsleistung der beiden Übertragungssysteme von je 300 MW auf je 150 MW reduziert werden. Dadurch kann in diesem Beispiel der erforderliche Netzausbau von 600 MW auf 300 MW, also **um die Hälfte** reduziert werden.

Abgeregelt Energie

380-kV-Freileitungsdoppelsystem

Für 380-kV-Freileitungsdoppelsysteme ist die ungeplante Nichtverfügbarkeit mindestens eines der beiden Systeme pro 10 km rund $0,35 \text{ h/a}^{263}$ bzw. 0,004%. Für die angesetzte Trassenlänge von 750 km resultiert dann eine Nichtverfügbarkeit von $0,30\%^{264}$ für den Ausfall von mindestens einem Leitungssystem. Von den 250.000 MWh/a, die bei genereller Abregelung abgeregelt würden, müssen bei störungsorientierter Abregelung also durchschnittlich nur 0,30% und damit nur 750 MWh/a abgeregelt werden. Das ist nur ein kleiner Bruchteil der gesetzlich maximal erlaubten Abregelung von 30.000 MWh/a. Selbst bei noch längeren Leitungen, Berücksichtigung von parallelen Leitungen oder höheren Nichtverfügbarkeiten würde man immer noch weit unterhalb der zulässigen Abregelungsgrenze bleiben.

380-kV-Erdkabel-doppelsystem

Für 380-kV-Erdkabel-doppelsysteme ist die ungeplante Nichtverfügbarkeit mindestens eines der beiden Systeme pro 10 km maximal $18,44 \text{ h/a}^{265}$ bzw. 0,21%. Für die angesetzte Trassenlänge von 750 km resultiert dann eine Nichtverfügbarkeit von $15,75\%^{266}$ für den Ausfall von mindestens einem Leitungssystem. Von den 250.000 MWh/a, die bei genereller Abregelung abgeregelt würden, müssen bei störungsorientierter Abregelung also durchschnittlich 15,75% und damit rund 40.000 MWh/a abgeregelt werden, etwas mehr als die gesetzlich maximal erlaubte Abregelung von 30.000 MWh/a.

Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei Wechselstromleitungen eine Verkabelung nur in Teilabschnitten sinnvoll ist. Zudem kann die Übertragungsnennleistung von erdverlegten Kabeln aufgrund der Wärmekapazitäten der Kabel und des umgebenden Mediums (Magerbeton und/oder Erdreich), abhängig von der Vorlast, vorüber-

²⁶³ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 174, Tab. 8.3, Z. (4), Sp. (1)].

²⁶⁴ $0,004\% \text{ pro } 10 \text{ km} * 750 \text{ km} = 0,30\% \text{ pro } 750 \text{ km}$.

²⁶⁵ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 174, Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (1)].

²⁶⁶ $0,21\% \text{ pro } 10 \text{ km} * 750 \text{ km} = 15,75\% \text{ pro } 750 \text{ km}$.

gehend für Stunden, Tage oder gar Wochen überschritten werden ohne Überschreitung der zulässigen Kabeltemperatur.²⁶⁷ In den Kabelabschnitten ist deshalb eine Abregelung nur bei länger andauernden Netzstörungen erforderlich, was die abzuregelnde Energie deutlich verringert. Will man ganz sicher gehen, könnten die Erdkabel etwas stärker als 150 MW ausgelegt werden. Die vorübergehende Überlastbarkeit von Erdkabeln bleibt bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur offensichtlich gänzlich unberücksichtigt.²⁶⁸

Alternativ zur Verringerung der erforderlichen Abregelung müssten die beiden Kabelsysteme dann mit Reservekabel ausgelegt werden, wodurch die Abregelung auf rund 1.100 MWh/a²⁶⁹ und damit fast auf die niedrigen Werte bei einer Freileitung von rund 750 MWh/a verringert würden.

Eine Berücksichtigung der störungsorientierten Abregelung von Einspeisespitzen bereits bei der Netzausbauplanung ermöglicht, dass für eine Teilverkabelung einer 380-kV-Freileitung vielfach nicht mehr vier 380-kV-Kabelsysteme erforderlich sind, sondern es reichen zwei 380-kV-Kabelsysteme mit etwa halbierten Kosten und halbiertes Trassenbreite aus.²⁷⁰

7.2.4 Haben Kraftwerke einen Rechtsanspruch auf einen (n-1)-sicheren Netzanschluss?

Netzbetreiber haben laut Energiewirtschaftsgesetz das Energieversorgungsnetz *"bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist"*.²⁷¹ *"Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben ... Erzeugungs- und Speicheranlagen ... an ihr Netz anzuschließen ..."*²⁷² *"... dabei kann auch das Interesse der Allgemeinheit an einer möglichst kostengünstigen Struktur der Energieversorgungsnetze berücksichtigt werden."*²⁷³

Entsprechend haben Kraftwerke einen Anspruch auf Netzanschluss. Aber haben Kraftwerke deshalb einen Anspruch auf einen (n-1)-sicheren Anschluss? Offensichtlich nicht, wie die Beispiele aus dem Netzanschluss von Offshore-Windkraftwerken zeigen, die alle nur einfach für die maximal zu erwartende Einspeiseleistung ausgelegt sind

²⁶⁷ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, Kap. 7.2.3].

²⁶⁸ [NEP 2019-2030/vP, S. 118], wo bei der Prüfung der Wirksamkeit in den Teilverkabelungsabschnitten die Überlastbarkeit von Erdkabeln über Stunden und Tage unberücksichtigt bleibt.

²⁶⁹ 0,51 h/a pro 10 km * 750 km * 250.000 MWh/a = 1.092 MWh/a.

²⁷⁰ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 211ff., Kap. 10].

²⁷¹ § 11(1)1 EnWG; ganz ähnlich § 12(1) EEG und § 12(3) EEG; siehe hierzu auch Kap. 5.1.

²⁷² § 17(1)1 EnWG.

²⁷³ § 17(3)2, Nr. 3 EnWG.

und nicht doppelt zur Sicherstellung einer (n-1)-sicheren Übertragung. Das (n-1)-Kriterium dient der Sicherstellung einer hohen Versorgungssicherheit im allgemeinen Stromnetz²⁷⁴, nicht aber einer extrem hohen Verfügbarkeit eines Netzanschlusses.²⁷⁵

Wenn nun deutsche Kraftwerke keinen Anspruch auf einen (n-1)-sicheren Anschluss haben, stellt sich die Frage, ob ausländische Kraftwerke einen Anspruch auf eine (n-1)-sichere Übertragung ihrer Stromerzeugung nach Deutschland durch Interkonnektoren und durch Deutschland mittels des bestehenden Übertragungsnetzes haben. Geht man von einer Gleichbehandlung deutscher und ausländischer Einspeiser aus, haben ausländische Einspeiser keinen höheren Anspruch als inländische Einspeiser. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbau. Zwei Beispiele:

- Berücksichtigt man eine störungsorientierte Abregelung, dann ist z.B. sehr fraglich, ob die geplante Leitung Klixbüll – Bundesgrenze (zu Dänemark) tatsächlich erforderlich ist.²⁷⁶
- Das bestehende 220-kV-Kabel Lübeck – Siems soll durch eine neue 380-kV-Freileitung²⁷⁷ quer durch bestehende Naturschutzgebiete ersetzt werden. Die maximale Auslastung beträgt nur 15%. Die Leitung wird mit einer möglichen *"Abregelung der grenzüberschreitenden Kapazität mit Schweden"* begründet, *"wodurch jedoch Kosten für Entschädigungszahlungen anfallen, da der Betreiber des Baltic Cables einen Anspruch auf einen (n-1)-sicheren Netzanschluss hat"*.²⁷⁸ Es wird nicht begründet, warum der Betreiber des Baltic Cables besser gestellt werden soll als ein deutscher Einspeiser. Hinzu kommt, dass vom Netzentwicklungsplan die Netzausbaukosten nicht in Bezug gesetzt werden zu den Kosten für Entschädigungszahlungen. Dies führt zu einem unnötigen Netzausbau²⁷⁹, den die deutschen Stromverbraucher zahlen müssen, und zu massiven Umweltbelastungen.

7.2.5 Für eine störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen ist eine kontinuierliche Überwachung des Netzes erforderlich

Voraussetzung für eine Nutzung des vollen Potenzials der störungsorientierten Abregelung von Einspeisespitzen für eine Verringerung des erforderlichen Netzausbaus ist eine kontinuierliche Überwachung des Netzes. Dabei muss kontinuierlich abgeschätzt werden, welche Temperatur das Leiterseil annehmen kann, wenn ein benachbartes

²⁷⁴ Siehe Kap. 4.1.

²⁷⁵ Auch die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung macht hierzu keine Vorgaben.

²⁷⁶ [NEP 2019-2030/vP, S. 134/135].

²⁷⁷ [NEP 2019-2030/vP, S. 173-175].

²⁷⁸ [NEP 2019-2030/vP, S. 173].

²⁷⁹ [Brakelmann/Jarass 2018].

Leitungssystem ausfällt. Hierfür ist eine kontinuierliche Messung der Leiterseiltemperatur²⁸⁰ besonders nützlich, da darauf gestützt drohende Netzüberlastungen sofort erkannt und unverzüglich Maßnahmen zur Entlastung der gefährdeten Leitung ergriffen werden können.

Bei einer drohenden Netzüberlastung werden z.B. unverzüglich²⁸¹ in die Leitung ein-speisende Windparks abgeregelt und so das Netz stabilisiert. Dabei werden z.B. Windkraftanlagen mit Schaltern in weniger als 0,1 Sekunde vom elektrischen Netz getrennt, elektrische Überschussleistung aus Wechselrichtern wird in Widerständen in Wärme umgesetzt und die mechanische Überschussleistung wird mit Scheibenbremsen in Wärme umgesetzt. Das Abregeln im regulären Betrieb dauert über die Verstellung der Rotorblätter oder des Rotors deutlich länger.

TenneT nutzt in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur den Einsatz einer solchen Systemautomatik im Hintergrund (Emergency Power Control – EPC) zur stärkeren Auslastung der 220-kV-Leitung zwischen Emden an der Nordseeküste und dem rund 70 Kilometer entfernten Conneforde.²⁸² Diese Leitung dient ganz überwiegend dem Abtransport von Windstrom.

Ähnlich funktioniert das ALM der SH-Netz, bei dem bei einem einfachen Ausfall einer 110-kV-Leitung automatisch die Einspeiseleistung von daran angeschlossenen Windenergieanlagen reduziert wird, um Überlastungen der verbleibenden Leitungen zu verhindern. *"Schleswig-Holstein Netz nutzt die deutschlandweit einzigartige ALM-Technologie, um bisher ungenutzte Reserven im Hochspannungsnetz in den Regelbetrieb zu integrieren. Auf diese Weise können bis zu 50% gesteigerte Übertragungskapazitäten für Erneuerbare Energien bereitgestellt werden – vergleichbar mit einer Autobahn, auf der zu Spitzenzeiten auch der Seitenstreifen befahren werden darf."*²⁸³ Diese Systematik kann weiter auf das Übertragungsnetz ausgedehnt werden, solange die ausgefallene Einspeiseleistung durch die Primärregelung im Verbundnetz ausgeglichen werden kann.

Entsprechend ist bei allen Leitungsplanungen eine Prüfung erforderlich, ob durch eine störungsorientierte Abregelung ein Netzausbau verringert werden kann. Einige Beispiele:

- Die 380-kV-Leitung Unterweser – Elsfleth diene ursprünglich zur Anbindung des KKW Unterweser (das 2011 abgeschaltet wurde) an das Übertragungsnetz. Zukünftig

²⁸⁰ Siehe hierzu Kap. 7.1.1.

²⁸¹ Die erforderlichen Reaktionszeiten liegen deutlich unter 1 Sekunde [Übertragungsnetz 2018, S. 37].

²⁸² [Hanke 2019].

²⁸³ [SH-Netz 2019, S. 15].

tig wird die Leitung ganz überwiegend Windstrom übertragen. Im Netzentwicklungsplan ist ein Ersatzneubau vorgesehen²⁸⁴. Eine störungsorientierte Abregelung bleibt unberücksichtigt.

- Die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Remptendorf soll durch eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung ersetzt werden.²⁸⁵ Als Begründung wird eine 10%-ige Überlastung des verbleibenden Systems bei Ausfall eines Systems genannt. Nach dem Kohleausstieg entfällt zukünftig die Braunkohleeinspeisung. Zudem bleibt eine störungsorientierte Abregelung unberücksichtigt.
- Die 380-kV-Leitung Weinheim – Daxlanden (bei Karlsruhe) ist bei Ausfall eines anderen Systems nur mit 1% überlastet. Hier stellt sich zuerst die Frage, ob eine derartige Überlastung überhaupt einen Netzausbau rechtfertigt. Eine störungsorientierte Abregelung bleibt auch hier unberücksichtigt.

Die im Netzentwicklungsplan angedachten Netzbooster²⁸⁶ könnten sehr gut in Kombination mit einer störungsorientierten Abregelung genutzt werden, da die Netzbooster schlagartige Belastungen des verbleibenden Netzsystems verringern würden.²⁸⁷ Allerdings sind auch bei den angedachten Netzboostern die Kosten mit ihrem Nutzen zu vergleichen.

Fazit

Wird die gesetzlich gegebene Möglichkeit der Berücksichtigung einer Abregelung der Windenergieeinspeisung bei der Netzplanung nicht für eine generelle Abregelung von Einspeisespitzen, sondern primär bei einer Netzstörung genutzt, kann der Netzausbau viel stärker als bei der vom Netzentwicklungsplan berücksichtigten generellen Abregelung von Einspeisespitzen verringert werden. Dieses erhebliche Netzausbau-Einsparpotenzial lässt der Netzentwicklungsplan unberücksichtigt.

Wird durch die störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen bei der Netzausbauplanung die 3%-Abregelungsgrenze nicht voll ausgeschöpft, verbleibt ein Abregelungspotenzial, das für die generelle Abregelung von Lastspitzen genutzt werden kann, wodurch der erforderliche Netzausbau noch weiter reduziert werden kann.

²⁸⁴ [NEP 2019-2030/vP, S. 124].

²⁸⁵ [NEP 2019-2030/vP, S. 148-150].

²⁸⁶ [NEP 2019-2030/vP, S. 254ff.].

²⁸⁷ Siehe hierzu [Übertragungsnetz 2018, S. 22/23 und S. 37/38, Kap. 4.4.3].

8 Rechtliche Handlungsmöglichkeiten gegen Bundesfachplanungsentscheidungen

(RA W. BAUMANN, Würzburg)

Die Bundesnetzagentur hat in 2019 mehrere Entscheidungen über Bundesfachplanungen angekündigt. Einige Bundesfachplanungsbescheide sind zwischenzeitlich als Abschluss des Bundesfachplanungsverfahrens zur Korridorfindung für HGÜ-Trassen erlassen worden.²⁸⁸ Seitdem stehen zahlreiche Kommunen, private Unternehmen, Anwohner und Umweltverbände vor der Frage, ob es rechtliche Handlungsmöglichkeiten gibt, sich gegen die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bundesfachplanung zur Wehr zu setzen.

8.1 Inhalt und Folgewirkungen der Entscheidung über die Bundesfachplanung

8.1.1 Der Netzausbau in fünf Stufen

Die Zulassung einer HGÜ-Stromtrasse erfolgt in einem fünfstufigen Verfahren:

- Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht auf der ersten Stufe die Erarbeitung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung durch die Netzbetreiber vor²⁸⁹; er wird der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt.²⁹⁰
- Auf seiner Basis wiederum ist sodann auf der zweiten Stufe von den Netzbetreibern der nationale Netzentwicklungsplan zu erarbeiten²⁹¹, der den Übertragungsbedarf beinhaltet.
- Die dritte Stufe bildet die verbindliche legislative Feststellung des Bundesbedarfsplans nach Übermittlung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde

²⁸⁸ Z.B. erging am 18. Dezember 2019 der Bescheid für die SuedOstlink-Trasse als Vorhaben Nr. 5 des Bundesbedarfsplangesetzes, Abschnitt C (Raum Hof – Raum Schwandorf) – Az: 6.07.00.02/5-2-3/25.0 für die Vorhabenträger 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH.

²⁸⁹ Vgl. § 12a(1) EnWG. Zur leichteren Lesbarkeit wird in diesem Buch die übliche Schreibweise von z.B. § 12a Abs. 1 Satz 1 EnWG abgekürzt mit § 12a(1)1 EnWG.

²⁹⁰ Vgl. § 12a(2) EnWG und § 12a(3) EnWG.

²⁹¹ Vgl. § 12b-d EnWG.

an die Bundesregierung. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin bezeichneten Vorhaben ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihr vordringlicher Bedarf fixiert²⁹².

- Nach der Festlegung des Bedarfs folgt auf der vierten Stufe seitens der Bundesnetzagentur die Bestimmung der Trassenkorridore, die im Bundesbedarfsplan angelegt sind. Dabei ist im Rahmen der Bundesfachplanung zu prüfen, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem solchen Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Gegenstand der Prüfung sind auch in Betracht kommende Alternativkorridore²⁹³.
- Die letzte – und somit fünfte – Stufe stellt schließlich die Planfeststellung durch die zuständige Planfeststellungsbehörde dar.²⁹⁴

8.1.2 Inhalt

Der Gesetzgeber hat also im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) für die Zulassung von länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen vor einem abschließenden Planfeststellungsverfahren ein Bundesfachplanungsverfahren eingeschoben.²⁹⁵ In diesem Verfahren bestimmt die Bundesnetzagentur Trassenkorridore von im Bundesbedarfsplan aufgeführten Höchstspannungsleitungen. Dabei prüft die Bundesnetzagentur, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen.

Die Bundesnetzagentur prüft insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Gegenstand der Prüfung sind auch etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassenkorridoren, wobei die Entscheidung über die verschiedenen Alternativen sich am Maßstab der Geradlinigkeit zu orientieren hat; die Bundesnetzagentur prüft dabei, inwieweit zwischen dem Anfangs- und dem Endpunkt des Vorhabens ein möglichst geradliniger Verlauf eines Trassenkorridors zur Errichtung und zum Betrieb einer Leitung erreicht werden kann.

Dementsprechend enthält der Bundesfachplanungsbescheid (§ 12 NABEG) eine Entscheidung über

1. den Verlauf eines raumverträglichen Trassenkorridors sowie die an Landesgrenzen gelegenen Länderübergangspunkte,
2. eine Bewertung sowie eine zusammenfassende Erklärung der Umweltauswirkungen des in den Bundesnetzplan aufzunehmenden Trassenkorridors und

²⁹² Vgl. § 12e(1) EnWG und § 12e(4) EnWG.

²⁹³ Vgl. § 5(1) NABEG.

²⁹⁴ Vgl. § 24(1) NABEG.

²⁹⁵ Vgl. §§ 4-17 NABEG.

3. das Ergebnis der Prüfung von alternativen Trassenkorridoren.

Der Entscheidung ist eine Begründung beizufügen, in der die Raumverträglichkeit im Einzelnen darzustellen ist.

Der Bundesfachplanungsbescheid ist neben dem Vorhabenträger auch den schon im Verfahren beteiligten Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch die Planung berührt wird, schriftlich oder elektronisch zu übermitteln.²⁹⁶ Der Öffentlichkeit wird der Bundesfachplanungsbescheid dadurch bekannt gemacht, dass er 6 Wochen zur Einsicht am Sitz der Bundesnetzagentur und in den Außenstellen derselben, die dem Trassenkorridor nächstgelegene sind, ausgelegt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird. Die Bundesnetzagentur hat die Auslegung und Veröffentlichung mindestens eine Woche vorher in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich die Ausbaumaßnahme voraussichtlich auswirken wird, im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und auf ihrer Internetseite bekannt zu machen.

8.1.3 Folgewirkungen

Eine erste ganz wesentliche Auswirkung der abschließenden Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bundesfachplanung ist in § 15(1)1 NABEG geregelt: die inhaltliche Verbindlichkeit für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren. Der Gesetzgeber ist nämlich offenkundig nicht davon ausgegangen, dass die Entscheidung nach § 12 NABEG nur eine Verfahrenshandlung darstellt. Denn Zwischenentscheidungen in einem mehrstufigen Verfahren, die wesentliche und gesetzlich gesonderte Verfahrensabschnitte förmlich mit Regelungswirkung abschließen, sind als solche nicht nur Verfahrenshandlungen. Die Entscheidung nach § 12 NABEG schließt die Bundesfachplanung förmlich ab, die festgelegten Trassenkorridore sind in den Bundesnetzplan aufzunehmen, wie sich aus § 17(1)1 NABEG ergibt. Das bedeutet daher, dass der im Bundesfachplanungsverfahren gefundene Trassenkorridor so ins Planfeststellungsverfahren eingebracht werden muss. Dieser Trassenkorridor ist dementsprechend so vom Übertragungsnetzbetreiber zu beantragen. Hierzu kann er von der Bundesnetzagentur durch Bescheid verpflichtet werden.

Eine weitere Wirkung der Bundesfachplanungsentscheidung ergibt sich – zweitens – aus § 15(1)2 NABEG: Bundesfachplanungen haben grundsätzlich Vorrang vor Landesplanungen. Damit wird kraft Gesetzes festgestellt, dass das Bundesland, in dem der Korridor verläuft, keinerlei Planungen des Landes mehr vornehmen kann, die mit dem Trassenkorridor nicht kompatibel sind. Dies ist eine Rechtsfolge, die bei sonstigen In-

²⁹⁶ § 13(1) NABEG.

frastrukturprojekten erst mit der endgültigen Planfeststellung als verbindliche abschließende Regelung des Vorhabens eintritt, hier aber vom Gesetzgeber schon vorgezogen wurde.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass – drittens – mit der abschließenden Entscheidung über die Bundesfachplanung auch die gemeindliche Bauleitplanung zum Erliegen kommt, für die Kommune gilt zumindest faktisch ein Planungsstopp. Im Zuge der NABEG-Novelle durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019²⁹⁷ wurde § 15(1)2 NABEG dahingehend verändert, dass nunmehr Bundesfachplanungen grundsätzlich Vorrang auch vor nachfolgenden Bauleitplanungen haben. Mit dieser Vorrangregelung ist ein weitgehender Eingriff in die gemeindliche Planungshoheit verbunden, der m.E. über das zur Konfliktbewältigung nötige Maß hinausgeht. Sowohl Bebauungspläne als auch Flächennutzungspläne stellen sich nämlich nicht mehr als ein zwingendes Planungshindernis für die Bundesfachplanung dar. Vor allem die bisherige Bindung an Flächennutzungspläne ist obsolet: Die Festlegung eines den Darstellungen eines Flächennutzungsplans widersprechenden Trassenkorridors setzt nach der Novelle dementsprechend weder den vorherigen Versuch voraus, ein Einvernehmen mit der betroffenen Gemeinde herzustellen, noch ist ein nachträglicher Widerspruch erforderlich. Es ist von einem grundsätzlichen Vorrang auszugehen.

Selbst wenn man annimmt, dass die Bundesfachplanung die Flächen des Trassenkorridors nicht vollständig der gemeindlichen Planungshoheit entzieht, wird die Festsetzung entgegenstehender Bauleitpläne aber regelmäßig daran scheitern, dass das der Bundesfachplanung zukommende besondere Gewicht nicht beachtet wurde. In der Praxis wird dies dazu führen, dass eine Bauleitplanung im Bereich des Trassenkorridors keine Aussicht auf Erfolg hat.

Als vierte Auswirkung der Bundesfachplanungsentscheidung regelt § 16 NABEG, dass die Bundesnetzagentur mit dem Abschluss der Bundesfachplanung für einzelne Abschnitte der Trassenkorridore Veränderungssperren erlassen kann, soweit für diese Leitungen ein vordringlicher Bedarf im Sinn des Bundesbedarfs festgestellt wird, was – nach Auffassung der Bundesnetzagentur – der Regelfall ist. Die Veränderungssperre bewirkt, dass keine Vorhaben oder bauliche Anlagen verwirklicht werden dürfen, die der Errichtung der jeweiligen Stromleitung entgegenstehen, und dass keine sonstigen erheblichen oder wesentlich wertsteigernden Veränderungen am Grundstück oder an baulichen Anlagen auf dem Grundstück durchgeführt werden dürfen. Das bedeutet, dass über einen Zeitraum von 5 Jahren und – bei Verlängerung – von 10 Jahren innerhalb des 1.000 m-Korridors über die gesamte Trassenlänge von teilweise mehreren 100 Kilometern bauliche Aktivitäten im Wesentlichen zum Stillstand kommen.

Die Existenz eines wirksamen Bundesfachplanungsbescheids und mehr noch der hierdurch ermöglichte Antrag des Vorhabenträgers auf Planfeststellung lösen – fünftens –

²⁹⁷ BGB I, 706.

ihrerseits vielfache Wirkungen aus: Gemäß § 44 EnWG müssen Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte Vermessungen, Boden- und Grundwasseruntersuchungen einschließlich der vorübergehenden Anbringung von Markierungszeichen sowie sonstige vom Vorhabenträger oder von ihm beauftragten Unternehmen durchgeführte Vorarbeiten dulden. Falls sie sich dagegen zur Wehr setzen, kann die Bundesnetzagentur die Duldung anordnen. Die Betroffenen sehen sich dann in der finanziell und mental misslichen Situation, dass sie gegen derartige Duldungsanordnungen fristgerecht mit Widerspruch und eventuell auch gerichtlich vorgehen müssen, um nicht bei Verstößen gegen die Duldungsanordnung strafrechtlich belangt zu werden.

Insgesamt handelt es sich also um eine Vielzahl von Auswirkungen, die ein Bundesfachplanungsbescheid hervorruft. Im Hinblick auf den Vorhabenträger ist darauf hinzuweisen, dass der Bundesfachplanungsbescheid diesem gewissermaßen 'grünes Licht' gibt, indem er feststellt, die raumordnungsrechtlichen und umweltrechtlichen Vorgaben des Bundesfachplanungsverfahrens seien erfüllt, das Projekt könne nun ins Planfeststellungsverfahren übergeführt werden. Für die Betroffenen des Vorhabens führt der Bescheid zu erheblichen Eingriffen in deren Rechtspositionen: Die Handlungsmöglichkeiten der Landesbehörden und der Kommunen werden eingeschränkt; das Eigentumsrecht der Grundstückseigentümer verliert an Wert, weil Veränderungsperren und Duldungspflichten angeordnet werden können.

8.1.4 'Wegregelung' der Außenwirkung des Bundesfachplanungsbescheids durch den Gesetzgeber

Dieser Wirkungen ungeachtet sieht § 15(3)1 NABEG vor, dass die Bundesfachplanungsentscheidung *"keine unmittelbare Außenwirkung besitzt"*. Der Gesetzgeber liefert dann gleichsam die Begründung hierfür mit, indem er in der Gesetzesregelung fortfährt: Die Bundesfachplanungsentscheidung *"ersetzt nicht die Entscheidung über die Zulässigkeit der Ausbaumaßnahme"*. Er gibt dann auch einen Einblick in seine Motivation, indem er regelt, dass die Zulässigkeit *"nur im Rahmen des Rechtsbehelfsverfahrens gegen die Zulassungsentscheidung für die jeweilige Ausbaumaßnahme überprüft werden"* (kann)²⁹⁸. Der Gesetzgeber hat gewissermaßen im Bestreben, das Zulassungsverfahren für die großen Stromtrassen zu beschleunigen, eine Regelung getroffen, die an sich möglichen Klagen gegen die Bundesfachplanungsentscheidung auszuschließen.

Dabei ist der Gesetzgeber offensichtlich mit der überwiegenden Meinung in der Literatur davon ausgegangen, dass es sich bei der Bundesfachplanungsentscheidung an

²⁹⁸ Wortlaut des § 15(3)1 und 2 NABEG: *"Die Entscheidung nach § 12 hat keine unmittelbare Außenwirkung und ersetzt nicht die Entscheidung über die Zulässigkeit der Ausbaumaßnahme. Sie kann nur im Rahmen des Rechtsbehelfsverfahrens gegen die Zulassungsentscheidung für die jeweilige Ausbaumaßnahme überprüft werden."*

sich um einen Verwaltungsakt (in Form einer Allgemeinverfügung) handelt. Maßgeblich für die Verwaltungsakteigenschaft ist im Allgemeinen, dass eine Behörde eine rechtliche Regelung zur Gestaltung einer Sachlage oder zur Feststellung einer Rechtslage im Hinblick auf Personen oder/und Sachen erlässt, die nicht nur verwaltungsintern gelten soll, sondern auch außerhalb der erlassenden Behörde gegenüber betroffenen Bürgerinnen und Bürger, also mit Außenwirkung. Diese für die Einordnung einer Entscheidung als Verwaltungsakt konstitutive Außenwirkung wollte der Gesetzgeber mit § 15(3)1 NABEG ausschließen. So glaubte er verhindern zu können, dass die bei Anfechtungsklagen gegen Verwaltungsakte eintretende aufschiebende Wirkung für Regelungen im angegriffenen Bundesfachplanungsbescheid nicht zu Verzögerungen des Netzausbaus führt. Allerdings kann diese Vorschrift unter rechtsstaatlichen Gesichtspunkten schon deswegen keinen Bestand haben, weil das Regelungssystem des § 15 NABEG offenkundig in sich widersprüchlich ist: Die Vorschriften, die verbindliche Folgewirkungen für die Bundesfachplanungsentscheidung anordnen, stehen in diametralem Gegensatz zu der Regelung, die Bundesfachplanungsentscheidung habe keine Außenwirkung. Die Regelung des § 15(3) NABEG führt somit zu einem unauflösbaren Widerspruch, eine *contradictio in se*. Dass es sich hier um ein politisch intendiertes sachwidriges Regelungssystem handelt, liegt auf der Hand.

Die unmittelbaren und mittelbaren rechtlich verbindlichen Regelungswirkungen gegenüber Ländern, Kommunen und Bürgerinnen und Bürgern wurden schon dargestellt. Aber sogar im Hinblick auf den begünstigten Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesfachplanungsentscheidung verbindliche Außenwirkung. Denn dieser erlangt die Berechtigung, mit dem Zeitpunkt des Zugangs eines Bundesfachplanungsbescheids den Planfeststellungsantrag zu stellen und damit dem von ihm verfolgten Ziel näher zu kommen, seine Leitungstrassen zu verwirklichen. Gegenüber den Betroffenen, sei es den Ländern, den Kommunen oder den Bürgerinnen und Bürgern, sowie gegenüber dem Vorhabenträger stellt die Bundesfachplanungsentscheidung somit nach ihrem Gepräge einen Verwaltungsakt dar. Ohne Berücksichtigung der genannten gegenläufigen Regelung in § 15(3)1 NABEG handelte es sich bei der Bundesfachplanungsentscheidung inhaltlich und in Anbetracht der diversen polygonalen rechtlichen Wirkungen um eine Regelung mit Außenwirkung, gegen die eine Anfechtungsklage mit aufschiebender Wirkung statthaft wäre.

Der Gesetzgeber hat mit § 15(3)1 NABEG den zweifelhaften Versuch unternommen, durch den Ausschluss der Außenwirkung auf die Betroffenen, ein effizientes Rechtsschutzverfahren zu unterbinden. Er stand allerdings vor dem Dilemma, dass heute auch gegen schlicht hoheitliches Handeln schon wegen Art. 19(4) GG vor den Verwaltungsgerichten geklagt werden kann, wenn ein Kläger in seinen Rechten verletzt wird. Weil entgegen einer früheren Rechtslage nach der Einführung von § 40 VwGO als

verwaltungsgerichtlicher Generalklausel²⁹⁹ seit langem der Weg zu den Verwaltungsgerichten nicht von der Außenwirkung der angegriffenen Verwaltungsentscheidung und damit auch nicht von der Verwaltungsaktqualität abhängt. Daher musste der Gesetzgeber einen umfassenden Klageausschluss auf der Ebene der Bundesfachplanungsentscheidung regeln, um sein Beschleunigungsziel erreichen.

Auch die weitere gesetzliche Regelung, dass es sich bei der Entscheidung nach § 12 NABEG noch nicht um eine Entscheidung über die Zulässigkeit der Ausbaumaßnahme handele, hat nicht bewirkt, dass Klagen unzulässig gewesen wären. Wie dargestellt werden konnte, führt die Bundesbedarfsplanentscheidung zu einer mehrfachen auch rechtlichen Beschwer, ohne dass diese erst durch die zugelassene Ausbaumaßnahme herbeigeführt wird. Der Gesetzgeber hat redundant sicher agieren wollen und hat dann mit der Regelung des § 15(3)2 NABEG 'Nägel mit Köpfen' gemacht, indem er den Rechtsschutz allein gegen den späteren Planfeststellungsbeschluss zugelassen und damit implizit Klagen gegen die Bundesfachplanungsentscheidung denklogisch ausgeschlossen hat.

Damit rückt die Frage in den Mittelpunkt, inwieweit der Rechtsschutz durch den Gesetzgeber im Wege einer Verfahrenskonzentration auf die letzte Stufe eines Gesamtplanungsverfahrens verschoben werden kann, obgleich der Bundesfachplanung planerische Verbindlichkeit zukommt.³⁰⁰

Ausgangspunkt der rechtlichen Überlegungen ist verfassungsrechtlich das Elementare aus Art. 19(4)1 GG abgeleitete Gebot, effektiven und im Ergebnis offenen Rechtsschutz zu gewähren. Aber auch im Unionsrecht ergeben sich Ansatzpunkte in Gestalt des Art. 9(3) und Art. 9(4) der Århus Konvention und des Art. 47 der EU-Grundrechtecharta. Diese haben zu einer Weiterentwicklung des Rechtsschutzes geführt und sind heranzuziehen, wenn § 15(3)2 NABEG auf den verfassungs- und unionsrechtlichen Prüfstand gestellt wird. Dabei ist zunächst der Blick auf den gesamten Verfahrensweg einer Netzplanung bis zur endgültigen Zulassung im Planfeststellungsbeschluss zu richten und die Bundesfachplanung darin zu verorten. Danach sind die Maßstäbe des Bundesverfassungsgerichts vor allem in der Garzweiler-Entscheidung an das Bundesfachplanungsverfahren anzulegen. In einem weiteren Schritt ist auf die Vorgaben der Århus Konvention unter dem Schirm der EU-Grundrechtecharta einzugehen.

²⁹⁹ Reimer in [Posser/Wolff 2014], Rn. 4ff. zu § 40 VwGO.

³⁰⁰ Diese Fragestellung wurde schon in [Baumann/Brigola 2017] aufgegriffen. Auf die dortigen Erkenntnisse kann im Folgenden zurückgegriffen werden.

8.2 Die verfassungsrechtliche Garantie des effektiven Rechtsschutzes

8.2.1 Die verfassungsgerichtlichen Vorgaben zur Verfahrens- und Rechtsschutzstufung

Das *BVerfG* beschäftigte sich im Jahr 2013 mit dem Phänomen einer derartigen Verschiebung des Rechtsschutzes auf eine nachgelagerte Verfahrensebene in seinem Urteil Garzweiler (Braunkohletagebau Garzweiler). Die Verfassungsbeschwerden hatten ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren zum Gegenstand, das Rechtsschutz gegen die Grundabtretungsentscheidung, nicht aber gegen den Enteignungsakt gewährte.³⁰¹

Die Garantie des effektiven Rechtsschutzes wurde vom *BVerfG* auch als Teil der Eigentumsgarantie des Art. 14(1)1 GG eingestuft. Unter diesem (subjektiven) Aufhänger rekurrierte das *BVerfG* auf Art. 19(4)1 GG: Der Rechtsschutz dürfe durch die Ausgestaltung eines Verwaltungsverfahrens nicht unmöglich gemacht, unzumutbar erschwert oder faktisch entwertet werden (Rn. 191-192). Dabei, so das *BVerfG*, trete folgendes Spannungsverhältnis zu Tage: Zum einen besitze der Gesetzgeber einen weiten Spielraum, innerhalb dessen er aus Gründen der Verfahrensökonomie und der Verfahrensbeschleunigung für komplexe Lebenssachverhalte Verfahrensstufungen vorsehen könne. Zum anderen aber dürfe keine Verfahrensgestaltung gewählt werden, die den Anspruch des Bürgers auf effektiven gerichtlichen Rechtsschutz *de facto* unmöglich mache oder zumindest unzumutbar erschwere (Rn. 191-193).

Hinsichtlich derartiger Verfahrensstufungen existieren nach Vorgabe des *BVerfG* zwei Legislativmodelle: Der Gesetzgeber kann, erstens, eine Verfahrensstufung in Form einer bindenden Vorentscheidung wählen, die im Wege eines Angriffs gegen die Endentscheidung nicht mehr oder zumindest nicht mehr vollumfänglich kontrolliert werden kann. Eine solche wird unter drei Prämissen für zulässig gehalten: Die Bindungswirkung der Vorentscheidung muss sich aus einer gesetzlichen Bestimmung ergeben. Gegen die mit Bindungswirkung versehene Teil- oder Vorentscheidung muss effektiver Rechtsschutz zur Verfügung stehen. Schließlich muss die Aufspaltung auf der Ebene des Rechtsschutzes klar erkennbar und nicht mit unzumutbaren Risiken verbunden sein (Rn. 194).

Der Gesetzgeber kann sich aber auch, zweitens und wie im Falle der Bundesfachplanung nach NABEG geschehen, für ein Prozedere entscheiden, bei dem Rechtsschutz erst gegen den Hoheitsakt eröffnet wird, der das Verfahren abschließt. Hier fügt das *BVerfG* eine Auflage in zwei Teilen hinzu: Die gerichtliche Kontrollbefugnis muss *de jure* so beschaffen sein, dass auch in umfangreichen und langwierigen Verfahren eine

³⁰¹ *BVerfG*, ECLI:DE:BVerfG:2013:rs20131217.1bvr313908 = NVwZ 2014, 211 – Garzweiler.

umfassende wie effektive Prüfung des abschließenden Hoheitsakts und der nicht selbstständig angreifbaren Vorentscheidungen ermöglicht wird. Des Weiteren muss auch, berücksichtigt man Dauer und Komplexität des fraglichen Verwaltungsverfahrens, *de facto* eine solche Kontrolle realistischer Weise zu erwarten sein. Letzteres wäre, so das *BVerfG*, in zwei Konstellationen nicht (mehr) der Fall: Der Rechtsschutz gegen die abschließende Entscheidung dürfe nicht zu einem Zeitpunkt gewährt werden, zu dem eine grundsätzlich ergebnisoffene Überprüfung aller Entscheidungsvoraussetzungen nicht mehr erwartet werden könne. In gleicher Weise wäre der offerierte Rechtsschutz defizitär, wenn selbst im Erfolgsfalle eine Rechtsverletzung nicht mehr verhindert bzw. nicht mehr rückgängig gemacht werden könnte (Rn. 195).

8.2.2 § 15(3)2 NABEG im Lichte des Urteils Garzweiler

Überträgt man die vorgenannten Ausführungen des *BVerfG* auf die Bundesfachplanung nach NABEG, so zeigen sich hinsichtlich einer effektiven Rechtsschutzgewährung erhebliche Bedenken: Es ist zu erwarten, dass die Klagemöglichkeit gegen den abschließenden Planfeststellungsbeschluss so spät zu Gebote steht, dass von einer ergebnisoffenen Kontrolle der Trassenwahl nicht mehr die Rede sein kann. Das *BVerfG* aber hält in der Garzweiler-Entscheidung in Rn. 221 fest, dass effektiver Rechtsschutz auch rechtzeitigen Rechtsschutz verlange. Und wie im Urteil Garzweiler (Rn. 225) ist auch in der vorliegenden Frage des Netzausbaus ein höchst komplexes Großverfahren Gegenstand, dessen Planung sich über einige Jahre hinweg erstrecken wird. Im Laufe dieser Jahre werden – abschnittsweise und miteinander verzahnt – Festlegungen getroffen werden, deren Korrektur nach Prüfung des abschließenden Hoheitsaktes oftmals unrealistisch wäre. Die seitens § 15(3)2 NABEG eingeräumte Inzidentkontrolle käme – zieht man eine Parallele zu den Ausführungen im Fall Garzweiler (Rn. 225) – regelmäßig zu spät und würde die Erfolgsaussichten auch berechtigter Einwände deutlich schmälern.

De jure mag durch § 15(3)2 NABEG eine vollumfängliche Überprüfung auch der Bundesfachplanung explizit eingeräumt werden; *de facto* aber würde sie, wie oben erläutert, ihren Zweck nicht mehr erreichen können und somit auf weiter Strecke zu einer *"Rechtsschutzhülse ohne Inhalt"* verkommen.³⁰² Es überzeugt nicht, wenn in der Literatur in diesem Kontext darauf verwiesen wird, es erfolge durch die Bundesfachplanung unterhalb der Zulassungsebene lediglich die Vorgabe eines breiteren Gebietsstreifens.³⁰³ Nimmt man die Dimension des Gesamtvorhabens in den Blick, so stellt ein ca. 500 m bis maximal 1.000 m breiter Gebietsstreifen, ganz im Gegenteil, eine doch ziemlich präzise Fixierung dar, die zwangsläufig sehr konkrete Auswirkungen auf den

³⁰² [Knappe 2016, S. 283] weist den Einwand einer faktischen Irreversibilität der Bundesfachplanung zurück.

³⁰³ [Knappe 2016, S. 283].

nachgelagerten Trassenverlauf mit sich bringen wird. Auch ist dem Argument entgegenzutreten, angesichts der Beschleunigungszwecke des NABEG werde die Zeitspanne zwischen Abschluss der Bundesfachplanung und gerichtlicher Kontrolle tendenziell kürzer ausfallen als innerhalb eines bergrechtlichen Verfahrens wie im Falle Garzweiler.³⁰⁴ So weisen *Moench/Ruttloff* zutreffend darauf hin, dass die Realisierung von Übertragungsnetzen vor Einführung des NABEG eine Verfahrensdauer von bis zu 10 Jahren bedingt habe, der Gesetzgeber sich nun eine Dauer von vier bis fünf Jahren **erhoffe** (Herv. d. Verf.).³⁰⁵ Es ist zwar zuzugeben, dass die bergrechtlichen Negativrekorde wohl nicht erreicht werden; dessen ungeachtet handelt es sich aber um eine Verfahrensdauer, die das Rechtsschutzkonzept in zeitlicher Hinsicht substantziell entwerten und auch zutreffende Einwände ihrer Wirksamkeit berauben kann.

Nach Ansicht der Autoren ist eine Rettung des § 15(3)2 NABEG in Gestalt einer verfassungskonformen Auslegung, wie sie *Moench/Ruttloff* empfehlen,³⁰⁶ allenfalls als "*zweitbeste Lösung*" anzusehen: Zum einen ist der Wortlaut nicht wirklich dehnbar, wenn statuiert wird, dass die Entscheidung nach § 12 NABEG nur im Rahmen des Rechtsbehelfsverfahrens gegen die Zulassungsentscheidung für die Ausbaumaßnahme überprüft werden kann. Daran vermag die Tatsache nichts zu ändern, dass der Gesetzgeber jene Norm selbst als nur deklaratorischer Natur eingestuft hat.³⁰⁷ Auch würde eine verfassungskonforme Rettung suggerieren, dass die Aussage des § 15(3)2 NABEG zumindest überwiegend ihre Gültigkeit wahrt und eine Klagebefugnis ausschließt.³⁰⁸ *Moench/Ruttloff* sind aber der Ansicht, dass die Frage der Betroffenheit nur case-by-case im Wege einer offenen Betrachtung bestimmt werden kann. Belässt man die Vorschrift des § 15(3)2 NABEG an ihrem Platz, so könnte hier zumindest ein falscher Eindruck entstehen, der einer unvoreingenommenen Analyse der Betroffenheit nicht gerade Vor Schub leistet.³⁰⁹

Richtet man den Blick auf § 15(3) NABEG im Allgemeinen, so wäre ohnehin bereits sein erster Satz auf den Prüfstand des Verfassungsrechts zu stellen. Der Entscheidung nach § 12 NABEG die unmittelbare Außenwirkung abzusprechen, ist nach Ansicht von *Moench/Ruttloff* nicht haltbar – unabhängig von der Frage, ob man jene Entscheidung

³⁰⁴ [Knappe 2016, S. 283].

³⁰⁵ [Moench/Ruttloff 2014, S. 899].

³⁰⁶ [Moench/Ruttloff 2014, S. 901].

³⁰⁷ BT-Drucks. 17/6073, 27.

³⁰⁸ [Moench/Ruttloff 2014, S. 899].

³⁰⁹ In umgekehrter Richtung (auch) eine verfassungskonforme Interpretation, ablehnend [Knappe 2016, S. 284].

der Bundesnetzagentur als herkömmlichen Verwaltungsakt in Gestalt einer Allgemeinverfügung oder aber als Maßnahme *sui generis* qualifiziert.³¹⁰ Dies ergibt sich aus zwei Gründen: Erstens hat die Bundesnetzagentur innerhalb der Bundesfachplanung zu untersuchen, ob der Verwirklichung eines Vorhabens in einem bestimmten Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen.³¹¹ Dabei konkretisiert § 7 Satz 4 NABEG, dass den seitens des Vorhabenträgers vorzulegenden Unterlagen eine Erläuterung beizufügen ist, die ihrerseits so ausführlich zu sein hat, dass Dritte abschätzen können, ob und in welcher Weise sie von den raumbedeutsamen Auswirkungen des Vorhabens betroffen sein können. Stellen aber die privaten Belange bereits auf der Ebene der Bundesfachplanung zu berücksichtigende Faktoren dar, so lässt sich eine Außenwirkung schwerlich verneinen.³¹² Das gefundene Ergebnis wird, zweitens, dadurch unterstützt, dass nach dem Regelungsregime der §§ 9 und 10 NABEG nicht nur auf den Terminus der Öffentlichkeit abgestellt wird, sondern auch die Betroffenen explizit erwähnt werden. Nach § 9(3)1 NABEG führt die Bundesnetzagentur eine Öffentlichkeitsbeteiligung durch und legt die diesbezüglichen Unterlagen grundsätzlich in ihren Außenstellen, die den Trassenkorridoren am nächsten liegen, aus. Finden sich allerdings keine Außenstellen in einer für die Betroffenen zumutbaren Nähe, so soll nach § 9(3)2 NABEG die Auslegung bei sonstigen geeigneten Stellen erfolgen. Spricht man aber bereits an dieser Stelle von möglichen Betroffenen, so wäre eine parallele Verneinung der Außenwirkung in sich widersprüchlich.³¹³

³¹⁰ Zur Rechtsnatur der Bundesfachplanung vgl. [Kment 2015, S. 618], der allerdings die Annahme einer materiellen Norm der Einstufung als Verwaltungsakt oder Akt *sui generis* vorzieht.

³¹¹ Vgl. § 5(1)2 NABEG.

³¹² Anderer Ansicht ist [Knappe 2016, S. 282]. Seines Erachtens ist entscheidend, dass das Abwägungsergebnis nicht nach außen transportiert wird. § 15(3)1 NABEG bringe klar zum Ausdruck, dass die Bindungswirkung (der Bundesfachplanung) nicht gegenüber privaten Dritten greife.

³¹³ Zustimmend [Moench/Ruttloff 2014, S. 900]. Sie verweisen dabei bekräftigend auf den Regelungszusammenhang mit § 16 NABEG, nach dem die Bundesfachplanung Grundlage einer Veränderungssperre sein kann. Anderer Ansicht wiederum [Knappe 2016, S. 282].

8.3 Århus und die Perspektive des Unionsrechts

8.3.1 Die Vorgaben der Århus Konvention unter dem Schirm der EU-Grundrechtecharta

a) Art. 9(3) Århus Konvention und das Effizienzgebot – Slowakischer Braunbär I

Im Mittelpunkt der Entscheidung, die unter dem Namen "*Slowakischer Braunbär I*" Bekanntheit erlangte,³¹⁴ stand das Übereinkommen über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten (Århus Übereinkommen bzw. Konvention)³¹⁵, das mit Beschluss 005/370/EG des Rates vom 17.02.2005 im Namen der Europäischen Gemeinschaft genehmigt worden war.³¹⁶ Es stellt ein Abkommen dar, das von Mitgliedstaaten³¹⁷ und EU im Rahmen der geteilten Zuständigkeit geschlossen wurde.³¹⁸ Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH bilden seine Normen einen integralen Bestandteil der Unionsrechtsordnung (Rn. 30-31). Gem. Art. 9(3) Århus Konvention hat jede Vertragspartei sicherzustellen, dass Mitglieder der Öffentlichkeit, sofern sie etwaige in ihrem innerstaatlichen Recht festgelegte Kriterien erfüllen, Zugang zu verwaltungsbehördlichen oder gerichtlichen Verfahren haben, um die von Privatpersonen und Behörden vorgenommenen Handlungen und begangenen Unterlassungen anzufechten, die gegen umweltbezogene Bestimmungen ihres nationalen Rechts verstoßen. Im Rahmen des Urteils "*Slowakischer Braunbär I*" stellte sich die Frage, inwieweit das Unionsrecht unter besonderer Berücksichtigung von Art. 9(3) Århus Konvention eine Aktivlegitimation verleihen könne.

Der *EuGH* hielt fest, er sei im Rahmen eines der geteilten Kompetenz unterliegenden Abkommens zuständig, wenn und soweit von der Union übernommene Verpflichtungen in Rede stünden. Dies sei zum einen der Fall, wenn die EU in dem speziellen Bereich, zu dem Art. 9(3) Århus Konvention gehöre, (spezielle) Vorschriften erlassen habe. Zum anderen aber sei die Zuständigkeit der Union auch dann eröffnet, wenn die in Rede stehende Frage (im Allgemeinen) einen Bereich tangiere, der weitgehend vom Unionsrecht determiniert sei. Dies sei hier anzunehmen, da der gegenständliche Fall ein Ver-

³¹⁴ *EuGH*, ECLI:EU:C:2011:125 – *Slowakischer Braunbär I* (Rs. C-240/09). Vgl. hierzu [Berkmann 2013, S. 1253], [Schlacke 2011, S. 312].

³¹⁵ Im Folgenden abgekürzt mit Århus Konvention.

³¹⁶ ABl. L 124, S. 1.

³¹⁷ Für die Bundesrepublik Deutschland ratifiziert durch Gesetz v. 09.12.2006, BGBl. II 2006, S. 1251.

³¹⁸ Zum Rechtsschutz in Umweltangelegenheiten im Allgemeinen und zur Århus Konvention im Speziellen vgl. [Bunge 2015].

waltungsverfahren zum Inhalt habe, das sich mit einem Schutzregime nach der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen befasse (Rn. 34-37).³¹⁹ Der *EuGH* untermauert seine Zuständigkeit wie folgt: Könne eine Vorschrift, wie hier Art. 9(3) Århus Konvention, auf Sachverhalte Anwendung finden, die nationalem Recht wie Unionsrecht unterlägen, so bestünde ein eindeutiges Interesse daran, dass eine einheitliche Auslegung – auf Luxemburger Ebene – vorgenommen werde (Rn. 42).

Auch wenn sich die Vorschrift des Art. 9(3) Århus Konvention allgemeiner Formulierungen bediene und so keine unmittelbare Wirkung entfalte,³²⁰ so ziele sie nach Auffassung des *EuGH* darauf ab, die Gewährleistung eines effektiven Umweltschutzes zu ermöglichen. Es sei zwar Sache der jeweiligen innerstaatlichen Regelungen, so der *EuGH*, die Verfahrensmodalitäten für Klagen zu regeln, die den Schutz der dem Einzelnen aus dem Unionsrecht, wie z.B. aus der o.g. Richtlinie 92/43/EWG, erwachsenden Rechte gewährleisten. Die Mitgliedstaaten seien aber für den wirksamen Schutz dieser Rechte in jedem Einzelfall verantwortlich (Rn. 43-47). Nach inzwischen gefestigter Rechtsprechung seien die Grundsätze der Äquivalenz und der Effektivität zu beachten. Art. 9(3) Århus Konvention dürfe dabei nicht in einer Weise ausgelegt werden, welche die Ausübung der Rechte, die das Unionsrecht garantiere, praktisch unmöglich mache oder übermäßig erschwere.³²¹ Im Ergebnis hält der *EuGH* fest, dass der nationale Richter, wenn der Anwendungsbereich des Unionsrechts betroffen sei, das nationale Recht bezüglich der Gewährung eines effektiven gerichtlichen Schutzes so auszulegen habe, dass es so weit wie möglich im Einklang mit den Zielen stehe, die Art. 9(3) Århus Konvention vorgebe (Rn. 48-50).³²²

b) Art. 9(4) Århus Konvention i.V.m. Art. 47 der EU Grundrechtecharta – Slowakischer Braunbär II

Der europarechtliche Grundsatz des effektiven Rechtsschutzes fand eine beachtliche Weiterentwicklung in einer jüngeren Entscheidung des *EuGH*, die unter der Überschrift "*Slowakischer Braunbär II*" zitiert wird.³²³ Sie beschäftigt sich – *inter alia* – mit der unionsrechtlichen Pflicht der Mitgliedstaaten, die erforderlichen Rechtsbehelfe inner-

³¹⁹ ABl. L 206, S. 7.

³²⁰ Zur mittelbaren Wirkung von Art. 9(3) Århus Konvention und zur europarechtskonformen Auslegung von § 42(2) VwGO vgl. *BVerwG*, Urteil v. 05.09.2013, ECLI:DE:BVerwG:2013:050913U7C21.12.0; *BayVGh*, Beschluss v. 29.12.2016, ECLI:DE:BAYVGh:2016:1229.22CS16.2162.0A. Siehe hierzu [Bunge 2015] und [Schlacke 2014, S. 12].

³²¹ Zur Kombination von Effektivitätsgebot und Art. 9(3) Århus Konvention vgl. *BayVGh*, Urteil v. 28.07.2016 – 14 N 15.1870, Rn. 38-44.

³²² Zur innerstaatlichen Wirkung des Art. 9 (3) Århus Konvention, insbesondere zur Ableitung von Klagerechten aus jener Norm vgl. *Durner* in [Landmann/Rohmer 2016, Rn. 83-87].

³²³ *EuGH*, ECLI:EU:C:2016:838 – "*Slowakischer Braunbär II*" (Rs. C-243/15).

halb der nationalen Verfahrensstruktur bereitzustellen. Der *EuGH* stellte in diesem Kontext fest, gemäß dem Grundsatz der loyalen Zusammenarbeit (vgl. Art. 4(3) EUV) seien die Mitgliedstaaten zuständig, einen gerichtlichen Schutz der Rechte zu garantieren, welche die Union Einzelnen zuspreche: In den Bereichen, die vom EU-Recht erfasst seien, werde den Mitgliedstaaten seitens der primärrechtlichen Norm des Art. 19(1) EUV aufgegeben, die notwendigen Rechtsbehelfe zu schaffen, um wirksamen Rechtsschutz zu gewährleisten (Rn. 50).³²⁴

Als "*Schutzverstärker*" rekurriert der *EuGH* auf die Grundrechtecharta der Union³²⁵, insbesondere auf deren Art. 47. Handle es sich um die Durchführung von Unionsrecht durch die Mitgliedstaaten oder (zumindest) um eine unionsrechtlich geregelte Fallkonstellation, so sei der Anwendungsbereich der Charta berührt. Das Recht auf einen wirksamen Rechtsbehelf nach Art. 47 GRCh bedeute dabei insbesondere, dass ein solcher vor einem Gericht gegeben sein müsse (Rn. 50-54).³²⁶ Unter dem Dach des Art. 47 GRCh bezieht sich der *EuGH* in einem zweiten Schritt auf die Vorschrift des Art. 9 Århus Konvention, wobei im Fall "*Slowakischer Braunbär II*" deren zweiter Absatz einschlägig war (Rn. 55). Dem Argumentationsduktus lässt sich aber die allgemeine Aussage entnehmen, dass Art. 9 Århus Konvention, ob in seinen Absätzen 2 oder 3, den Wertungsspielraum einengt, über den die Mitgliedstaaten bei der Festlegung der Klageoptionen und -modalitäten verfügen. Weiterhin fügt Art. 9(4) Århus Konvention hinzu, dass die in den Absätzen 2 und 3 genannten Verfahren **angemessenen und effektiven** (Herv. d. Verf.) und, soweit geboten, auch vorläufigen Rechtsschutz sicherzustellen haben; die betreffenden Verfahren haben fair, gerecht, **zügig** (Herv. d. Verf.) und nicht übermäßig teuer zu sein.

In der Zusammenschau der beiden Urteile "*Slowakischer Braunbär I und II*" darf bilanziert werden, dass die Bereitstellung wirksamer, angemessener, effektiver und zügiger Rechtsbehelfe vor einem Gericht durch das nationale Verfahrensrecht als ein unionsrechtliches Gebot verstanden werden muss, das auf Art. 47 GRCh fußt, der seinerseits durch Art. 9 Århus Konvention präzisiert wird.³²⁷ Die vorgesehenen justiziellen Garantien müssen sich somit nicht nur den Spiegel des jeweiligen Verfassungsrechts, wie im Urteil Garzweiler geschehen, sondern auch des europäischen Primär- und Sekundärrechts vorhalten lassen.

³²⁴ Zum Gebot effektiven Rechtsschutzes und seiner Einwirkung auf Rechtsinstitute des nationalen Prozessrechts vgl. *Wegener* in [Calliess/Ruffert 2016, Art. 19 EUV Rn. 41-47].

³²⁵ Im Folgenden abgekürzt: GRCh.

³²⁶ Zum Leitbegriff der Wirksamkeit vgl. *Blanke* in [Calliess/Ruffert 2016, Art. 47 GRCh Rn. 1] sowie *Alber* in [Stern/Sachs 2016, Art. 47 GRCh Rn. 18 ff.].

³²⁷ Zum Zusammenspiel von Art. 47 GRCh und Art. 9 Århus Konvention vgl. auch: GA *Kokott*, ECLI:EU:C:2017:249, Rn. 44 - Comune di Corridonia u. Aldo Alessandrini gg. Provincia di Macerata (Rs. C-196/16 & C-197/16).

8.3.2 § 15(3) NABEG im Lichte von Grundrechtecharta und Århus Konvention

Überträgt man die vorgenannten Ausführungen zum unionsrechtlichen Effektivitätsgebot auf die hier in Rede stehende Bundesfachplanung, so stößt die in § 15(3) NABEG vorgenommene Reduktion gerichtlichen Schutzes auf gravierende Bedenken: Es darf zunächst festgestellt werden, dass die Union in dem hier in Rede stehenden Bereich (mehrfach) ihre Zuständigkeit ausgeübt hat und somit auch das Unionsrecht Anwendung findet – zusätzlich zu den Verpflichtungen, für die weiterhin der Mitgliedstaat Deutschland verantwortlich zeichnet. Die Bundesfachplanung nach §§ 5 ff. NABEG bedingt eine Trassenplanung, die – in doppelter Hinsicht – vom Unionsrecht determinierte Bereiche kreuzen wird. Dies gilt beispielsweise, um an das Urteil *"Slowakischer Braunbär I"* anzuknüpfen, für die Gebiete, die der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen unterfallen. Auch hat die Strategische Umweltprüfung, die nach § 5(4) NABEG durchzuführen ist, ihre Basis in einem Rechtsakt der EU, nämlich in der Richtlinie 2001/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.06.2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Projekte.³²⁸

In jenen vom Unionsrecht determinierten Sektoren sieht sich die Bundesfachplanung nach NABEG nun mit einer doppelten europarechtlichen Vorgabe konfrontiert: Zum einen bringen die Art. 9(3) und Art. 9(4) Århus Konvention für das nationale Verfahrensrecht eine mittelbare Wirkung in Gestalt des Effektivitätsprinzips mit sich. Wenn das Recht der Union betroffen ist, so ist das jeweilige nationale Recht, wie hier die §§ 5ff. NABEG, im Hinblick auf die Garantie effektiven gerichtlichen Rechtsschutzes so auszulegen, dass es so weit als möglich den Zielen des Art. 9 Århus Konvention Rechnung trägt. *Bunge* weist in diesem Zusammenhang zurecht darauf hin, dass nach Vorgabe des Århus Convention Compliance Committee die Staaten im Rahmen der Ausgestaltung einer Rechtsbehelfsbefugnis keine derart strengen Kriterien für den Gerichtszugang aufstellen dürften, dass sie die Möglichkeit, Verletzungen des Umweltrechts zu rügen, für Mitglieder der Öffentlichkeit effektiv ausschließen würden; der Zugang zu Gerichten müsse der Grundsatz, nicht aber die Ausnahme sein.³²⁹

An diesem Punkt wiederum setzt die Entscheidung *"Slowakischer Braunbär II"* an, indem sie fordert, dass auf nationaler Ebene die erforderlichen Rechtsbehelfe zu schaffen sind, um in einer effektiven wie zügigen Weise die Rechte zu schützen, die das Unionsrecht dem Einzelnen verleiht. Dabei findet durch die Charta der Grundrechte der Union in Art. 47 eine erhebliche Schutzverstärkung statt, indem das Recht auf einen

³²⁸ ABL. L 197, S. 30. Zur unionsrechtlichen Regelung von Teilbereichen siehe [Bunge 2014, S. 10].

³²⁹ [Bunge 2015, S. 541], mit weiteren Nachweisen.

wirksamen Rechtsschutz auf der EU-Primärebene verortet und mit Art. 9 Århus Konvention 'verlinkt' wird.³³⁰ Steht der geforderte Rechtsbehelf zu Gebote, so sind nach Vorgabe des Urteils "*Slowakischer Braunbär II*" Umweltverbände und betroffene Einzelne befugt, die Verletzung sämtlicher umweltschützender Normen zu rügen, unabhängig davon, ob letztere auf den Schutz des Individuums oder der Natur abzielen.³³¹ Der Ansatz belegt, dass der Begriff der subjektiven Rechtsposition künftig aus europarechtlichem Blickwinkel eine extensive Auslegung erfahren muss.³³²

8.4 Schlussfolgerungen

8.4.1 Statthaftigkeit einer Klage gegen die Bundesfachplanungsentscheidung

Stellt man die gesetzliche Regelung des § 15(3) NABEG, wonach die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bundesfachplanung (nach § 12 NABEG) keine Außenwirkung besitzt und nach deren Satz 2 eine gerichtliche Überprüfung nur im Wege eines Rechtsbehelfs gegen die spätere Ausbaumaßnahme möglich sein soll, auf den Prüfstand des Verfassungsrechts ergibt sich, dass nach Maßgabe der Art. 14(1)1 und Art. 19(4)1 GG eine justizielle Kontrolle als defizitär charakterisiert werden muss, wenn sie zu einem Zeitpunkt stattfindet, an dem eine ergebnisoffene Prüfung aller Entscheidungsvoraussetzungen illusorisch ist. Der Rechtfertigungsdruck, unter den die Vorschrift des § 15(3) NABEG somit gerät, erhöht sich signifikant, wenn man die Entwicklungen des Unionsrechts einbezieht.

Die beiden Judikate des *EuGH* zum "*Slowakischen Braunbären*" belegen, dass das Effizienzgebot, soweit eine unionsrechtlich determinierte Fallkonstellation gegeben ist, durch die Warte Luxemburgs eine Verdoppelung erfährt: Die Mitgliedstaaten sind aufgerufen, die jeweiligen nationalen Verfahrensstrukturen für Klagen so anzulegen, dass sie so weit als möglich mit den Geboten der Grundrechtecharta der EU – insbesondere mit deren Art. 47 – sowie der Århus Konvention – insbesondere mit deren Art. 9 – in Einklang stehen. Und genau dieser Forderung wird die Norm des § 15(3) NABEG nicht gerecht: Es ist vor dem Hintergrund des Gebotes effektiven Rechtsschutzes nicht hinnehmbar, dass die Bundesfachplanung *de jure* erst und nur im Rahmen eines Rechtsbehelfsverfahrens gegen die Zulassungsentscheidung der Ausbaumaßnahme justizibel ist; auf diese Weise ist nämlich *de facto* eine wirksame Kontrolle nicht mehr zu gewährleisten.

³³⁰ Zu neuen Verfahren im Umweltrecht im Allgemeinen und zu den beiden "*Braunbär*"-Judikaten im Speziellen vgl. [Sobotta 2017].

³³¹ Vgl. zusammenfassend [Klinger 2017, S. 90-91].

³³² Zur europarechtskonformen Auslegung des § 42(2) VwGO vgl. *BVerwG*, Urteil v. 05.09.2013, ECLI:DE:BVerwG:2013:050913U7C21.12.0.

Der 4. Senat des Bundesverwaltungsgerichts hat sich in der Klage des Freistaats Thüringen gegen die Bundesnetzagentur wegen der Nichtberücksichtigung einer vom Land vorgeschlagenen Alternativtrasse im Bundesfachplanungsverfahren mit der Zulässigkeit von Rechtsbehelfen gegen die Bundesfachplanungsentscheidung befasst.³³³ Die Klage hat sich allerdings nicht unmittelbar gegen die Bundesfachplanungsentscheidung gerichtet, eine solche war noch gar nicht ergangen. Insoweit ist der dort entschiedene Fall mit dem hier vorliegenden Sachverhalt nicht zu vergleichen. Das Bundesarbeitsgericht hat entschieden, dass mitten im Bundesfachplanungsverfahren Klagen mit dem Ziel, eine Änderung des Verfahrens zu erlangen nicht zulässig sind.³³⁴ Zur Grundsatzfrage, ob überhaupt Klagen gegen die Bundesfachplanungsentscheidung zulässig sind, hat sich der Senat nicht geäußert, sodass diese Frage noch immer offen ist.³³⁵

Die Folge ist, dass entgegen der gesetzlichen Regelung des § 15(3)2 NABEG eine Klage gegen die Bundesfachplanungsentscheidung grundsätzlich statthaft ist.

8.4.2 Anwendung des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes (UmwRG)

Auch das Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz³³⁶ steht einer solchen Klage nicht entgegen, obgleich in dessen § 1(1)3 mit einem Verweis auf § 15(3)2 NABEG eine hier vorliegende 'Umweltklage' gegen die Bundesfachplanungsentscheidung vom Gesetzgeber ausgeschlossen werden sollte. Ein Ausschluss dieser im Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz vorgesehenen besonderen Klage (speziell – wie hier – bei Zulassungsentscheidungen mit Umweltverträglichkeitsprüfung) hätte prohibitiv jede Klage gegen die Bundesfachplanungsentscheidung ausgeschlossen. Dies hätte unter anderem auch zur Folge gehabt, dass Klagen von anerkannten Umweltverbänden, die bei Umweltklagen ohne Verletzung von eigenen Rechten sämtliche Umweltvorschriften zu rügen berechtigt sind, nicht möglich gewesen wären. Ist allerdings der in Bezug genommene § 15(3)2 NABEG nicht anwendbar, so läuft das Verbot leer und ist wirkungslos und steht einer Umweltklage nicht entgegen.

³³³ Vgl. BVerwG, Beschluss vom 06.11.2019, Az. BVerwG 4 A 2.19, (Hauptsache-Entscheidung "*Thüringen-Klage*").

³³⁴ Wegen § 44a VwGO.

³³⁵ BVerwG, Beschluss vom 09.05.2019 Az. BVerwG 4 VR 1.19 (Eilverfahren "*Thüringen-Klage*") und vgl. BVerwG, Beschluss vom 06.11.2019, Az. BVerwG 4 A 2.19, Hauptsache-Entscheidung "*Thüringen-Klage*".

³³⁶ Gesetz über ergänzende Vorschriften zu Rechtsbehelfen in Umweltangelegenheiten nach der EG-Richtlinie 2003/35/EG in der Bekanntmachung vom 23.08.2017 (BGBl I, S. 3290).

8.4.3 Klagebefugnis und Klageinhalte

Klageberechtigt sind neben den gemäß § 3 UmwRG anerkannten Umweltverbänden sämtliche natürlichen und juristischen Personen (des Privatrechts und des öffentlichen Rechts), d.h. Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen jeglicher Rechtsform sowie Kommunen mit ihren privatisierten Beteiligungsgesellschaften sowie sonstige Körperschaften und rechtsfähigen Stiftungen, die in ihren Rechten verletzt sind³³⁷.

Schon Verfahrensfehler mit einem gewissen Gewicht können von Klägern geltend gemacht werden, zum Beispiel wenn die betroffene Öffentlichkeit gesetzeswidrig nicht ordnungsgemäß am Entscheidungsprozess beteiligt worden ist. Bei bestimmten Voraussetzungen ist der Bescheid nicht nur für rechtswidrig zu erklären, sondern aufgrund von Verfahrensfehlern endgültig aufzuheben³³⁸. Dies hätte in jedem Fall zur Folge, dass das fehlerhafte Verfahren wiederholt werden muss. Selbstredend sind natürlich materiell-rechtliche Gesetzesverstöße gegen sämtliche Rechtsvorschriften des Umweltrechts (des Naturschutzrechts, des Wasserrechts, des Bodenschutzrechts etc.) geltend zu machen, soweit diese zu subjektiven Rechtsverletzungen führen können.

8.4.4 Speziell: Energiewirtschaftlicher Bedarf und Planrechtfertigung

Eine wichtige Frage ist, ob mit einer solchen Klage geltend gemacht werden kann, für die vorgesehene Trasse gebe es kein energiewirtschaftliches Erfordernis, wie es im Kap. 9 zusammenfassend dargestellt wird.

(1) Zweck der leitungsgebundenen Stromversorgung

Es geht dabei darum festzustellen, ob mit dem Netzausbau der Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), wie er in dessen § 1(1) geregelt ist, erreicht oder dessen Erfüllung zumindest angestrebt wird. Dort ist als Zweck vorgegeben, dass *"eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität..., die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht"*, erreicht werden soll. Gemäß § 1a EnWG, in dem die Grundsätze des Strommarktes geregelt sind, sollen *"einen Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten, eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sowie die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem (...) die Kosten der Energieversorgung verringern, die Transformation zu einem umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgungssystem ermöglichen und die Versorgungssicherheit gewährleisten"*.

³³⁷ Vgl. § 61 VwGO.

³³⁸ Vgl. § 4 UmwRG.

(2) Ausbaubedarf und Abwägungsgebot

Wesen jeglicher Planung ist, dass der Träger der Planung, soweit er zugleich Vorhabenträger ist, eine Abwägung vornimmt; die Behörde hat die Planung nachzuvollziehen und auf ihre Rechtmäßigkeit zu überprüfen.³³⁹ Abwägung und Planung sind eng miteinander verknüpft. Dabei hat das Abwägungsgebot Verfassungsrang, weil es Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsprinzips ist und die Rechtsstaatlichkeit der Planung sichert. Es gilt auch ohne einfachgesetzliche Konkretisierung. Abwägung bedeutet, dass der Planungsträger die für und gegen eine konkrete Planung sprechenden Belange abzuwägen und in einen gerechten Ausgleich zu bringen hat.

Das *BVerwG* sieht im Bedarf als Teil der Planrechtfertigung eine Vorbedingung der Abwägung. Fehlt es an der Planrechtfertigung, ist eine Abwägung nicht möglich. Erst mit der Bejahung des Bedarfs für eine Planung wird einer der maßgeblichen, wohl der entscheidende für das Vorhaben sprechende Belang eingeführt. Fehlt es am Bedarf für die Planung und damit an der Planrechtfertigung, kann und darf eine Abwägung nicht stattfinden. Das was das *BVerwG* zur Abwägung im Rahmen der Planfeststellung judiziert hat³⁴⁰, gilt auch für die Abwägung in der Bundesfachplanung und speziell in der abschließenden Entscheidung gemäß § 12 NABEG.

Dabei findet die Abwägung selbstredend nicht im 'rechtsfreien' Raum statt. Bei der Gewichtung von Belangen für oder gegen ein Projekt ist der Bedarf selbst ein Teil des Abwägungsprozesses. Bei der Gestaltung eines Stromnetzes spielen gesetzliche Gewichtungsvorgaben eine Rolle, die gemeinhin als Optimierungsgebote angesehen werden, soweit sie nicht grundrechtliche Gewährleistungen sind. Im Energiesektor hat der Gesetzgeber der Bedarfsentscheidung ausdrücklich eine erhöhte Gewichtung zuerkannt. Nach § 1 Satz 3 NABEG ist die Realisierung der vom Netzausbaubeschleunigungsgesetz erfassten Trassen aus "*Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses erforderlich*". Es handelt sich nach der neueren Rechtsprechung um eine "*Abwägungsdirektive*"³⁴¹.

(3) Funktion des Bundesbedarfsplans

Damit erlangt die Befriedigung des energiewirtschaftlichen Bedarfs große Bedeutung, die sich entsprechend in der Abwägung niederschlagen muss. Dass für die im Bedarfsplan enthaltenen Vorhaben die "*energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vorrangige Bedarf*" feststeht, führt aber nicht dazu, dass eine Abwägung praktisch nicht mehr stattfindet. Durch die Aufnahme eines Vorhabens in den Bundesbedarfsplan gibt der Gesetzgeber nur zu erkennen, dass ein besonderes öffentliches Interesse an der Verwirklichung besteht. Die gesetzliche Festlegung des Planungsziels in § 1 Satz 3

³³⁹ [Buus 2018, insb. § 4, S. 179 ff.).

³⁴⁰ BVerwGE 45, S. 309, 312; BVerwGE 48, S. 56, 64; BVerwGE 56, S. 110, 122, 126.

³⁴¹ BVerwGE 143, S. 24; UPR 2013, 277f.

NABEG führt zu einer stärkeren Gewichtung des Bedarfs im Rahmen der Abwägung. Sie ist zwar nicht die Vorwegnahme der Abwägung, sie beeinflusst aber deren Ausgang durch die erhöhte Argumentations- und Überwindungslast der Projektgegner.³⁴²

Daher kann die gesetzliche Bedarfsfeststellung im Bundesbedarfsplan auch nicht als Legalplanung angesehen werden. Der Gesetzgeber erteilt mit der Bedarfsfestlegung einen Planungsauftrag für die Verwaltung, ohne dass dadurch die konkrete Entscheidung über die Zulassung des Vorhabens im Sinne von unumstößlichen Planungsleitlinien und Grenzen der Abwägung präjudiziert ist, wie das *BVerwG* mehrfach entschieden hat.³⁴³

Wie diese eingeschränkte Bindungswirkung der gesetzlichen Festlegungen rechtsdogmatisch einzuordnen ist, gilt noch immer als ungelöstes Problem. Festzuhalten ist im Ergebnis aber, dass der Vorhabenträger und die Bundesnetzagentur die Erfüllung des Bundesbedarfsplans vorrangig anzustreben haben, der Bedarf und dessen Befriedigung ist aber abwägungsrelevanter Belang. Das bedeutet zum einen, dass Projekte bei erheblichem gegenläufigem Abwägungsmaterial zum Beispiel an zwingenden naturschutzrechtlichen oder wasserrechtlichen Vorgaben noch scheitern können.³⁴⁴ Zum anderen hat dies zur Folge, dass der gesetzlich im Bundesbedarfsplan festgelegte Bedarf in gravierenden Einzelfällen infrage gestellt ist, zum Beispiel wenn sich nachträglich herausstellt, dass die Faktenlage sich heute gänzlich anders als beim Erlass des Bundesbedarfsplans darbietet.

(4) Fazit

Damit ist als Fazit festzuhalten: Die Bundesfachplanung enthält eine Abwägungsentscheidung, weil sie unbestritten raumplanerisch verbindlich den Trassenkorridor festlegt. Damit handelt es sich um eine Abwägungsentscheidung, bei der die Bedarfsplanung nach dem Bundesbedarfsplangesetz einen Belang von überragendem öffentlichem Interesse darstellt, der sich gegenüber den Erfordernissen der Raumordnung und sonstigen auf dieser Ebene beachtlichen Belangen durchsetzen muss und meist auch kann. Durch die Angabe der Netzverknüpfungspunkte werden bereits räumliche Vorfestlegungen in Gestalt der Scheitelpunkte der Ellipsen, welche die Zahl der möglichen Trassen enthalten, getroffen. Die Vorschrift von § 1 Satz 3 NABEG enthält eine relative Gewichtungsvorgabe für Bundesbedarfsplan-Vorhaben. Die Bedarfsfestlegung ist damit ein Belang, der in Bezug zu setzen ist zu natur-, habitat- und artenschutzrechtlichen Anforderungen. Die gesetzliche Bedarfsplanung verschafft also einem Vorhaben auf allen Planungsebenen Privilegien und Erleichterungen und kann damit rechtliche Hindernisse aus dem Weg räumen, die seiner Verwirklichung entgegenstehen.

³⁴² Vgl. [Buus 2018, S. 224 f.].

³⁴³ BVerwG 98, S. 339, 346 f.; BVerwG 100, S. 238, 254 f.; BVerwG 100, S. 370, 384; BVerwG 100, S. 388, 390; BVerwG 120, S. 1, 4.

³⁴⁴ [Buus 2018, S. 180].

Mit der Aufnahme in den Bedarfsplan ist aber nur bis zur Abwägungsentscheidung der Bedarf festgestellt. Änderungen können sich im Bundesfachplanungsverfahren und im Planfeststellungsverfahren zum Beispiel aufgrund neuer gravierender Tatsachen ergeben und auch von erforderlichen Rücksichtnahmen wegen beachtlicher in der Abwägung entgegretender Belange.

8.5 Ergebnis

Zusammenfassend ist festzustellen, dass entgegen der gesetzlichen Regelung des § 15(3) NABEG eine Klage gegen die Bundesfachplanungsentscheidung statthaft ist.³⁴⁵ Sie kann innerhalb eines Jahres nach deren Erlass beim Bundesverwaltungsgericht ohne Widerspruchsverfahren erhoben werden.³⁴⁶

Um den Eintritt der Folgewirkungen mit Veränderungssperren und Voruntersuchungen auf Grundstücken etc. zu vermeiden, ist auch ein Eilantrag zu stellen, der das Ziel hat, noch vor einer Hauptsacheentscheidung über die Klage klären zu lassen, dass Beeinträchtigungen der Rechtspositionen von betroffenen Kommunen, Bürgerinnen und Bürgern sowie Umweltverbänden durch Veränderungssperren der Bundesnetzagentur, Beschädigungen von Gebäuden und Grundstücken bei Voruntersuchungen und Beeinträchtigungen von Fauna und Flora durch den Übertragungsnetzbetreiber bis zu einer Hauptsacheentscheidung nicht zulässig sind.

Abzugrenzen hiervon sind Rechtsbehelfe, die sich konkret gegen die Anordnung von Veränderungssperren richten, und Rechtsstreitigkeiten mit dem Vorhabenträger über Betretensrechte, Zerstörungen auf dem Grundstück sowie Schadenersatz für diese zum Teil schwerwiegenden Nachteile und Beeinträchtigungen. Diese sind gesondert vor den zuständigen Gerichten auszufechten, zum Teil vor den Zivilgerichten. Auch die rechtliche Aufarbeitung strafrechtlicher Folgen aufgrund unberechtigten Handelns der Beteiligten ist isoliert zu betrachten und betrifft Polizei und Staatsanwaltschaft als Verfolgungsbehörden sowie die Strafjustiz, falls es zu Anklagen kommt.

³⁴⁵ Die Entscheidung des BVerwG – 4. Senat – zur *"Thüringen-Klage"* hat die hier aufgeworfene Fragestellung nicht berührt. Beschluss vom 09.05.2019 – BVerwG 4 VR 1.19E-CLI:DE:BVerwG:2019:090519B4VR1.19.0.

³⁴⁶ § 50(1) Nr. 6 VwGO.

9 Zusammenfassung

Der von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzentwicklungsplan bildet die Grundlage für die Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes. Zur Vermeidung von kostenintensiven Fehlinvestitionen erscheint deshalb eine Bewertung des Netzentwicklungsplans dringlich.

Teil I – Netzentwicklungsplan

Die installierte Kraftwerksleistung aus erneuerbaren Energien soll bis 2035 auf 223 GW verdoppelt werden, mehr als dreimal so viel wie die durchschnittliche Stromnachfrage von dann 63 GW. ► **Tab. 2.1/Tab. 3.4**

Der Netzentwicklungsplan sieht bis 2035 einen Netzausbau von fast **18.000 km** mit Investitionskosten von **95 Mrd. €** vor. Die Bundesnetzagentur hält davon einen wesentlichen Teil für erforderlich. ► **Kap. 3.3**

Der Netzausbau ist ganz überwiegend für den Stromexport von Leistungsüberschüssen erforderlich. Für Leistungsdefizite (Dunkelflaute) hingegen ist laut Bundesnetzagentur typischerweise kein Netzausbau erforderlich. ► **Kap. 3.4**

Teil II – Verringerung des erforderlichen Netzausbaus

Die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten ist ein schwerer methodischer Fehler des Netzentwicklungsplans, der zu einem signifikant überhöhten Netzausbau führt und damit die gesamte Bedarfsanalyse des aktuellen Netzentwicklungsplans fragwürdig macht: ► **Kap. 5**

Bei der Netzausbauplanung müssen Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan berücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen. Dies wird im Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigt. ► **Kap. 5.1**

Die Netzausbaukosten bleiben im Netzentwicklungsplan unberücksichtigt, woraus ein überhöhter Netzausbau resultiert. Das im Netzentwicklungsplan verwendete Marktmodell muss zukünftig zwingend die Kosten des Netzausbaus berücksichtigen. ► **Kap. 5.2**

Eine Kosten-Nutzen-Analyse wird vom Netzentwicklungsplan **nicht** durchgeführt, obwohl sie vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E in Abstimmung mit der EU zwingend gefordert wird. ► **Kap. 5.2.3**

Die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem überhöhten Netzausbau und damit zu überhöhten Stromkosten und Strompreisen. Dies steht im klaren Widerspruch zum Clean Energy for all Europeans Package (CEP) der EU. ► **Kap. 5.3**

Eine dezentrale Stromerzeugung wird wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten systematisch benachteiligt, wodurch eine kostengünstige und umweltfreundliche Energiewende behindert wird. ► **Kap. 5.4**

Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, die im Netzentwicklungsplan ganz überwiegend unberücksichtigt bleiben: ► **Tab. 6.1**

Verringerung der Leistungsüberschüsse

Der Netzentwicklungsplan unterlässt eine Optimierung zwischen den Kosten einer Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken und den Kosten für den Netzausbau, was zu einem überhöhten Netzausbau führt. ► **Kap. 6.1**

Im Netzentwicklungsplan erfolgt keine Berücksichtigung der durch Power-to-Gas eingesparten Netzausbaukosten und deshalb keine marktgetriebene Nutzung von Power-to-Gas zur Verringerung des Netzausbaus. ► **Kap. 6.2.2**

Durch erneuerbare Gaserzeugung ist eine erhebliche Verringerung des Netzausbaus möglich. Jedes Kilowatt Überschussstrom, das an der Küste in erneuerbares Gas umgewandelt wird, verringert den Netzausbau nach Süden um bis zu einem Kilowatt. Durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsüberschüssen statt Bau von SuedLink und SuedOstLink können Investitionskosten von 9 Mrd. € eingespart werden. ► **Kap. 6.2.4**

Das enorme und kostengünstige Potenzial der Nutzung von EE-Überschussstrom in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen zur Verringerung der Leistungsüberschüsse und damit zur Verringerung des Netzausbaus bleibt im Netzentwicklungsplan völlig unberücksichtigt. ► **Kap. 6.3**

Erhöhung der Übertragungsleistung des bestehenden Stromnetzes

Eine kontinuierliche Messung der Leiterseiltemperatur statt des derzeitigen witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs kann eine noch bessere Auslastung des bestehenden Stromnetzes ermöglichen und damit eine stärkere Verringerung des Netzausbaus. Zudem wird dadurch die Versorgungssicherheit erhöht. ► **Kap. 7.1**

Würden die Einspeisungen von Wind und Sonne je Anschlussknoten gemeinsam und dazu noch in Kombination mit dem lokalen Verbrauch betrachtet, würde deutlich weniger EE-Leistung abgeregelt werden müssen und zugleich deutlich weniger Netzausbaubedarf resultieren. ► **Kap. 7.2.1**

Bei der Netzausbauplanung wird eine Abregelung von Einspeisespitzen nur bei erneuerbaren Energien berücksichtigt, nicht aber bei konventionellen Kraftwerken. Dies erhöht den Netzausbaubedarf. ► **Kap. 7.2.1**

Der Netzausbau kann durch Berücksichtigung einer **störungsorientierten** Abregelung von Einspeisespitzen noch stärker verringert werden als bei der im Netzentwicklungsplan berücksichtigten **generellen** Abregelung von Einspeisespitzen.

► **Kap. 7.2.3**

Entgegen der gesetzlichen Regelung des § 15(3) NABEG ist eine Klage gegen die Bundesfachplanungsentscheidung statthaft. Sie kann innerhalb eines Jahres nach deren Erlass beim Bundesverwaltungsgericht ohne Widerspruchsverfahren erhoben werden.

► **Kap. 8.5**

Fazit

- Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem signifikant überhöhten Netzausbau und macht damit die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig.
- Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, die im Netzentwicklungsplan ganz überwiegend unberücksichtigt bleiben.

"Statt Netzausbaubeschleunigungsgesetzen benötigen wir eine beschleunigte Überprüfung und Anpassung der Netzausbaubedarfe", so Prof. Dr. Claudia KEMFERT vom DIW in Berlin.

Quellen

[BayWiMi 2016]

Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, Februar 2016.

http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Publikationen/2015/2015-21-10-Bayerisches_Energieprogramm.pdf (06.02.2020)

[Baumann/Brigola 2017]

Baumann W, Brigola A: Von Garzweiler nach Århus – der Netzausbau und das Gebot unmittelbaren Rechtsschutzes. Deutsches Verwaltungsblatt – DVBl, Heft 20/2017, S. 1385-1390.

[Bayern 2019]

Energie und Klima. 7. Monitoring der Energiewende. Prognos AG, erstellt im Auftrag der Vereinigung der bayerischen Wirtschaft e.V. – vbw, Januar 2019.

https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2019/Downloads/vbw_Studie_7_Monitoring-der-Energiewende_Januar_2019.pdf (06.02.2020)

[BDEW 2019]

Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW, 12. Dezember 2019.

<https://www.bdew.de/energie/stromerzeugung-und-verbrauch-deutschland/> (05.02.2020)

[Behnert/Hartke/Bruckner 2018]

Behnert M, Hartke A, Bruckner T: Spannungsfeld Netzstabilität – Lehren aus vergangenen Blackouts für eine sichere zukünftige Stromversorgung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen – et, Heft 9/2018.

[Berkemann 2013]

Berkemann J: Die Klagebefugnis nach der Aarhus-Konvention – Berkemann zum Urteil des EuGH vom 08. März 2011. Deutsches Verwaltungsblatt – DVBl, Heft 18/2013, S. 1137-1148.

<https://research.wolterskluwer-online.de/news/0fb1dcc8-fb77-3617-b6cf-5d45eb19f5d9> (06.02.2020)

[BFS 2019]

Feldbelastung durch Hochspannungsleitungen: Freileitungen & Erdkabel. Bundesamt für Strahlenschutz – BFS, Salzgitter, 2019.

http://www.bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/basiswissen/feldbelastungen/feldbelastungen_node.html (06.02.2020)

[BFS 2019a]

Elektromagnetische Felder. Grenzwerte für ortsfeste Niederfrequenz- und Gleichstromanlagen. Bundesamt für Strahlenschutz – BFS, Salzgitter, 2019.
http://www.bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/schutz/grenzwerte/grenzwerte.html;jsessionid=DAC45F40D7ECFB9F6BD06262D9291F9D.1_cid339 (06.02.2020)

[BMWi 2014]

Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12, Abschlussbericht, E-bridge, IAEW, Offis. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 12. September 2014.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (06.02.2020)

[BNetzA 2015a]

Bedarfsermittlung 2024: Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Februar 2015.
http://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_BNetzA-VorlErg.pdf (06.02.2020)

[BNetzA 2016]

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, April 2016.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (29.01.2020)

[BNetzA 2018]

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 27. April 2018.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (06.02.2020)

[BNetzA 2018a]

Diskussionspapier Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 13. Mai 2018.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.html (06.02.2020)

[BNetzA 2019]

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. April 2019.

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (06.02.2020)

[BNetzA 2019a]

Bericht über die Mindesterzeugung 2019. Berichtszeitraum 2016-2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Stand: 07. Oktober 2019.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html (06.02.2020)

[Brakelmann/Jarass 2018]

Brakelmann H, Jarass LJ: Wissenschaftliches Gutachten zu 380-kV-Freileitungen in Ostholstein: Notwendigkeit und Alternativen, unter besonderer Berücksichtigung von Erdkabelösungen. Überarbeitete Fassung, 05. Januar 2018.

[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-erd-kabel-fuer-den-netzausbau-hoehchstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten> (06.02.2020)

[Brakelmann/Jarass 2019a]

Brakelmann H, Jarass LJ: Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030. Szenario für erneuerbare Energien und erste Ergebnisse. Zeitschrift für Neues Energierecht – ZNER, Heft 1/2019, S. 1-7.

[Bunge 2014]

Bunge T: Zur Klagebefugnis anerkannter Umweltverbände. Zeitschrift für Umweltrecht – ZUR, Heft 1/2014, S. 3ff.

[Bunge 2015]

Bunge T: Der Rechtsschutz in Umweltangelegenheiten in Deutschland – Stand und offene Fragen. Zeitschrift für Umweltrecht – ZUR, Heft 10/2015, S. 531ff.

[Buus 2018]

Buus M: Bedarfsplanung durch Gesetz. Unter besonderer Berücksichtigung der Netzbedarfsplanung nach dem EnWG. Nomos Verlag, 2018.

<https://www.nomos-shop.de/Buus-Bedarfsplanung-Gesetz/productview.aspx?product=35020> (06.02.2020)

[Calliess/Ruffert 2016]

Calliess C, Ruffert M (Hrsg): EUV/AEUV, mit Europäischer Grundrechtecharta, Kommentar. Beck-Verlag, München, 5. Aufl. 2016.

https://www.beck-shop.de/Calliess-Ruffert-EUV_AEUV/product/15520909?adword=google&gclid=CjwKCAiAj-_xBRBjEiwAmRbqYvlS5TWsBpvKGM04zG11rn58I7afTp89-zp21nEAy9SxhKChRrO37hoClJgQAvD_BwE (06.02.2020)

[Dena 2010]

Dena-Netzstudie-II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Deutsche Energieagentur – Dena, Berlin, November 2010.

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF (06.02.2020)

siehe auch Fischer W: Was können Hochtemperaturleiterseile leisten? Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, Tagung der Bundesnetzagentur, 09. Juli 2010.

[Energiedepesche 2019]

Ortstermin: Kohleausstieg im Kieler Wärmenetz. Bund der Energieverbraucher, Unkel, Energiedepesche, Heft 3/2019.

[ENTSO-E 2010]

Ten-year Network Development Plan 2010-2020. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Paris, 28 June 2010.

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf (06.02.2020)

[ENTSO-E 2018]

2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels. FINAL – Approved by the European Commission, 27 September 2018.

<https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf> (06.02.2020)

[EU 2019]

Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet. Commission of the European Union, Brussels, 22 May 2019.

https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en (06.02.2020)

[FNN 2017]

Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, Berichtsjahr 2016. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE, Frankfurt am Main, 2017.

[Gas-Fernleitungsnetz 2017]

Erdgasversorgung in Deutschland. Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick. Stand Februar 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, 2019.

<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html> (06.02.2020)

[Hanke 2019]

Hanke S: Stromnetz ohne doppelten Boden. Tagesspiegel Background Energie, 24. September 2019.

<https://background.tagesspiegel.de/stromnetz-ohne-doppelten-boden> (06.02.2020)

[Heß 2019]

Heß F (Hrsg.): Umwelt- und Planungsrecht in Zeiten des Klimawandels, Königshausen & Neumann, Würzburg, 2019.

[Hirschhausen 2018]

Hirschhausen C et al. (Hrsg): Energiewende "Made in Germany": Low Carbon Electricity Sector Reform in the European Context. Springer International Publishing, 2018 (co-editors: Gerbaulet C, Kemfert C, Lorenz C, and Oei PU).

[Icha 2019]

Icha P: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2018. Im Auftrag des Umweltbundesamtes – UBA, Dessau-Roßlau, März 2019.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-10_cc_10-2019_strommix_2019.pdf (06.02.2020)

[IHK 2019]

Positionspapier zu den Eckpunkten einer norddeutschen Wasserstoff-Strategie. IHK Nord, Hamburg, 05. Juni 2019.

<https://www.ihk-nord.de/blob/ihknord/downloads/4500758/0ca17dbe9ff1b39527f85380512d306f/20190807-positionspapier-wasserstoff-data.pdf> (06.02.2020)

[Jarass/Nießlein/Obermair 1989]

Jarass L, Nießlein E, Obermair GM: Von der Sozialkostentheorie zum umwelt-politischen Steuerungsinstrument – Boden- und Raumbelastung von Hochspannungsleitungen. Nomos-Verlag, Baden-Baden, 1989.

<http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/189-boden-und-raumbelastung-von-hochspannungsleitungen> (06.02.2020)

[Jarass/Obermair/Voigt 2009]

Jarass LJ, Obermair GM, Voigt W: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009.

http://www.jarass.com/home/index.php?option=com_content&view=article&id=373%3A-windenergie-zuverlaessige-integration-in-die-energieversorgung&catid=40%3Aenergie-a&Itemid=78&lang=de (06.02.2020)

[Jarass/Obermair 2012]

Jarass LJ, Obermair GM: Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, August 2012.

<http://www.jarass.com/home/index.php/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzausbau-erfordert-die-energie-wende> (06.02.2020)

[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> (06.02.2020)

[Kemfert 2019]

Kemfert C: Je mehr Prosumer, desto besser. Nachdruck aus Solarzeitalter, Heft 2/2014. Zeitschrift für Neues Energierecht – ZNER, Heft 4/2019, S. 303/304.

[Kemfert/Gerbaulet/Hirschhausen 2016]

Kemfert C, Gerbaulet C, Hirschhausen C: Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende: Eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016. DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 112, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – DIW, Berlin, 2016.

<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/142790/1/861870999.pdf> (06.02.2020)

[Klimaschutz 2020]

Oei PY, Kendziorowski M, Herpich P, Kemfert C, Hirschhausen C: Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist. DIW Kompakt, Nr. 148. Berlin, 2020.

https://www.diw.de/de/diw_01.c.725622.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2020_0148/klimaschutz_statt_kohleschmutz__woran_es_beim_kohleausstieg_hakt_und_was_zu_tun_ist.html (06.02.2020)

[Klimaschutzplan 2016]

Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit – BMUB, Berlin, November 2016.

https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf (06.02.2020)

[Klimaschutzprogramm 2019]

Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Bundesregierung, Berlin, 20. September 2019.

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975202/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1> (06.02.2020)

[Klimaschutzprogramm 2019a]

Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bundesregierung, Berlin, 08. Oktober 2019.

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578> (06.02.2020)

[Klinger 2017]

Klinger R: Freispruch auf Bewährung: Der Umweltrechtsschutz im Fokus des Völkerrechts. Zeitschrift für Umweltrecht – ZUR, Heft 11/2017, S. 86ff.

[Kment 2015]

Kment M: Bundesfachplanung von Trassenkorridoren für Höchstspannungsleitungen. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht – NVwZ, 2015, S. 616-626.

[Knappe 2016]

Knappe L: Gestufter Netzausbau und Bundesfachplanung im Spannungsfeld des effektiven Rechtsschutzes. Deutsches Verwaltungsblatt – DVBl, Band 131, Heft 5/2016, S. 276-284, online erschienen am 20.03.2016.

<https://www.degruyter.com/view/j/dvbl.2016.131.issue-5/dvbl-2016-0506/dvbl-2016-0506.xml> (06.02.2020)

[Koalitionsvertrag 2018]

Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, Berlin, 12. März 2018.

https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1 (26.09.2019)

[Kohleausstieg 2019]

Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung. Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, Januar 2019.

https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile (06.02.2020)

[Kohleausstieg Eckpunkte 2019]

Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission 'Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung' für ein 'Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen'. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 22. Mai 2019.

https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-strukturwandel.pdf?__blob=publicationFile&v=16 (06.02.2020)

[Kohleausstieg Gesetzgebung 2019]

Rahmen und nächste Schritte für die Kohleausstiegsgesetzgebung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 03. Juli 2019.

<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/rahmen-und-naechste-schritte-kohleausstiegsgesetzgebung.html> (06.02.2020)

[Landmann/Rohmer 2016]

Landmann R, Rohmer G (Hrsg.): Umweltrecht, Kommentar, 81. Ergänzungslieferung, Beck-Verlag, München, 2016.

[Moench/Ruttloff 2014]

Moench C, Ruttloff M: Rechtsschutzgarantie und Bundesfachplanung. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht – NVwZ, Heft 14/2014, S. 897-901.
https://www.zentralbibliothek.elk-wue.de/fileadmin/mediapool/einrichtungen/E_Zentralbibliothek/dokumente/zs_inhalt/OKR/NVwZ/14_14.pdf (06.02.2020)

[NEP 2022/2]

Netzentwicklungsplan Strom 2012 (Zieljahr 2022). 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. August 2012.

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf (06.02.2020)

[NEP 2025/S]

Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 19. Dezember 2014.

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/szenariorahmen_2025_genehmigung.pdf (06.02.2020)

[NEP 2025/2]

Netzentwicklungsplan Strom 2025 (Zieljahr 2025), Version 2015, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 29. Februar 2016.

<http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-zweiter-entwurf> (06.02.2020)

[NEP 2017-2030/Offshore]

Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 02. Mai 2017.

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2030_2_Entwurf_Teil1.pdf (06.02.2020)

[NEP 2019-2030/S]

Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 15. Juni 2018.

https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile (06.02.2020)

[NEP 2019-2030/1]

Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030, Version 2019, 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 04. Februar 2019.

<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019> (06.02.2020)

[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 (06.02.2020)

[NEP 2019-2030/2, Systemstabilität]

Bewertung der Systemstabilität. Begleitdokument zum 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_2Entwurf_Systemstabilitaet_1.pdf (06.02.2020)

[NEP 2019-2030/vP]

Bedarfsermittlung 2019-2030. Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 06. August 2019.

https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP_2019-2030_vorlaeufige_Pruefungsergebnisse.pdf (06.02.2020)

[N-ERGIE 2019]

Energieversorgung 2019, HGÜ-Trassen, erneuerbare Energien und Speichertechnologien. N-ERGIE, Nürnberg. Fachtagung Klimawandel und Umweltrecht, Würzburg, 19. Juli 2019.

[Neumann 2019]

Neumann W: Leserbrief an die ZEIT zu den Beiträgen von Kemfert C: Falsch verkabelt vom 14. August 2019 und Homann J: So einfach ist es nicht! vom 21. August 2019.

[Nolde/Zander 2019]

Nolde A, Zander W: Sanfter Abschied von der Kupferplatte. Zeitung für kommunale Wirtschaft – ZfK, München, Heft 2/2019, S. 15.

https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2019/ZfK_Abschied-von-der-Kupferplatte.pdf (06.02.2020)

[Posser/Wolff 2014]

Posser H, Wolff HA (Hrsg.): Verwaltungsgerichtsordnung – VwGO. Beck-Verlag, München, 2. Auflage, 2014.

[Power-to-Gas 2019]

Strategieplattform Power-to-Gas, Projektkarte Power-to-Gas. Deutsche Energie-Agentur GmbH – dena, Berlin, 2019.

<https://www.powertogas.info/projektkarte/> (06.02.2020)

[Power-to-Gas 2019a]

Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland, Stand April 2019. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. – DVGW, Technisch-wissenschaftlicher Verein, Bonn, 2019.

<https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energiewende/power-to-gas/> (06.02.2020)

[Power-to-Gas 2019b]

Wasserstoffbasierte Speicherkette geschlossen. Die Stadtwerke Haßfurt meistern einen 100-Prozent-Ökostromanteil mit einer Power-to-Gas-Anlage und einem neuartigen Wasserstoff-BHKW. Energy 4.0, Publish-Industry Verlag, München, 29. August 2019.

https://www.industr.com/de/wasserstoffbasierte-speicherkette-geschlossen-2382142?sc_ref_id=784729557&sc_usergroup=1221&utm_source=newsletter&utm_medium=E40&utm_campaign=2019-41-280 (06.02.2020)

[Schlacke 2011]

Schlacke S: EuGH: Recht von Umweltverbänden auf Zugang zu einem Überprüfungsverfahren, Anm. zu EuGH Rs. C-115/09. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht – NVwZ, 2011, S. 804ff.

[Schlacke 2014]

Schlacke S: Zur fortschreitenden Europäisierung des (Umwelt-)Rechtsschutzes. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht – NVwZ, Heft 1-2/2014, S. 11ff.

[Schöpf 2017]

Schöpf M: Das neue Planungsrecht der Übertragungsnetze – Vorgaben des deutschen und europäischen Rechts. Veröffentlichungen des Instituts für Energie- und Regulierungsrecht e.V. – ENREG, Berlin, Band 60, 2017.

[Schwintowski 2019]

Schwintowski HP: Enteignung oder Gemeinwohl? VGB PowerTech, Heft 7/2019, S. 45-50.

[SHZ 2018]

Mehr Dänen-Strom durch Netze in SH: Verbrauchern blüht neue Milliardenlast. SH:Z, Flensburg, 17. Juli 2018.

[SH-Netz 2019]

Mehr Einspeisung von Grünstrom durch Auslastungsmonitoring. Innovationsbericht 2019. Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn, 2019.

https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Innovation/2019_SHNG_Innovationsbericht_web.pdf (06.02.2020)

[Siebels 2019]

Siebels C: Kommentierung der NEP – Strom Bedarfsermittlung 2019-2030 (BNetzA) vom 06. August 2019, NEP 2019-2030, 02. September 2019.

<https://www.stromnetzberater.net/Referenzen/> (06.02.2020)

[Siemens 2019]

SILYZER 300. Die nächste Dimension der PEM-Elektrolyse (im zweistelligen Megawatt-Bereich). Siemens AG, 2019.

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf> (06.02.2020)

[Sobotta 2017]

Sobotta C: EuGH: Neue Verfahren zum Umweltrecht. Zeitschrift für Umweltrecht – ZUR, 2017, S. 241-247.

[Söder 2019]

Bayerischer Ministerpräsidenten Markus SÖDER. Interview mit dem Handelsblatt, 18. September 2019, S. 5.

[Stagge/Martin/Fricke 2017]

Stagge H, Martin F, Fricke W: Der Weg zu 380-kV-Zwischenverkabelungen. TenneT TSO, Bayreuth. Magazin für die Energiewirtschaft – ew, Heft 11/2017, S. 43-45.

[Stern/Sachs 2016]

Stern K, Sachs M (Hrsg): Europäische Grundrechtecharta. Beck-Verlag, München, 2016.

<https://www.beck-shop.de/stern-sachs-europaeische-grundrechte-charta-grch/product/14778886> (06.02.2020)

[Stern 2017]

Stern M: Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien. Gutachten im Auftrag der PTX-Allianz, Berlin. Institut für Energiespeicher – IFES, Regensburg, Oktober 2017.

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/ptx-allianz-energiewirtschaftl-kurzugutachten.pdf> (06.02.2020)

[Stromgestehungskosten 2018]

Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme, Freiburg, März 2018.

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (06.02.2020)

[TenneT 2018]

Gleichstromverbindungen SuedLink und SuedOstLink: Netzbetreiber starten Ausschreibungen für Erdkabel. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 06. August 2018.

<https://www.tennet.eu/de/news/news/gleichstromverbindungen-suedlink-und-suedostlink-netzbetreiber-starten-ausschreibungen-fuer-erdkabel/> (06.02.2020)

[TenneT 2019]

Manon van Beek, Vorstandsvorsitzende TenneT Holding B.V. Interview mit dem Handelsblatt, 04. Februar 2019, S. 20.

[TenneT 2019a]

Niederländische Regierung will Tennet privatisieren. PV-Magazin, 16. September 2019.

<https://www.pv-magazine.de/2019/09/16/niederlaendische-regierung-will-tennet-privatisieren> (06.02.2020)

[Thüga 2019]

Die Idee ist entfesselt. Plan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen durch den Stadtwerkeverbund Thüga. Neue Energie, Heft 8/2019.

[UBA 2013]

Peter S: Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes – UBA, Dessau-Roßlau, September 2013.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf (06.02.2020)

[Übertragungsnetz 2018]

Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2018.

https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/Planungsgrunds%C3%A4tze.pdf (06.02.2020)

[VDE 2017]

Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze (E VDE-AR-N-4121). Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE, Frankfurt, 22. Juni 2017.

Zu einer Übersicht der Vorschläge siehe <https://idw-online.de/de/news676913> (03.10.2019)

[VDE 2019]

Zellulares Energiesystem. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE, Frankfurt, Mai 2019.

[Wasserelektrolyse 2018]

Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, IndWEDe. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH, Berlin, 2018.

https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf (06.02.2020)

[Wasserstoffnetz 2020]

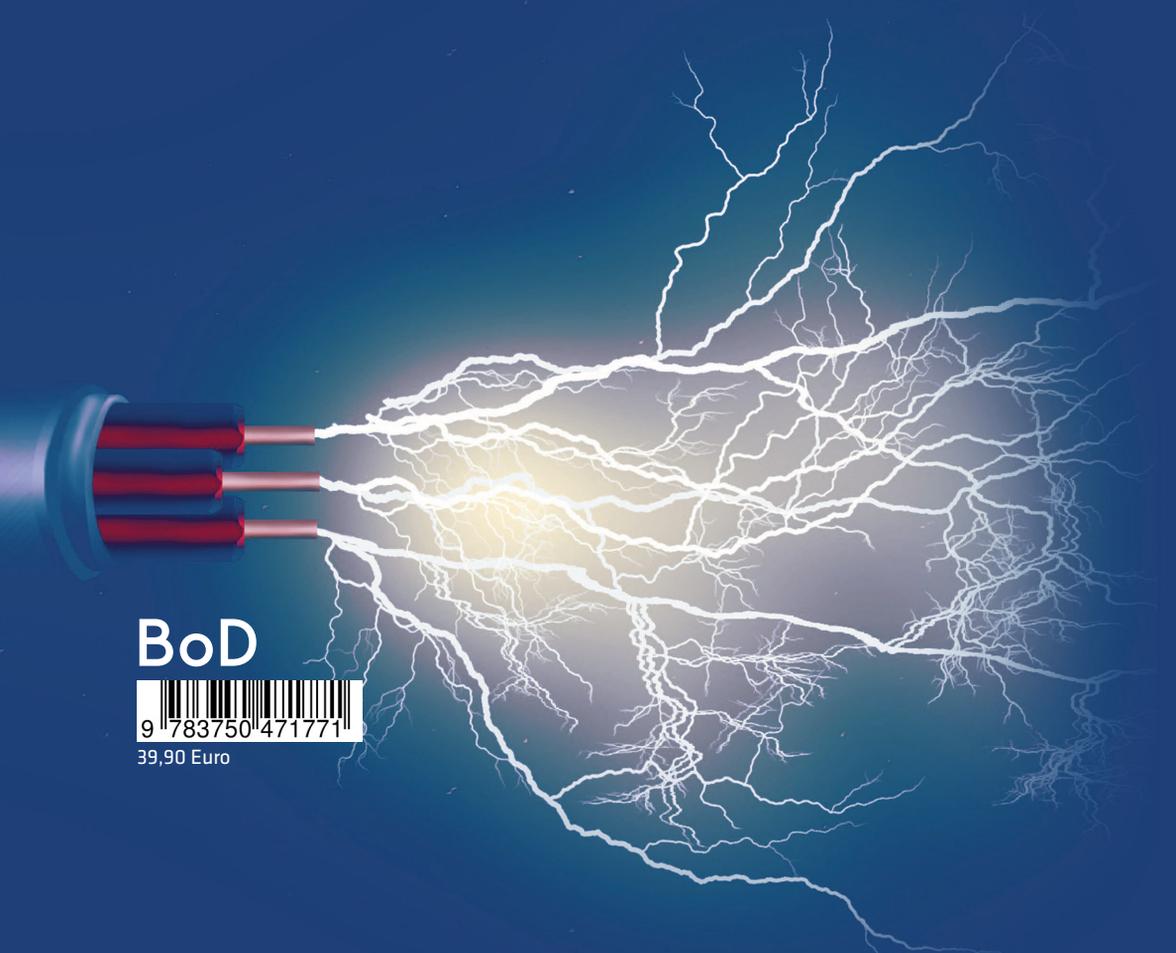
Wasserstoffnetz nimmt Gestalt an. Handelsblatt, 28. Januar 2020, S. 10.

[Zander 2019]

Zander W: Spitzenglättung – der sanfte Abschied von der Kupferplatte. Seminar der Energieagentur NRW, Aufbau von Ladeinfrastruktur – Herausforderungen für Netzbetreiber. 26. März 2019. Siehe hierzu auch [Nolde/Zander 2019].

Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem signifikant überhöhten Netzausbau und macht damit die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig.

Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, die im Netzentwicklungsplan ganz überwiegend unberücksichtigt bleiben.



BoD



39,90 Euro