

Prof. Dr. Lorenz J. **JARASS**

Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg), M.S. (School of Engineering, Stanford University, USA)
mail@Jarass.com, www.Jarass.com

Dipl.-Ing. Carsten **SIEBELS**

Dipl.-Ing. Elektrotechnik (Universität Hannover), Netzberater
kontakt@stromnetzberater.net, www.stromnetzberater.net

D:\2021\ATW\SuedLink, P43\Gutachten\SuedLink, v1.179.docx

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33

Wissenschaftliches Gutachten zu

Ist SuedLink zwingend erforderlich?

Mit einer Zusatzuntersuchung für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43)

Fazit

- Sowohl das Gleichstrom-Erdkabel SuedLink als auch die Drehstrom-Freileitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld sind im Jahr 2030 nur erforderlich, falls seltene Leistungsspitzen gesichert in vollem Umfang transportiert werden sollen.
- Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 lässt entgegen der EU-Vorgaben die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksichtigt, was zu einem überdimensionierten Netzausbau führt.
- Laut Berechnungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind die Kosten von SuedLink größer als sein Nutzen.
- Durch EU-konforme Begrenzungen der Transitleistungen von Skandinavien quer durch Deutschland nach Österreich/Schweiz/Frankreich sind SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nicht mehr erforderlich. Durch diese Begrenzungen wird die Energiemenge der Stromtransite nur um jährlich weniger als 1% verringert.
- Verbrauchsnah installierte Reservekraftwerke sind für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zwingend erforderlich und verringern gleichzeitig den Netzausbaubedarf. Statt verbrauchsnahe Reservekraftwerke einzuplanen, will der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 Defizite durch ungesicherte Stromimporte decken und riskiert so Stromknappheiten und Stromausfälle.

Übersicht

0 Zusammenfassung	3
Gliederung	6
1 Bestehendes und geplantes Stromnetz	9
2 Transportleistungen von SuedLink	15
3 Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung	28
4 Kosten-Nutzen-Analysen von SuedLink.....	40
5 Zusatzuntersuchung zu Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.....	51
6 Ausblick auf den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035	61
Anhang.....	67
7 Modell zur Quantifizierung beim Stromnetzausbau	67
Quellen	84
Gutachter	91

Der Bundesbedarfsplan Strom hat auch in seiner Anfang 2021 aktualisierten Fassung die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf sowohl für das Gleichstrom-Erdkabel SuedLink als auch für die Drehstrom-Freileitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld gesetzlich festgelegt. In diesem Gutachten wird untersucht, ob beide Leitungen zwingend erforderlich sind und mit welchen Maßnahmen ihr Bau vermieden werden kann.

Das Gutachten untersucht ausschließlich energiewirtschaftliche und energietechnische, nicht hingegen juristische Vorgaben und Fragestellungen.

Das Gutachten wurde Ende März 2021 fertiggestellt.

Auftraggeber des wissenschaftlichen Gutachtens sind

- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Landesverband Hessen e.V., Frankfurt
 - Marktgemeinde Burghaun (nördlich von Fulda)
 - ÖkoKreis Wählervereinigung Gemünden, Gemünden am Main
 - Stadt Hünfeld
 - Initiativkreis Netzentwicklungsplanung (IK NEP), Würzburg
 - N-ERGIE, Nürnberg
- sowie die Bürgerinitiativen
- A7 Stromtrasse NEIN, Wasserlosen bei Schweinfurt
 - Bergrheinfeld e.V, Bergrheinfeld bei Schweinfurt
 - Fuldata e.V., Fulda
 - Müll und Umwelt e.V., Poppenhausen bei Schweinfurt
 - Thüringer gegen SuedLink e.V., Gerstungen
 - Werra-Meissner-gegen-SuedLink e.V., Bad Sooden-Allendorf

0 Zusammenfassung

Im Gutachten war zu klären, ob das Gleichstrom-Erdkabel SuedLink sowie die Drehstrom-Freileitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld im Jahr 2030 zwingend erforderlich sind und mit welchen Maßnahmen ihr Bau vermieden werden kann.

(1) Netzentwicklungsplan Strom 2030 fordert teuren Stromnetzausbau

Wenn man stark fluktuierende erneuerbare Energien wie Wind und Sonne immer stärker zur Stromerzeugung nutzt, gibt es immer mehr momentane Stromüberschüsse. Wenn man diese momentanen Stromüberschüsse nicht produktionsnah nutzen oder speichern will, sondern lediglich – wie im Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgesehen – weiträumig transportieren und insbesondere exportieren will, ist hierfür ein großer Netzausbau erforderlich. Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 sieht bis 2030 Netzausbaukosten von 79 Mrd. € vor. ▶ **Kap. 1.2**

(2) Ohne SuedLink nicht transportierbare Energie

(2a) Ohne SuedLink von Schleswig-Holstein nach Süden nicht transportierbare Energie

Falls jede Leistungsspitze in vollem Umfang gesichert transportiert werden soll, sind für den Stromtransport von der SuedLink-Startregion Schleswig-Holstein zusätzliche Transportleitungen nach Süden mit einer gesicherten Transportleistung von etwa 4 GW erforderlich, also etwa so viel, wie sie SuedLink erbringen kann. ▶ **Abb. 2.2**

Durch eine geringfügige Begrenzung von seltenen Leistungsspitzen ist SuedLink nicht mehr zwingend für den Stromtransport von Schleswig-Holstein nach Süden erforderlich. ▶ **Abb. 2.3**

Ohne SuedLink können im Jahr 2030 während 167 Stunden insgesamt ca. 0,14 TWh nicht von Schleswig-Holstein nach Süden transportiert werden. Das sind 0,34% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie von 41,1 TWh. ▶ **Abb. 2.4**

(2b) Ohne SuedLink von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie

Ohne Begrenzung der Transportleistungen entsteht von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg ein erheblicher Netzausbaubedarf, für den im Netzentwicklungsplan Strom 2030 auch der SuedLink vorgesehen ist. ▶ **Abb. 2.5**

Mit einer in Bezug auf die Energiemenge geringfügigen Begrenzung der Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg wäre der SuedLink für den Stromtransport von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg nicht erforderlich. ▶ **Abb. 2.6**

Ohne SuedLink können im Jahr 2030 während 52 Stunden insgesamt 0,06 TWh nicht von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg transportiert werden. Das sind 0,067% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie. ▶ **Abb. 2.7**

(3) Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung ist ohne SuedLink kostengünstiger möglich

Es gibt eine große Zahl von kostengünstigen Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung. Nicht transportierbare Energie kann durch kostengünstige Maßnahmen statt Netzausbau für die Energiewende genutzt werden. ▶ **Kap. 3.1**

Z.B. kann küstennahe Gaserzeugung Leistungsspitzen nutzen, die ohne SuedLink nicht transportierbar sind mit gegenüber SuedLink deutlich niedrigeren Investitionskosten. Bei Finanzierung der Investitionskosten aus den eingesparten Netzausbaukosten ist Wasserstoff bereits heute konkurrenzfähig. Dadurch kann auch die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung in ersten kommerziellen Elektrolyseanlagen kostengünstig umgesetzt werden. ▶ **Kap. 3.2.1**

1 Durch seltene Einschränkungen der Stromimporte aus Skandinavien nach Schleswig-Holstein kann die
2 maximal benötigte Transportleistung und damit der Netzausbau so deutlich reduziert werden, dass SuedLink
3 nicht mehr erforderlich ist. Hierfür muss die jährliche Energiemenge der Stromimporte aus Skandina-
4 vien nur um weniger als 1% reduziert werden. Diese Begrenzung der Stromimporte aus Skandina-
5 vien nach Schleswig-Holstein steht nicht im Widerspruch zur EU-Verordnung 2019/943. ► **Kap. 3.3.2**

6 Durch eine geringe Begrenzung der Stromexporte nach Österreich/Schweiz/Frankreich während 52
7 Stunden kann die von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg benötigte
8 Transportleistung auch ohne SuedLink transportiert werden. ► **Kap. 3.3.3**

9 Durch eine geringfügige Begrenzung des internationalen Stromhandels von deutlich weniger als 1% des
10 ohne Begrenzung möglichen Stromhandels oder durch eine entsprechend geringfügige Reduzierung der
11 Überschussleistung während weniger Stunden im Jahr 2030 im Norden und Osten Deutschlands kann
12 auf SuedLink verzichtet werden. ► **Kap. 3.3.4**

13 Nicht transportierbare Stromüberschüsse resultieren ausschließlich bei sehr hoher Stromerzeugung und
14 deshalb sehr niedrigen Börsenstrompreisen. Wenn diese Stromüberschüsse an der Strombörse verkauft
15 werden, obwohl sie nicht zum Kunden transportiert werden können, werden dadurch unnötige Kosten
16 für den Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung zu Lasten der deutschen Stromver-
17 braucher verursacht. Diese unnötigen Kosten können durch eine Erhöhung der verfügbaren Transport-
18 leistung eingespart werden, wodurch die Notwendigkeit von SuedLink und Mecklar – Dipperz – Berg-
19 rheinfeld begründet wird. Kostengünstige Alternativen bleiben dabei unberücksichtigt. ► **Kap. 3.3.5**

20 Der im Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgesehene großräumige Leistungstransport von bis zu
21 42 GW gefährdet die Versorgungssicherheit. Schon die Unterbrechung von Leistungstransporten mit
22 weniger als 10 GW hat erst kürzlich zu europaweiten Auswirkungen geführt. ► **Kap. 3.3.6**

23 **(4) Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 lässt die Kosten des Netzausbaus** 24 **völlig unberücksichtigt**

25 Aus den EU-Verordnungen ergibt sich keine zwingende Notwendigkeit für SuedLink. ► **Kap. 4.1.1**

26 Neue Verbindungsleitungen dürfen laut EU-Verordnung nur dann gebaut werden, wenn nachweislich
27 der aus dem Netzausbau resultierende Nutzen die Kosten des Netzausbaus übersteigt. ► **Kap. 4.1.2**

28 Das Bundeswirtschaftsministerium konnte auf Nachfrage keine Leitung nennen, für die im Netzentwick-
29 lingsplan Strom 2030 der Nutzen in Bezug zu den Investitionskosten der Leitungen gesetzt wurde.
30 Allein weil Netzausbaumaßnahmen wie SuedLink und Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld technisch ge-
31 eignet sind, die errechneten Spitzenleistungen des Transports von Strom aus erneuerbaren Energien
32 abzudecken, werden sie im Netzentwicklungsplan Strom 2030 als erforderlich ausgewiesen und an-
33 schließend von der Bundesnetzagentur als wirksam und erforderlich bestätigt. ► **Kap. 4.2.1**

34 Aber es fehlen nicht nur die von den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen, der Netz-
35 entwicklungsplan Strom 2030 lässt die Kosten des Netzausbaus – man kann es kaum glauben – bei der
36 Optimierung seiner Netzausbauplanung völlig unberücksichtigt, was zu einem überdimensionierten
37 Netzausbau und unnötig erhöhten Gesamtkosten der Stromversorgung führt. ► **Kap. 4.2.2**

38 Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau bleiben deshalb im Netzentwicklungsplan Strom 2030
39 systematisch unberücksichtigt, insbesondere wird dadurch eine verbrauchsnahe Stromerzeugung be-
40 nachteiligt. ► **Kap. 4.2.3, Kap. 3**

41 Laut Berechnungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) können ohne SuedLink er-
42 hebliche Mengen an erneuerbaren Energien nicht genutzt werden, wodurch zudem ein erheblicher Re-
43 dispatch von Kraftwerken erforderlich wird. Kostengünstigere Alternativen zur Nutzung der erneuerba-
44 ren Energien bleiben dabei allerdings unberücksichtigt, wodurch der Nutzen von SuedLink erheblich
45 überschätzt wird. Trotzdem sind laut diesen Berechnungen im hier relevanten 'Central Scenario National
46 Trends' die Kosten von SuedLink größer als sein Nutzen. ► **Kap. 4.3.1**

(5) Zusatzuntersuchung zu Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld

Ohne SuedLink und zusätzlich **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld können im Jahr 2030 während 204 Stunden insgesamt 0,44 TWh/a nicht transportiert werden. Das sind 0,50% der mit SuedLink und mit Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld transportierbaren Energie. ▶ **Kap. 5.2.1**

Mit SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld können im Jahr 2030 während 38 Stunden insgesamt 0,04 TWh nicht transportiert werden. Das sind 0,05% der mit SuedLink und mit Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld transportierbaren Energie. ▶ **Kap. 5.2.2**

Weder der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 noch der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 zeigen Kosten-Nutzen-Analysen für die geplante 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld. Schon wegen dieses Fehlens der in den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen ist für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld eine zwingende Notwendigkeit nicht belegt. ▶ **Kap. 5.3**

(6) Ausblick auf den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035

Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 prognostiziert ab 2035 einen deutlichen Rückgang der deutschen Stromexporte nach Süden. Dadurch werden zukünftig Nord-Süd-Leitungen weniger wichtig. Selbst wenn in 2030 generell ein Bedarf für SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld bestünde, würde sich dieser Bedarf bis 2035 deutlich verringern. Das zeigt, dass man mit den gezeigten Berechnungen auf der sicheren Seite ist. ▶ **Kap. 6.1**

Bei der im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 für das Jahr 2035 prognostizierten deutschen Jahreshöchstlast von 106 GW resultiert ein Leistungsdefizit von bis zu 40 GW, gut ein Drittel der Jahreshöchstlast. Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 will diese erheblichen Leistungsdefizite durch ungesicherte Stromimporte decken. Im Widerspruch zu der im Energiewirtschaftsgesetz geforderten hohen Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung werden dadurch großräumige Stromknappheiten und Stromausfälle riskiert. Damit wird nicht nur die deutsche Wirtschaft gefährdet, sondern es werden auch Gesundheit und Leben von uns allen bedroht, wie in dem Technik-Thriller Blackout sehr anschaulich geschildert wird. ▶ **Kap. 6.2.2**

Verbrauchsnah installierte Reservekraftwerke (mittelfristig CO₂-neutral mit grünem Gas betrieben) sind für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zwingend erforderlich. Der erforderliche Netzausbau könnte dann deutlich verringert werden, weil bei Störungen im Übertragungsnetz die verbrauchsnahen Reservekraftwerke einspringen könnten. ▶ **Kap. 6.2.3**

Gliederung

1		
2	0 Zusammenfassung	3
3	Gliederung	6
4	1 Bestehendes und geplantes Stromnetz	9
5	1.1 Bestehendes Stromnetz im Jahr 2020	9
6	1.2 Geplanter Netzausbau bis 2030	11
7	2 Transportleistungen von SuedLink	15
8	2.1 Leitungsplanung SuedLink	15
9	2.1.1 Geplanter Trassenverlauf von SuedLink	15
10	2.1.2 Zusätzliche Planungen für einen SuedLink II	17
11	2.2 Transportleistungen mit und ohne SuedLink	18
12	2.2.1 Benötigte Transportleistungen	18
13	2.2.2 Gesicherte Transportleistungen	19
14	2.3 Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden	19
15	2.3.1 Transportleistungen ohne Begrenzung	19
16	2.3.2 Transportleistungen mit Begrenzung	20
17	2.3.3 Ohne SuedLink von Schleswig-Holstein nach Süden nicht transportierbare	
18	Energie	22
19	2.4 Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg	23
20	2.4.1 Abschlag für gesicherte Transportleistung erforderlich	23
21	2.4.2 Transportleistungen ohne Begrenzung	23
22	2.4.3 Transportleistungen mit Begrenzung	24
23	2.4.4 Ohne SuedLink von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht	
24	transportierbare Energie	26
25	2.5 Fazit zu der ohne SuedLink nicht transportierbaren Energie	27
26	3 Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung	28
27	3.1 Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung	28
28	3.2 Beispiel I: Kostengünstige Verringerung des Netzausbaus durch küstennahes Power-to-Gas	
29	3.0	30
30	3.2.1 Viele konkrete Planungen für Power-to-Gas	30
31	3.2.2 Kosten von Wasserstoffelektrolyse	31
32	(1) Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen	31
33	(2) Produktionskosten von grünem Wasserstoff	31
34	3.2.3 Projekte für küstennahes Power-to-Gas	32
35	(1) Pilotprojekt von Amprion wurde von der Bundesnetzagentur abgelehnt	32
36	(2) Beispiel Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk Hamburg-Moorburg	33
37	(3) Nur küstennahe Power-to-Gas-Anlagen verringern den Netzausbau	33
38	3.3 Beispiel II: Kostengünstige Verringerung des Netzausbaus durch EU-konforme Begrenzung	
39	von Stromtransiten	34
40	3.3.1 EU-Vorgaben zum Stromhandel	34
41	3.3.2 Erforderliche Begrenzung der Stromimporte aus Skandinavien nach Schleswig-	
42	Holstein ist laut EU-Verordnung 2019/943 zulässig	35
43	3.3.3 Stromexport von den SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg	
44	nach Österreich/Schweiz/Frankreich	37
45	3.3.4 Stromtransite von Skandinavien nach Südeuropa	37
46	(1) Umfang der Stromtransite	37
47	(2) Umsetzung der Begrenzung der Stromtransite	37
48	3.3.5 Redispatch und Stromhandel	38
49	3.3.6 Gefahren des im Netzentwicklungsplan Strom 2030 geplanten großräumigen	
50	Leistungsports	39

1	3.4 Fazit zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung.....	39
2	4 Kosten-Nutzen-Analysen von SuedLink.....	40
3	4.1 EU-Vorgaben	40
4	4.1.1 EU-Verordnungen	40
5	4.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen	41
6	4.2 Keine Kosten-Nutzen-Analysen im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030.....	43
7	4.2.1 Keine Bestimmung von Kosten und Nutzen im deutschen Netzentwicklungsplan	
8	Strom 2030	43
9	4.2.2 Keinerlei Berücksichtigung von Kosten im deutschen Netzentwicklungsplan	
10	Strom 2030	44
11	4.2.3 Verbrauchsnaher Stromerzeugung wird wegen Nichtberücksichtigung der	
12	Netzausbaukosten systematisch benachteiligt	44
13	4.3 Kosten-Nutzen-Analysen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber	45
14	4.3.1 Abschätzung des Nutzens von SuedLink durch die europäischen	
15	Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE)	45
16	(1) Kosten und Nutzen von SuedLink im ENTSOE Central Scenario National Trends	45
17	(2) Weitere Kosten- und Nutzengrößen laut ENTSOE	47
18	4.3.2 ENTSOE lässt kostengünstige Alternativen zum Stromtransport unberücksichtigt	48
19	4.4 Fazit zu Kosten-Nutzen-Analysen	49
20	5 Zusatzuntersuchung zu Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.....	51
21	5.1 Leitungsplanung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.....	51
22	5.1.1 Trassenverlauf von Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43)	51
23	5.1.2 Alternativplanung Mecklar – Dipperz – Urberach/Frankfurt (P43mod)	53
24	(1) Alternativplanung P43mod benötigt keine neue Trasse	53
25	(2) Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43) statt Schalkau – Bergrheinfeld (P44)	55
26	5.2 Ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nicht transportierbare Energie.....	56
27	5.2.1 Transportleistungen ohne SuedLink	56
28	5.2.2 Transportleistungen mit SuedLink	58
29	5.3 Kosten-Nutzen-Analysen für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.....	59
30	5.3.1 Keine Kosten-Nutzen-Analysen im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030	59
31	5.3.2 Keine Nutzenangaben im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030	59
32	5.4 Fazit zu Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld	60
33	6 Ausblick auf den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035	61
34	6.1 Nord-Süd-Leitungen werden zukünftig weniger wichtig	61
35	6.1.1 Vom Netto-Stromexporteur in 2030 zum Netto-Stromimporteuer in 2035	61
36	6.1.2 Stromexporte nach Süden in 2035 deutlich niedriger, Stromimporte deutlich	
37	höher	61
38	6.2 Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 riskiert die hohe deutsche	
39	Versorgungssicherheit	62
40	6.2.1 Erhebliches innerdeutsches Leistungsdefizit von bis zu 40 GW	62
41	6.2.2 Deckung der Leistungsdefizite durch ungesicherte Stromimporte riskiert die	
42	gesicherte Stromversorgung Deutschlands	63
43	6.2.3 Zubau von bis zu 40 GW Reservekraftwerken erforderlich	64
44	6.3 Fazit zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035.....	65
45	6.3.1 Nord-Süd-Leitungen werden zukünftig weniger wichtig	65
46	6.3.2 Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 riskiert einen Blackout	66
47	Anhang.....	67
48	7 Modell zur Quantifizierung beim Stromnetzausbau	67
49	7.1 Methodik der Quantifizierung beim Stromnetzausbau	67
50	7.2 Verbrauch, Erzeugung und Ausland	68
51	7.2.1 Verbrauch	69

1	7.2.2 Erzeugung	70
2	7.2.3 Leistungsbilanz für Deutschland	75
3	7.2.4 Modellierung des Auslands	75
4	7.3 Netzmodell und PTDF-Verfahren	77
5	7.3.1 PTDF-Verfahren	77
6	7.3.2 Basisszenario B2030*	78
7	7.4 Definition von Transportleistungen	78
8	7.4.1 Installierte Transportleistung	79
9	7.4.2 Gesicherte Transportleistung	79
10	(1) Drehstromleitungen	79
11	(2) Gleichstromleitungen	79
12	(3) Gesicherte Transportleistung der Nord-Süd-Korridore	80
13	7.5 Redispatch zur Begrenzung von Transportspitzen	80
14	7.5.1 Was ist Redispatch?	80
15	(1) Wie funktioniert Redispatch?	80
16	(2) Wirksamkeit von Redispatch	81
17	7.5.2 Unterschied zum ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030	82
18	(1) Große Unterschiede bei der ohne SuedLink erforderlichen Abregelung	82
19	(2) Mögliche Ursachen für die großen Unterschiede bei der ohne SuedLink erforderlichen	
20	Abregelung	82
21	7.5.3 Fazit zum Redispatch zur Begrenzung von Transportspitzen	83
22	Quellen	84
23	Gutachter	91
24		
25	Liste der Abbildungen	
26	Abb. 1.1: Gesicherte Transportleistungen im deutschen Höchstspannungsnetz 2020 zwischen den im Netzmodell B2030*	
27	verwendeten Regionen	10
28	Abb. 1.2: Gesicherte Transportleistungen im deutschen Höchstspannungsnetz 2030 laut Netzentwicklungsplan Strom 2030	
29	zwischen den im Netzmodell B2030* verwendeten Regionen	12
30	Abb. 2.1: Geplanter Trassenverlauf von SuedLink	16
31	Abb. 2.2: Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden, Jahr 2030	19
32	Abb. 2.3: 500 Stunden mit den größten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden, Jahr 2030	21
33	Abb. 2.4: Ohne SuedLink von Schleswig-Holstein nach Süden nicht transportierbare Energie, Jahr 2030	22
34	Abb. 2.5: Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg, Jahr 2030	23
35	Abb. 2.6: 500 Stunden mit den größten Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg, Jahr 2030 ..	25
36	Abb. 2.7: Ohne SuedLink von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie, Jahr 2030	26
37	Abb. 3.1: Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk Hamburg-Moorburg	33
38	Abb. 5.1: Geplante 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43)	52
39	Abb. 5.2: Alternativplanung 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz– Urberach/Frankfurt (P43mod)	54
40	Abb. 5.3: Ohne SuedLink und ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht	
41	transportierbare Energie, Jahr 2030	57
42	Abb. 5.4: Mit SuedLink, aber ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht	
43	transportierbare Energie, Jahr 2030	58
44		
45	Liste der Tabellen	
46	Tab. 1.1: Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn	13
47	Tab. 3.1: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung	29
48	Tab. 3.2: Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans Strom 2030	29
49	Tab. 3.3: Einsparung durch küstennahe Power-to-Gas-Anlagen statt SuedLink	31
50	Tab. 3.4: Produktionskosten von grünem Wasserstoff	32
51	Tab. 3.5: Interkonnektoren zwischen Skandinavien und Schleswig-Holstein, Jahr 2030	36
52	Tab. 4.1: Kosten und Nutzen von SuedLink, ENTSOE Central Scenario National Trends, Jahr 2030	46
53		

1 Bestehendes und geplantes Stromnetz

Kap. 1 besteht aus zwei Unterkapiteln:

- Bestehendes Stromnetz im Jahr 2020. ▶ Kap. 1.1
- Geplanter Netzausbau bis zum Jahr 2030. ▶ Kap. 1.2

Da sich die EU-Vorgaben ausschließlich auf das Übertragungsnetz beziehen, wird im Folgenden auch nur das Übertragungsnetz betrachtet.

1.1 Bestehendes Stromnetz im Jahr 2020

Das Übertragungsnetz in Deutschland mit den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV wurde ursprünglich vorwiegend für die regionale Versorgung von Verbrauchern aus regional zugeordneten thermischen Großkraftwerken auf Grundlage fossiler Energieträger und später auch Kernenergie entwickelt. Auch waren darüber große Wasserkraftwerke in den Alpen mit dem deutschen Stromnetz verbunden. Bis zur Neuordnung der Energiewirtschaft im Jahr 1998 gab es in Deutschland mehrere demarkierte Gebiete, in denen jeweils ein Verbundunternehmen für die gesicherte Versorgung verantwortlich war. Die Leitungen zu benachbarten Verbundunternehmen waren ausschließlich zur Nutzung von Gemeinschaftskraftwerken, zum bilateralen Handel und für die gemeinschaftliche Nutzung von Ausfallreserven erforderlich und damit in der Regel nur schwach belastet. Teilweise traten allerdings unerwünschte Leistungsflüsse über fremde Netze aufgrund der räumlichen Entfernung zwischen Erzeugungsschwerpunkten und zu versorgenden Verbrauchern auf.

Die Entwicklung des Stromnetzes ist ein langwieriger Prozess. So wurde z.B. die 380-kV-Verbindung von Dollern an der Unterelbe über Hamburg und Schleswig-Holstein nach Dänemark, die nach einer Vorplanungsphase seit 2009 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) als vordringliche Maßnahme bezeichnet wird, jetzt Ende 2020 in Betrieb genommen.

Abb. 1.1¹ zeigt das deutsche Höchstspannungsnetz im Jahr 2020. Zudem wurden die Netzregionen eingezeichnet, die das für dieses Gutachten genutzte Netzmodell² verwendet. Auf den Verbindungslinien zwischen den Netzregionen sind die gesicherten Transportleistungen³ eingetragen.

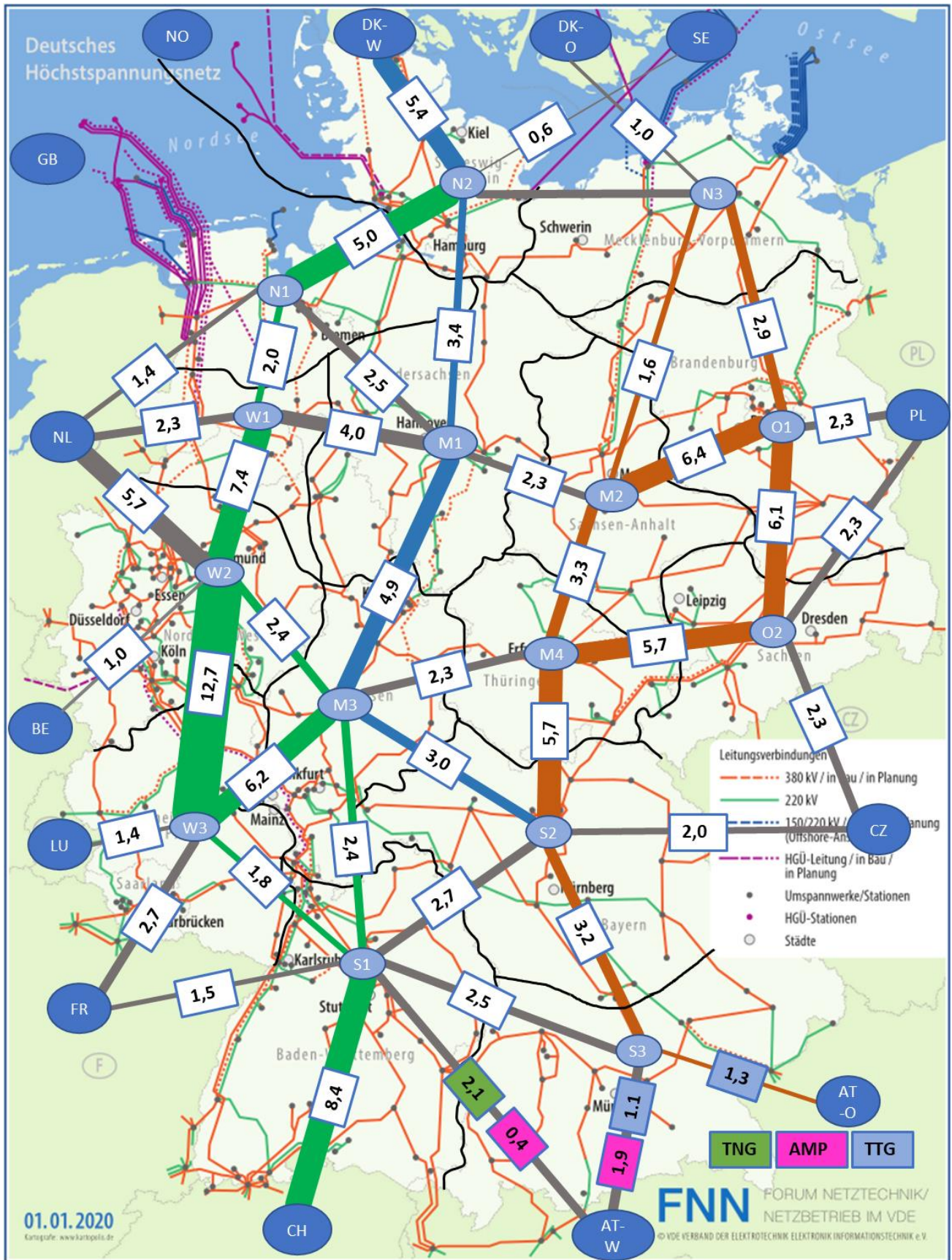
Weiter enthält Abb. 1.1 eine Zuordnung der Verbindungen im deutschen Übertragungsnetz zu den Nord-Süd-Korridoren West (grüne Linien), Mitte (blaue Linien) und Ost (rote Linien). Diese Korridore wurden bis 2010 unabhängig voneinander entwickelt, sie verlaufen im Wesentlichen innerhalb der historischen Netzgebiete der ehemaligen Verbundunternehmen. Der Bau der Leitungen innerhalb der Korridore erfolgte nach regionalen Aspekten mit dem Ziel der bestmöglichen Nutzbarkeit des bestehenden Kraftwerksparks zur Versorgung der eigenen Kunden. Die sich heute darstellende vornehmliche Übertragungsaufgabe von Nordost nach Südwest war zum Zeitpunkt des Baus der meisten Leitungen noch nicht absehbar. Dies führt dazu, dass in einigen Bereichen Überlappungen von Korridoren entstehen.

¹ [VDE 2020]; [NEP 2019-2030/B] sowie Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber [50Hertz 2017]; [Amprion 2020]; [TransnetBW 2019]; [TenneT 2019] sowie [BNetzA 2019b]; siehe hierzu auch Kap. 7.4.

² Das für die Berechnungen verwendete Modell wird in Kap. 7 erläutert.

³ Siehe Kap. 7.4.2.

Abb. 1.1: Gesicherte Transportleistungen im deutschen Höchstspannungsnetz 2020 zwischen den im Netzmodell B2030* verwendeten Regionen



Alle Werte in GW

Drehstromleitungen 70% der installierten Leistungen, Gleichstromleitungen 100% (siehe Kap. 7.4.2)

1.2 Geplanter Netzausbau bis 2030

Mit der zunehmenden Nutzung verbrauchsfern erzeugter elektrischer Energie aus regenerativen Quellen, v.a. küstennaher Windenergie, resultieren immer häufiger hohe Leistungsspitzen, die derzeit nicht produktionsnah verbraucht werden. Durch den im Netzentwicklungsplan vorgesehenen massiven Netzausbau wird versucht, die Leistungsspitzen weiträumig abzutransportieren, anfangs nach Süddeutschland, mittlerweile mangels ausreichender Nachfrage in Süddeutschland immer stärker nach Süd- und Südosteuropa. Dieser Stromexport in Richtung Süden wird unterstützt durch unterschiedliche Großhandelsstrompreise⁴ zwischen Skandinavien und Italien, wodurch ein Bedarf des Energietransports über die dazwischen liegenden Netzgebiete, v.a. über Deutschland resultiert.

Auch innerhalb dieser Länder entsteht ein Transportbedarf, der mit den vorhandenen Netzen nicht vollständig abgedeckt werden kann. Daher wurden z.B. in Norwegen fünf und in Italien sechs Gebotszonen gebildet, durch die die Netzbelastung ohne weitere Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber im zulässigen Bereich gehalten werden kann.

Soweit – wie bisher – die Stromnachfrage weniger stark ansteigt als die installierte erneuerbare Leistung, steigen mit wachsendem Ausbau der erneuerbaren Energien die maximalen Stromüberschüsse in Deutschland und den Nachbarländern überproportional an. Wenn man – wie im Netzentwicklungsplan Strom 2030 als auch im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035⁵ vorgesehen – auch zukünftig die Spitzen dieser Stromüberschüsse weiträumig exportieren will, ist das vorhandene und in Bau befindliche Übertragungsnetz nicht ausreichend dimensioniert. Deshalb sieht der Netzentwicklungsplan einen massiven Netzausbau vor. Durch die Mitte Februar 2021 erfolgte Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes werden eine Vielzahl von zusätzlichen Höchstspannungsleitungen vom Gesetzgeber als unabdingbar erforderlich festgelegt.

Im Widerspruch zu § 1 EnWG und den Grundregeln der Marktwirtschaft bleiben aber im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (wie auch im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035) und damit auch im darauf basierenden Bundesbedarfsplangesetz die Kosten des Stromnetzausbaus völlig unberücksichtigt.⁶ Dies führt zu einem weit überdimensionierten Netzausbau, weil kostengünstige Alternativen so keine Marktchance bekommen. Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von Alternativen zu Netzausbaumaßnahmen, z.B. produktionsnahe Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien für Power to Heat/Gas oder ein nach Erfordernissen der Netze optimierter Speichereinsatz.⁷

Die meisten alternativen Möglichkeiten können aber nur dann Netzausbaumaßnahmen und Stromkosten reduzieren, wenn Stromproduzenten, Netzbetreiber, Stromhändler und Stromanwender in ihren Aktivitäten durch entsprechende, auf marktwirtschaftlichen Prinzipien basierende Regelwerke, gesteuert werden. Anreize dafür müssen sowohl räumlich als auch zeitlich differenziert werden.

In Abb. 1.2⁸ ist dargestellt, welche gesicherten Transportleistungen sich mit dem für 2030 vorgesehenen Netzausbau ergeben. Zudem ist wieder eine Zuordnung der Verbindungen im deutschen Übertragungsnetz zu den Nord-Süd-Korridoren West (grüne Linien), Mitte (blaue Linien) und Ost (rote Linien) gezeigt.

Gegenüber dem Stand im Jahr 2020 sollen bis zum Jahr 2030 ca. 200 Stromkreise mit einer Gesamtlänge von ca. 8.800 km abgebaut und ca. 300 Stromkreise mit einer Gesamtlänge von ca. 16.600 km zugebaut werden. Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 sieht hierfür bis 2030 Netzausbaukosten von 79 Mrd. € vor.⁹

⁴ Siehe [Jarass/Siebels 2020b, S. 12, Abb. 1.3, S. 42, Kap. 4.1.4(3)].

⁵ Siehe Kap. 6.

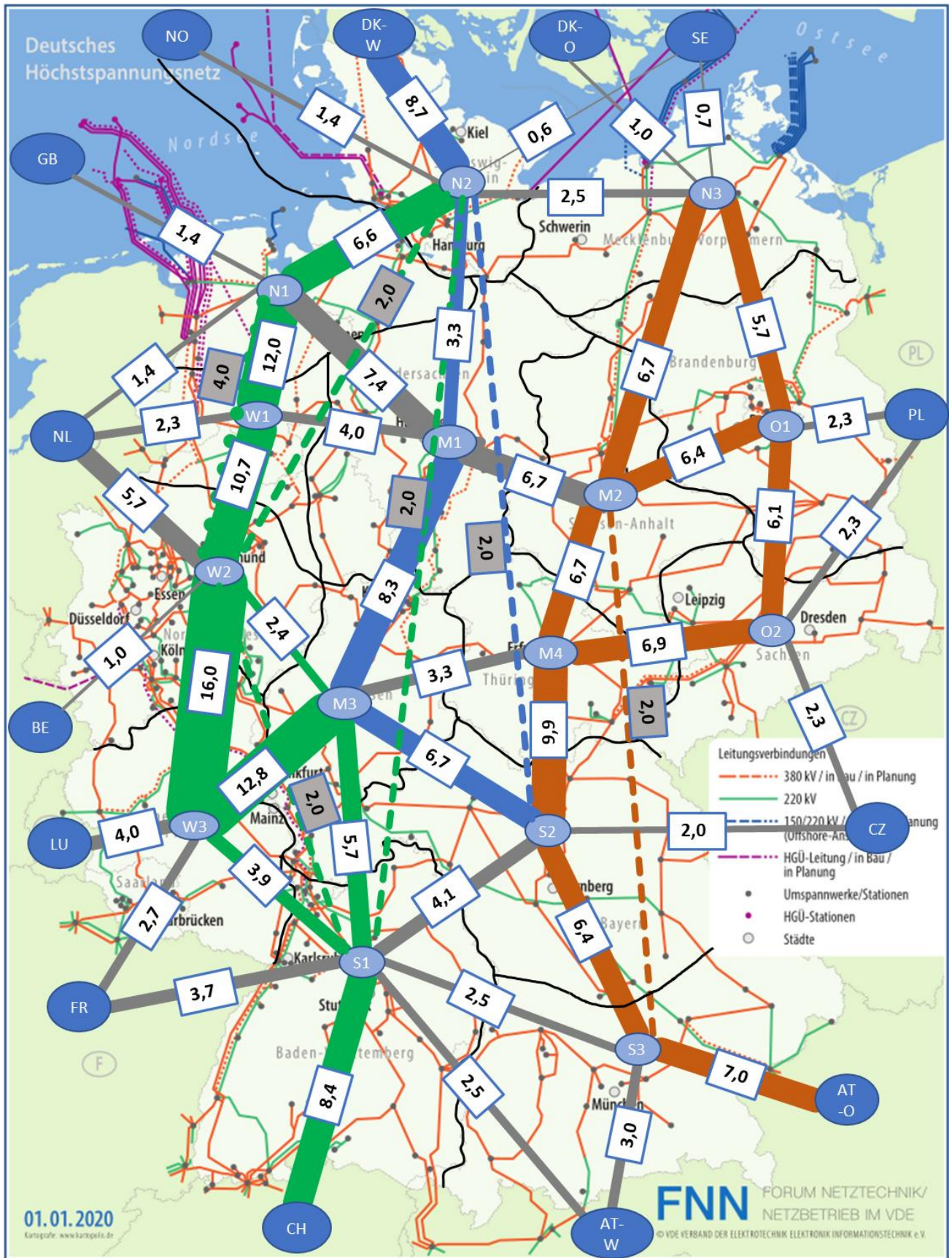
⁶ Kap. 4.2.2.

⁷ Siehe Kap. 3.1.

⁸ Alle Angaben zum Stromnetz im Jahr 2030 beruhen für die Bestandsleitungen auf den öffentlich zugänglichen Leitungslisten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und aktuellen Informationen über Inbetriebnahmen (siehe Quellen zu Abb. 1.1). Für die laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 noch zu errichtenden Leitungen wird auf das Bestätigungsdokument der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 vom Dezember 2019 zurückgegriffen [NEP 2019-2030/B]. Zu weiteren Erläuterungen siehe Kap. 2.2.2.

⁹ [Baumann/Jarass 2020, S. 28, Tab. 3.3, Z. (3.1) + Z (3.2), Sp. (2)].

1 **Abb. 1.2: Gesicherte Transportleistungen im deutschen Höchstspannungsnetz 2030 laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 zwischen den im Netzmodell B2030* verwendeten Regionen**
 2



3 **Alle Werte in GW**
 4 Drehstromleitungen 70% der installierten Leistungen, Gleichstromleitungen 100% (siehe Kap. 7.4.2)
 5

Die Transportleistungen sollen massiv erhöht werden:

- Die Transportleistungen von grenzüberschreitenden Leitungen nach Großbritannien und Skandinavien sollen um 6,8 GW gesteigert werden, wovon 3,5 GW auf Gleichstrom-Seekabel entfallen.
- Luxemburg soll eine 380-kV-Anbindung erhalten, deren Leistung weit über dem Bedarf von unter 0,9 GW¹⁰ im Jahr 2020 liegt.
- Die nördliche grenzüberschreitende Leitung zu Polen soll wieder in Betrieb sein.
- Die gesicherte Transportleistung von Bayern nach Österreich-Ost über die Schaltanlage St. Peter soll um 5,7 GW gesteigert werden.
- Im Korridor von Thüringen nach Oberfranken und weiter nach Niederbayern soll die gesicherte Transportleistung von 3,2 GW¹¹ auf 6,4 GW¹² verdoppelt werden und durch die Gleichstromleitung SuedOst-Link um weitere 2 GW erhöht werden.

Tab. 1.1¹³ zeigt die Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn. Die installierten Transportleistungen von Deutschland zu seinen Nachbarn sollen von 63 GW in 2020 um über 40% auf 89,4 GW in 2030 erhöht werden, die gesicherten Transportleistungen zu Nachbarn sollen von 44,8 GW um ebenfalls über 40% auf 64,4 GW erhöht werden.

Tab. 1.1: Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn

Transportleistung [GW]	(1a)	(1b)	(2a)	(2b)	(3)
	installiert 2020	installiert 2030	gesichert 2020	gesichert 2030	NTC* 2019
(1) Niederlande	13,5	13,5	9,4	9,4	2,0
(2) Luxemburg	2,0	5,7	1,4	4,0	0,0
(3) Frankreich	6,1	9,2	4,2	6,4	1,8
(4) Schweiz	12,0	12,0	8,4	8,4	4,0
(5) Österreich	9,7	17,8	6,8	12,5	4,9
(6) Tschechien	6,1	6,1	4,3	4,3	2,8
(7) Polen	3,3	6,6	2,3	4,6	0,4
(8) Schweden	0,6	1,3	0,6	1,3	0,6
(9) Dänemark	8,7	13,4	6,4	9,7	2,0
(10) Norwegen	0,0	1,4	0,0	1,4	0,0
(11) Belgien	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0
(12) Großbritannien	0,0	1,4	0,0	1,4	0,0
(13) Summe	63,0	89,4	44,8	64,4	18,5

Die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) gibt für Deutschland für bestimmte Netz- und Marktsituationen bei Starkwindlagen Import-Transportleistungen von 23,7 GW¹⁴ an, also gut die Hälfte der in Tab. 1.1, Sp. (2a) gezeigten gesicherten Transportleistung von 44,8 GW. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Dunkelflauten sind laut Bundeswirtschaftsministerium¹⁵

¹⁰ [ENTSOE 2020b].

¹¹ Abb. 1.1, S2-S3.

¹² Abb. 1.2, S2-S3.

¹³ Quellen: zu Sp. (1a) und (2a): Abb. 1.1; zu Sp. (1b) und (2b): Abb. 1.2.

¹⁴ [ENTSOE 2019a] gibt für Deutschland für den Winter 2019/2020 für bestimmte Netz- und Marktsituationen folgende Werte für die 'Net Transfer Capacity' an: a) at synchronous peak: simultaneous importable capacity 23,73 GW, simultaneous exportable capacity 19,86 GW. b) high wind conditions: simultaneous importable capacity 19,95 GW, simultaneous exportable capacity 15,68 GW.

¹⁵ [BMWi 2019b, S. 23, Tab. 5, Sp. (2030)].

1 im Jahr 2030 14,9 GW Import-Transportleistung erforderlich, in einem Extremszenario 20,1 GW. Diese
2 Import-Anforderungen werden also laut ENTSOE bereits im Jahr 2020 ohne jeden Netzausbau erfüllt.

3 Es bleibt allerdings die Frage, inwieweit bei einer deutschen Dunkelflaute die Nachbarländer ausrei-
4 chend viel Kraftwerksleistung zur Verfügung stellen können, da dann wohl auch in den deutschen Nach-
5 barländern Dunkelflaute und damit auch dort Knappheit an Kraftwerkskapazität vorherrschen wird.

6 Zudem beabsichtigen mehrere Nachbarländer die Abschaltung thermischer Großkraftwerke bis 2030.
7 Dies betrifft z.B. 5,9 GW Kernkraftwerksleistung in Belgien¹⁶ sowie die fünf großen Kohlekraftwerke in
8 den Niederlanden¹⁷ mit ca. 4 GW Leistung¹⁸.

9 Bei Stromknappheiten an kalten Wintertagen werden die deutschen Nachbarländer zuerst sich selbst
10 versorgen, statt deutsche Leistungsdefizite auszugleichen. Deshalb kann der geplante Netzausbau in
11 Situationen mit einem hohen deutschen Leistungsdefizit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten,
12 weil neue Leitungen nutzlos sind, wenn am anderen Ende niemand einspeist.¹⁹

13 Vielmehr sind die neuen Leitungen erforderlich, um Überschussspitzen zu exportieren²⁰.

14
15
16 Im folgenden Kap. 2 werden die Leistungsflussuntersuchungen zum geplanten Gleichstromerkabel
17 SuedLink erläutert und ihre Ergebnisse dargestellt.

16 [Belgien 2021].

17 [EU-Kohleausstieg 2021].

18 [Kohlekraftwerke 2020].

19 Siehe Kap. 6.2.3.

20 Siehe hierzu z.B. [Baumann/Jarass 2020, S. 30ff., Kap. 3.4] sowie [Jarass/Siebels 2020a, S. 46] und [Jarass/Siebels 2020b, Kap. 8.2.3].

2 Transportleistungen von SuedLink

Kap. 2 besteht aus fünf Unterkapiteln:

- Leitungsplanung SuedLink. ▶ Kap. 2.1
- Transportleistungen mit und ohne SuedLink. ▶ Kap. 2.2
- Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden. ▶ Kap. 2.3
- Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg. ▶ Kap. 2.4
- Fazit zu der ohne SuedLink nicht transportierbaren Energie. ▶ Kap. 2.5

2.1 Leitungsplanung SuedLink

Der SuedLink ist eine 525-kV-Gleichstromleitung von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart mit einer Transportleistung von insgesamt 4 GW. SuedLink soll im Jahr 2026 in Betrieb genommen werden.²¹ Die Leitung soll als Erdkabel ausgeführt werden und besteht aus zwei Systemen:

- SuedLink/1 von Brunsbüttel (nordwestlich von Hamburg) nach Großgartach (nördlich von Stuttgart), 2 GW Transportleistung, Trassenlänge 672 km.²²
- SuedLink/2 von Wilster (nordwestlich von Hamburg) nach Berg-rheinfeld (bei Schweinfurt), bis Berg-rheinfeld auf derselben Trasse wie System 1, 2 GW Transportleistung, Trassenlänge 521 km.²³

2.1.1 Geplanter Trassenverlauf von SuedLink

Abb. 2.1²⁴ zeigt den Trassenverlauf von SuedLink:

- SuedLink/1²⁵ mit 2 GW von Brunsbüttel (nordwestlich von Hamburg) nach Großgartach (nördlich von Stuttgart).
- SuedLink/2 mit ebenfalls 2 GW von Wilster (nahe Brunsbüttel nordwestlich von Hamburg) nach Berg-rheinfeld/West (bei Schweinfurt).

Der SuedLink wird in folgenden offiziellen Netzausbauplanungen aufgeführt:

- Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Nr. DC3 für SuedLink/1, DC4 für SuedLink/2), von der Bundes-netzagentur als erforderlich bestätigt.²⁶
- Bundesbedarfsplan (Nr. 3, Brunsbüttel – Großgartach für SuedLink/1, Nr. 4 Wilster – Berg-rheinfeld/West für SuedLink/2).²⁷
- Europaweiter 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENT-SOE²⁸ (Projekt 235).²⁹
- EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse (No. 3.12).³⁰

²¹ [NEP 2021-2035/1, S. 353].

²² [BNetzA 2020b], Stand 30.11.2020.

²³ [BNetzA 2020c], Stand 30.11.2020.

²⁴ [NEP 2021-2035/1, S. 355].

²⁵ System 1 von SuedLink.

²⁶ [NEP 2019-2030/B, S. 5].

²⁷ BBPIG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan, wodurch für den SuedLink die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt wurden.

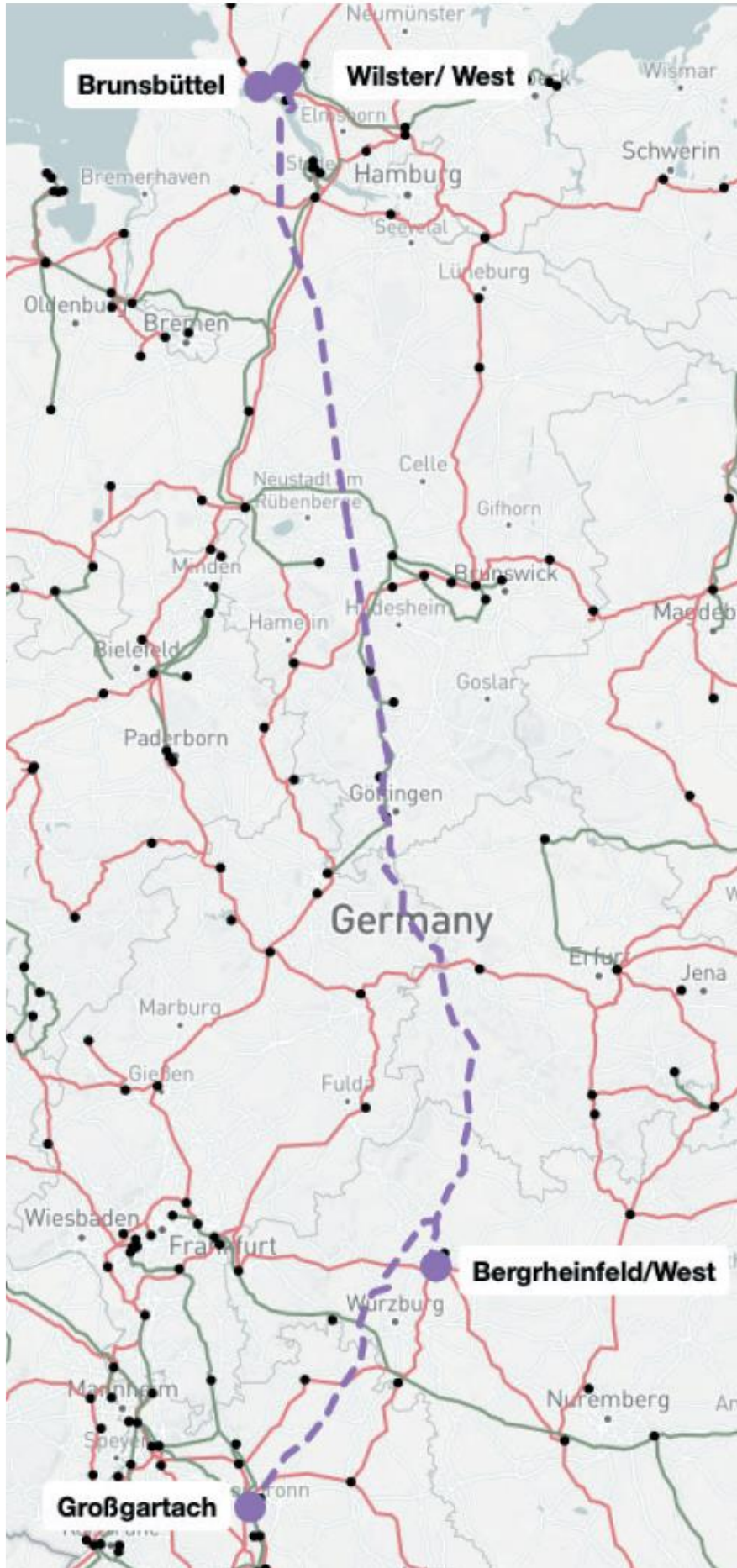
²⁸ Europäische Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber – ENTSOE.

²⁹ [ENTSOE 2021c, Project 235 – HVDC SuedLink Brunsbüttel/Wilster to Großgartach/Grafenrheinfeld].

³⁰ [EU 2020, No. 2.10].

1

Abb. 2.1: Geplanter Trassenverlauf von SuedLink



2

1 **Begründung für SuedLink laut Bundesnetzagentur**

2 Die Wirksamkeit von SuedLink wird von der Bundesnetzagentur mit signifikanten Entlastungen mehrerer
3 Drehstromleitungen in der Region zwischen Raum Hamburg und Hannover begründet.³¹ Sowohl die
4 durchschnittliche als auch die maximale Auslastung wird mit 75%³² angegeben.

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

9 **TransnetBW-Vorschlag für eine Erweiterung für SuedLink bleibt unberücksichtigt**

10 Vom baden-württembergischen Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW wurde kurzfristig im Verlauf
11 des Jahres 2020 mit Unterstützung der Energieminister von Baden-Württemberg, Hessen, Niedersach-
12 sen und Schleswig-Holstein vorgeschlagen, zusätzlich zu den beiden geplanten Systemen noch ein drit-
13 tes System von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart zu verlegen.³³ Diese Planung wurde im neuen
14 Bundesbedarfsplan von 2021 allerdings nicht³⁴ berücksichtigt, weil die anderen Übertragungsnetzbetrei-
15 ber eine Gefährdung der abgeschlossenen SuedLink-Leitungsplanungen und v.a. der teilweise bereits
16 laufenden Genehmigungsverfahren befürchteten.

17 **2.1.2 Zusätzliche Planungen für einen SuedLink II**

18 Die deutschen Stromleitungen, die in den 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertra-
19 gungsnetzbetreiber sowie in die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen worden sind,
20 beruhen auf Vorschlägen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Aufnahme einer Stromleitung
21 in die Liste der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse führt mehr oder weniger automatisch zu
22 einer Aufnahme in den deutschen Bundesbedarfsplan, wodurch ihre *"energiewirtschaftliche Notwendigkeit
23 und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs festgestellt"*
24 wird und ihre Realisierung *"aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der
25 öffentlichen Sicherheit"*³⁵ für erforderlich erklärt wird. *"Die Feststellungen im Bundesbedarfsplan sind für
26 die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie für die Planfeststellung und die Plangenehmigung ... verbindlich"*
27 ³⁶. Entsprechend wird bei Klagen gegen einen Planfeststellungsbeschluss vom Bundesverwaltungsge-
28 richt die Notwendigkeit der beklagten Stromleitung im Regelfall nicht weiter hinterfragt.

29 *"Sie müssen dazu wissen, dass eines der wichtigsten Ziele der europäischen Politik der europäische Strom-
30 binnenmarkt ist. Das ist ein wichtiges politisches Ziel der Europäischen Kommission, und das Ziel des EU-
31 Binnenmarkts prägt auch das europäische Recht. Insofern ist es überhaupt nicht so, dass das Dinge sind, die
32 wir hier in Deutschland allein entscheiden könnten"*³⁷, sagt Fiete WULFF, Sprecher der Bundesnetzagentur.
33 Aber letztlich werden die Entscheidungen für den Bau von deutschen Stromleitungen eben doch in
34 Deutschland getroffen.

35 Der baden-württembergische Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW hat in den aktuellen ENTSOE-
36 10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 einen Vorschlag für eine weitere Gleichstromleitung von
37 Raum Hamburg in den Raum Stuttgart eingestellt³⁸, mit Weiterverlängerung bis in den Raum Zürich³⁹,
38 sozusagen einen SuedLink II. Die Aufnahme in den ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan ist Vo-
39 raussetzung für die Aufnahme in die EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse.

40 Diese Planungen für einen SuedLink II wurden bisher weder Teil des deutschen Netzentwicklungsplans
41 Strom 2030 noch des Bundesbedarfsplans und bleiben deshalb bei den folgenden Berechnungen unbe-
42 rücksichtigt. Aber auch hier gilt: Aufgeschoben ist nicht aufgehoben.

31 [NEP 2019-2030/B, S. 94].

32 [NEP 2019-2030/B, S. 96].

33 [Bauchmüller 2020].

34 BBPlG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan.

35 § 1 Abs. (1) S. 1 BBPlG.

36 § 12e Abs. (4) EnWG.

37 [Hutter 2020].

38 [ENTSOE 2021c, projects under consideration, Nr. 1057, HVDC Centralink].

39 [ENTSOE 2021c, projects under consideration, Nr. 1058, HVDC Interconnector DE-CH].

1 Sobald SuedLink II in die EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse aufgenommen worden
2 ist, werden dann wohl die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ähnlich wie bereits für SuedOstLink
3 und für SuedLink) eine Aufnahme in den deutschen Netzentwicklungsplan und darauf basierend in den
4 Bundesbedarfsplan vorschlagen mit der Begründung, dass die Europäische Union SuedLink II als Projekt
5 von gemeinsamem Interesse bezeichnet und schon deshalb EU-Vorgaben den Bau von SuedLink II
6 zwingend erforderlich machen.

7 **2.2 Transportleistungen mit und ohne SuedLink**

8 SuedLink soll elektrische Energie von der SuedLink-Startregion Schleswig-Holstein⁴⁰ in die SuedLink-
9 Zielregionen Baden-Württemberg und Bayern transportieren:

- 10 • Es ist also zum einen zu untersuchen, welche Transportleistungen für den Stromtransport von der
11 Schleswig-Holstein über die südliche Grenzen von Schleswig-Holstein und Hamburg⁴¹ benötigt werden
12 und welche gesicherten Transportleistungen hierfür zur Verfügung stehen (siehe Kap. 2.3).
- 13 • Zum anderen ist zu untersuchen, welche Transportleistungen für den Stromtransport über die nördli-
14 chen Grenzen der SuedLink-Zielregionen Baden-Württemberg und Bayern in die SuedLink-Zielregio-
15 nen Bayern und Baden-Württemberg benötigt werden und welche gesicherten Transportleistungen
16 hierfür zur Verfügung stehen (siehe Kap. 2.4).

17 **2.2.1 Benötigte Transportleistungen**

18 Die vorliegende Untersuchung der Leistungsflüsse baut auf einem Netzmodell⁴² auf, in dem das deutsche
19 Übertragungsnetz mit 15 Netzregionen und den bestehenden sowie den laut der Bestätigung des Netz-
20 entwicklungsplans Strom 2030 vorgesehenen Leitungen näherungsweise abgebildet ist. Dabei werden
21 die in den einzelnen Netzregionen zeitgleich auftretenden Leistungsungleichgewichte ermittelt und de-
22 ren Ausgleich über das Netzmodell modelliert.⁴³ Die Einspeisungen, Verbräuche und internationalen
23 Austauschleistungen sind darin für die 8.760 Stunden eines Jahres auf der Basis von hochgerechneten
24 SMARD-Daten⁴⁴ so modelliert, dass die im Netzentwicklungsplans Strom 2030 im Szenario B2030 aus-
25 gewiesenen Energiemengen und Leistungsspitzen erreicht werden.

26 Die für unsere Berechnungen verwendeten Leistungsflüsse berücksichtigen die zur Reduzierung des
27 erforderlichen Netzausbaus gesetzlich vorgegebene Spitzenkappung der eingespeisten Leistungen von
28 maximal 3% der produzierten Jahresenergie (bei Windenergie an Land und bei Photovoltaik) nähe-
29 rungsweise, weil die verwendeten SMARD-Daten die tatsächlich eingespeisten Leistungen zeigen und
30 darin die regional unterschiedlichen Momentanwerte bereits je Regelzone zusammengefasst werden.
31 Diese Spitzenkappungen werden grundsätzlich unabhängig von Auslastungen von überregionalen
32 Stromtransportleitungen vorgenommen. Durch Spitzenkappungen werden laut Netzentwicklungsplan
33 Strom 2030 bei Windenergie an Land die Jahreseinspeisemengen um durchschnittlich 1,7%⁴⁵ reduziert,
34 bei Photovoltaik um 1,1%⁴⁶. Es besteht hier also durchaus Potenzial für verstärkte Abregelungen bei
35 besonders hoher Auslastung von überregionalen Leitungen und damit zur kostengünstigen Verringerung
36 des Netzausbaus.

40 Plus Hamburg.

41 Plus Hamburg.

42 Siehe Kap. 7.

43 Laut Regionenmodell in [Dena 2010].

44 [SMARD 2020]; siehe hierzu Kap. 7.2.

45 [NEP 2019-2030/2, S. 39].

46 [NEP 2019-2030/2, S. 40].

2.2.2 Gesicherte Transportleistungen

Für die Berechnungen der gesicherten Transportleistungen werden die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 für das Jahr 2030 geplanten Leitungen und ihre gesicherten Transportleistungen⁴⁷ verwendet:

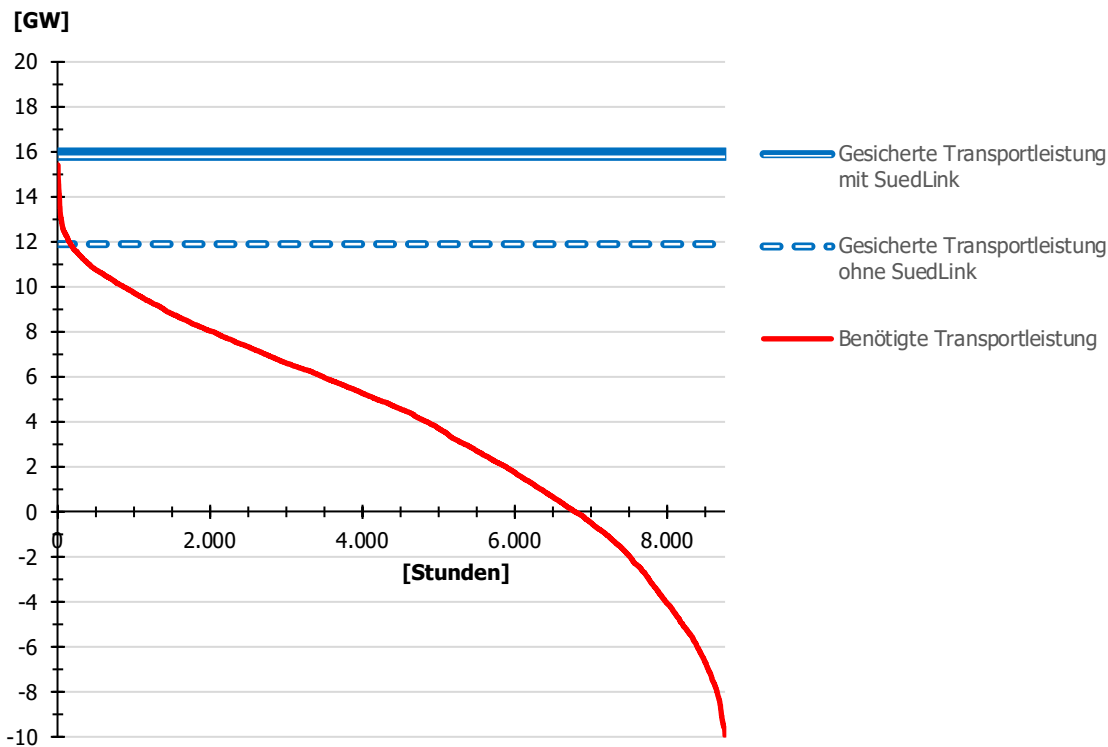
- Für den Stromtransport über die südliche Grenze von Schleswig-Holstein⁴⁸ nach Süden stehen 15,9 GW⁴⁹ gesicherte Transportleistungen zur Verfügung.
- Für den Stromtransport von Norden über die nördlichen Grenzen von Baden-Württemberg und Bayern stehen 34,2 GW⁵⁰ gesicherte Transportleistungen zur Verfügung.

2.3 Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden

2.3.1 Transportleistungen ohne Begrenzung

Abb. 2.2 zeigt die im Jahr 2030 benötigten Transportleistungen von der SuedLink-Startregion Schleswig-Holstein⁵¹ nach Süden. Dabei bleibt jedwede Begrenzung der maximalen Transportleistungen unberücksichtigt, deren Auswirkungen erst mit Abb. 2.3 untersucht werden.

Abb. 2.2: Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden, Jahr 2030



Zudem werden die gesicherten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden laut Netzentwicklungsplan Strom 2030⁵² gezeigt, zum einen mit SuedLink, zum anderen ohne SuedLink.

- Die dicke Doppellinie zeigt die gesicherte Transportleistung **mit** SuedLink.

⁴⁷ Siehe Abb. 1.2.

⁴⁸ Plus Hamburg.

⁴⁹ Siehe Abb. 1.2: 15,9 GW = 6,6 GW (N2-N1) + 3,3 GW (N2-M1) + 2 GW (N2-W2) + 2 GW (N2-S1) + 2 GW (N2-S2). Dabei bleibt eine gesicherte Leistung von 2,5 GW (N2-N3) unberücksichtigt, da diese Leitung von Krümmel/Hamburg nach Görries/Schwerin nicht nach Süden führt. Dadurch wird der Netzausbaubedarf etwas überschätzt. Zudem werden vom Leitungsprojekt P84 Hamburg/Ost – Krümmel von den geplanten 4 Systemen nur 2 Systeme berücksichtigt, da die Leitung Krümmel – Wahle (N2-M1) nur den Strom von 2 Systemen nach Süden transportieren kann. Bei Berücksichtigung von 4 Systemen würde die gesicherte Leistung um gut 3,3 GW höher liegen.

⁵⁰ Siehe Abb. 1.2: 34,2 GW = 3,9 GW (W3-S1) + 5,7 GW (M3-S1) + 6,7 GW (M3-S2) + 9,9 GW (M4-S2) + 2 GW (W2-S1) + 2 GW (N2-S1) + 2 GW (N2-S2) + 2 GW (M2-S3).

⁵¹ Plus Hamburg.

⁵² Siehe Kap. 2.2.2.

- Die gestrichelte Doppellinie zeigt die gesicherte Transportleistung **ohne** SuedLink, die 4 GW⁵³ kleiner ist.

Die gesicherte Transportleistung von Schleswig-Holstein nach Süden betrug im Jahr 2020 8,4 GW mit 6 Stromkreisen und soll laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 bis 2030 auf 15,9 GW mit 9 Stromkreisen erhöht und damit fast verdoppelt werden.

In Abb. 2.2 können – im Gegensatz zu Abb. 2.5 – 100% der gesicherten Transportleistungen berücksichtigt werden, weil die von Schleswig-Holstein⁵⁴ nach Süden verlaufenden Leitungen keine große Ost-West-Ausdehnung haben und ihre Auslastungen über einfache lastflussteuernde Maßnahmen ausgeglichen werden können⁵⁵.

Die Berechnungen gehen von den laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 in Schleswig-Holstein und Hamburg installierten Kraftwerksleistungen aus⁵⁶, davon ca. 3 GW Steinkohle- und Erdgaskraftwerke (inkl. kleine KWK-Anlagen). Davon speisen mittlerweile 1,6 GW durch die Ende 2020⁵⁷ erfolgte Stilllegung des Steinkohlekraftwerks Hamburg-Moorburg nicht mehr ins Netz ein. Die maximal benötigte Transportleistung nach Süden von 15,4 GW wird also in Abb. 2.2 überschätzt und damit auch der erforderliche Netzausbau.

Ergebnis

- Nur die von Schleswig-Holstein nach Süden benötigte Transportleistung von maximal 15,4 GW ist für die Dimensionierung der erforderlichen Leitungen relevant, nicht hingegen die in der Gegenrichtung von Süden nach Norden deutlich geringere benötigte Transportleistung von maximal 10,0 GW.
- **Mit SuedLink** ist dann die gesicherte Transportleistung von 15,9 GW nur etwas größer als die maximal benötigte Transportleistung von 15,4 GW.
- **Ohne SuedLink** beträgt die gesicherte Transportleistung nur noch 11,9 GW und liegt damit deutlich unterhalb der maximal benötigten Transportleistung von 15,4 GW. Falls jede Leistungsspitze gesichert transportiert werden soll, sind für den Stromtransport von Schleswig-Holstein nach Süden zusätzliche Transportleitungen mit einer gesicherten Transportleistung von etwa 3,5 GW erforderlich, also etwa so viel, wie sie SuedLink erbringen kann.

2.3.2 Transportleistungen mit Begrenzung

Abb. 2.3 zeigt erneut die im Jahr 2030 benötigten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden, aber diesmal nur für die 500 Stunden mit den höchsten Transportleistungen.

Die maximal benötigten Transportleistungen können durch kostengünstige Maßnahmen verringert werden (z.B. durch eine produktionsnahe Nutzung von Einspeisespitzen).⁵⁸ Die kurz gestrichelte Linie zeigt beispielhaft eine mögliche Verringerung der maximal benötigten Transportleistungen, wenn 1% der jährlich transportierten Energie produktionsnah genutzt wird und damit nicht transportiert werden muss.

⁵³ Bei Gleichstromleitungen kann die installierte Leistung als gesicherte Leistung angesetzt werden, siehe Kap. 7.4.2.

⁵⁴ Inkl. Hamburg.

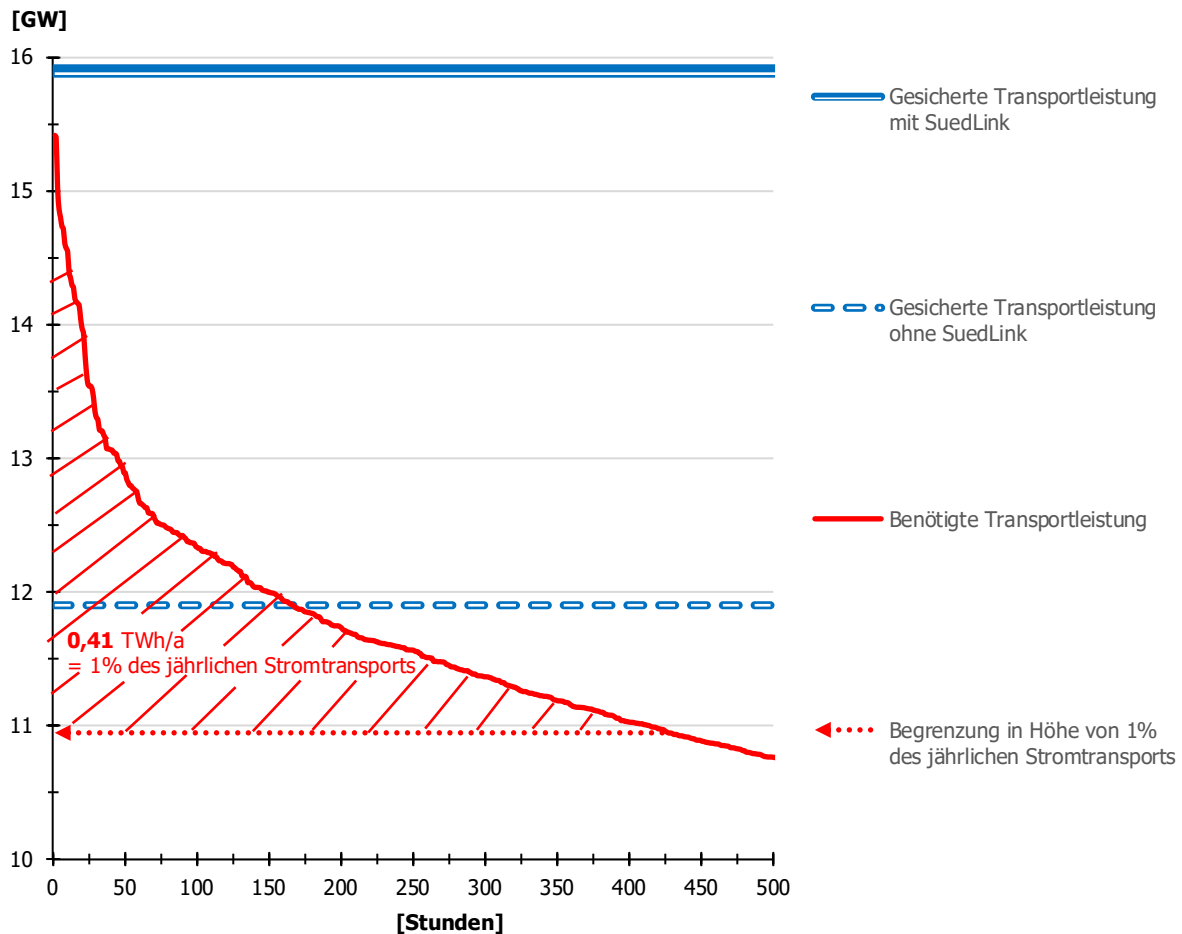
⁵⁵ Siehe [NEP 2019-2030/B, Ad-hoc-Maßnahmen P345 und P348].

⁵⁶ [NEP 2019-2030/2, Szenario B2030, S. 55].

⁵⁷ [Moorburg 2020].

⁵⁸ Siehe [Baumann/Jarass 2020, S. 64ff., Kap. 6] sowie Kap. 3.3.

Abb. 2.3: 500 Stunden mit den größten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden, Jahr 2030



Ergebnis

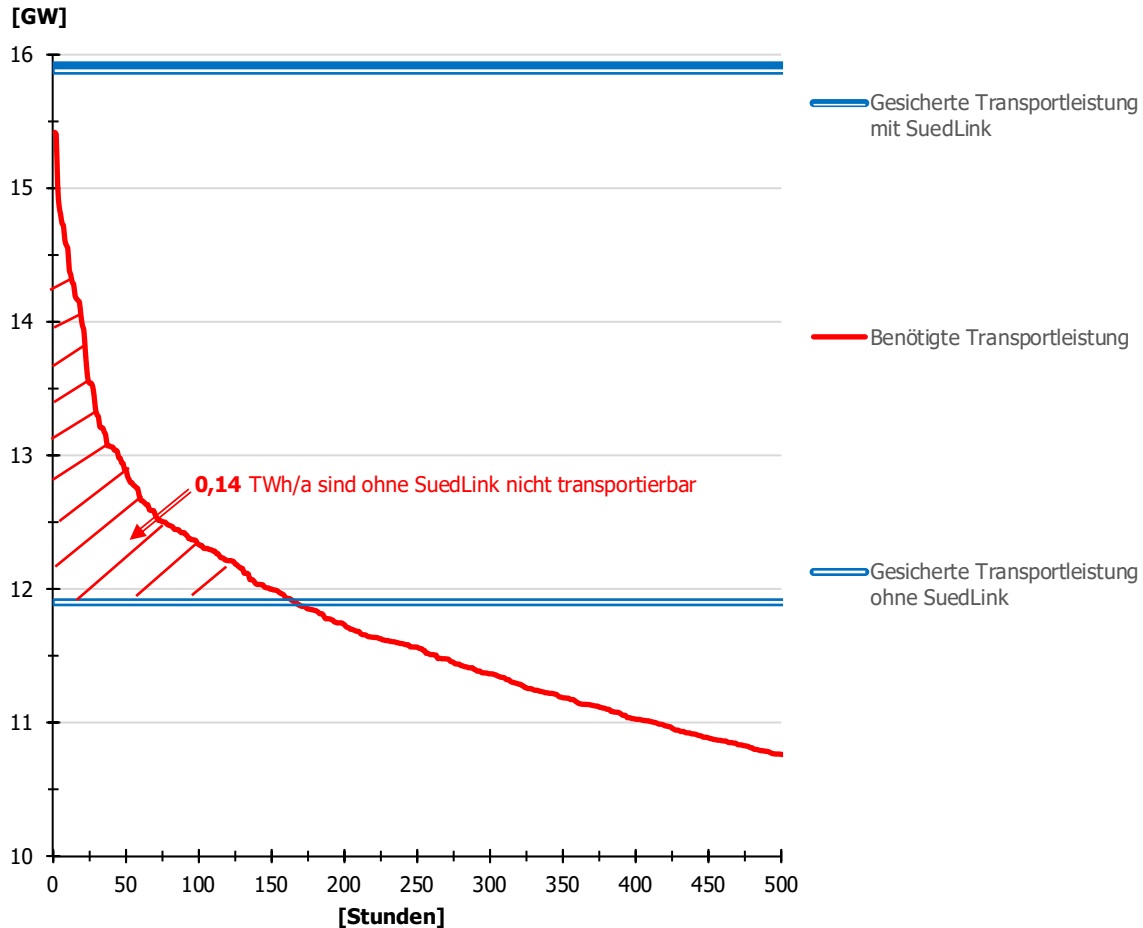
- Durch kostengünstige Möglichkeiten zur Reduzierung von Leistungsspitzen können die maximal benötigten Transportleistungen deutlich verringert werden.
- Wenn während hoher benötigter Transportleistungen z.B. 1% der jährlich von Norden nach Süden transportierten Energie produktionsnah genutzt wird und damit nicht von Norden nach Süden transportiert werden muss, kann die maximal benötigte Transportleistung von 15,4 GW um 4,5 GW auf 10,9 GW verringert werden, wodurch erhebliche Transportreserven geschaffen werden.
- **Mit SuedLink** ist dann die gesicherte Transportleistung von 15,9 GW um die Hälfte größer als die mit Begrenzung maximal benötigte Transportleistung von 10,9 GW.
- **Ohne SuedLink** beträgt die gesicherte Transportleistung nur noch 11,9 GW, liegt damit aber immer noch um 1 GW über der mit Begrenzung maximal benötigten Transportleistung von 10,9 GW. Durch eine geringfügige Begrenzung von seltenen Leistungsspitzen ist der SuedLink nicht mehr zwingend für den Stromtransport von Schleswig-Holstein nach Süden erforderlich.

In Kap. 3.3.2 wird gezeigt, dass eine derartige Begrenzung nicht im Widerspruch zu EU-Vorgaben steht.

2.3.3 Ohne SuedLink von Schleswig-Holstein nach Süden nicht transportierbare Energie

Abb. 2.4 zeigt für das Jahr 2030 die ohne SuedLink von der SuedLink-Startregion Schleswig-Holstein nach Süden nicht transportierbare Energie.

Abb. 2.4: Ohne SuedLink von Schleswig-Holstein nach Süden nicht transportierbare Energie, Jahr 2030



Ergebnis

- Die **mit SuedLink** gesicherte Transportleistung von 15,9 GW ist größer als die maximal benötigte Transportleistung von 15,4 GW. Deshalb kann die gesamte Energie transportiert werden.
- **Ohne SuedLink** beträgt die gesicherte Transportleistung nur noch 11,9 GW und ist damit deutlich kleiner als die maximal benötigte Transportleistung von 15,4 GW. Deshalb können im Jahr 2030 während 167 Stunden insgesamt 0,14 TWh⁵⁹ nicht transportiert werden. Das sind 0,34% der ohne Begrenzungen transportierbaren Energie von 41,1 TWh.
- Falls SuedLink gebaut wird, können diese 0,14 TWh im Jahr 2030 zusätzlich von Schleswig-Holstein nach Süden transportiert werden.

⁵⁹ Das ist etwas mehr als die in Abb. 2.3 bei einer Begrenzung von 1% des jährlichen Stromtransports nicht transportierbare Energie von 0,12 TWh/a, weil durch diese Begrenzung eine gesicherte Transportleistung von 12,0 GW resultiert, etwas mehr als die gesicherte Transportleistung **ohne SuedLink** von 11,9 GW.

2.4 Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg

Wie in Abb. 2.1 gezeigt, soll SuedLink elektrische Energie von Schleswig-Holstein mit einem System nach Nordbayern und mit dem anderen System nach Nordbaden transportieren.

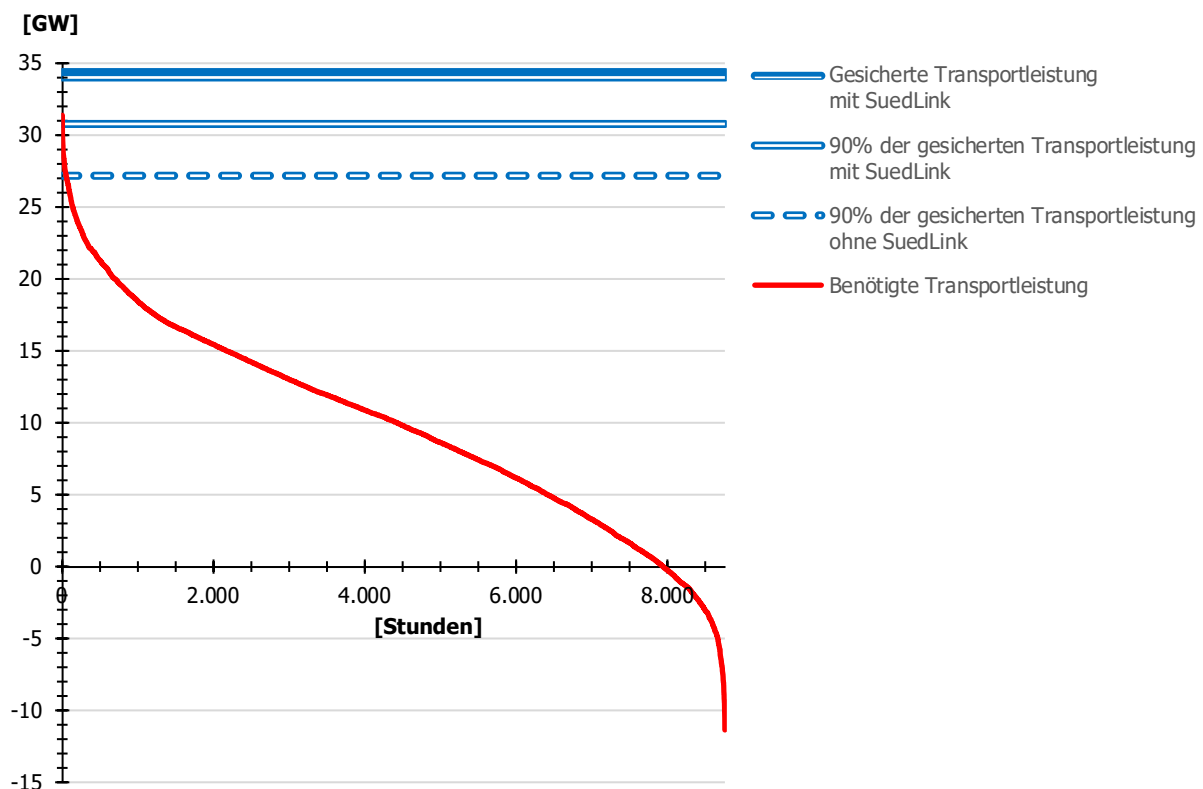
2.4.1 Abschlag für gesicherte Transportleistung erforderlich

Die gesicherte Transportleistung ergibt sich in erster Näherung als Summe der gesicherten Transportleistungen aller in den Nord-Süd-Korridoren⁶⁰ verlaufenden Leitungen. Dies überschätzt die tatsächlich vorhandene gesicherte Nord-Süd-Transportleistung⁶¹, da bei den Transportleistungen von Norden aufgrund der großen räumlichen Ost-West-Ausdehnung zwischen den Nord-Süd-Korridoren nach Bayern und Baden-Württemberg über diese Entfernungen ein jederzeit ausreichend großer Leistungsaustausch in Ost-West-Richtung nicht mehr gesichert möglich ist. Deshalb empfiehlt es sich, bis zum Einsatz ausreichend vieler lastflusststeuernder Maßnahmen⁶² nicht mit 100% der Summe der gesicherten Transportleistungen zu kalkulieren, sondern z.B. nur mit 90%.

2.4.2 Transportleistungen ohne Begrenzung

Abb. 2.5 zeigt die für das Jahr 2030 erwarteten Transportleistungen von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg. Dabei bleibt jedwede Begrenzung der maximalen Transportleistungen unberücksichtigt, deren Auswirkungen erst in Abb. 2.5 dargestellt werden.

Abb. 2.5: Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg, Jahr 2030



Zudem werden die gesicherten Transportleistungen aus dem Raum nördlich von Bayern und Baden-Württemberg in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg gezeigt:

- Die dicke Doppellinie zeigt die gesicherte Transportleistung **mit SuedLink**.
- Die schmale Doppellinie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **mit SuedLink**.

⁶⁰ Siehe die Erläuterungen zu Abb. 1.1.

⁶¹ Siehe Kap. 7.4.2.

⁶² Im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 sind eine Vielzahl von Maßnahmen zur Lastflusststeuerung vorgesehen [NEP 2021-2035/1, S. 181ff., Kap. 6.3].

- Die gestrichelte Doppellinie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **ohne SuedLink**.

Die gesicherte Transportleistung mit SuedLink von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg betrug im Jahr 2020 ca. 12,9 GW verteilt auf 12 Stromkreise. Sie soll laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 bis 2030 mit 11 weiteren Stromkreisen auf 34,2 GW und damit auf mehr als das 2,5-fache erhöht werden.

Ergebnis

- Nur die von Norden nach Süden benötigten Transportleistungen von maximal 31,4 GW sind für die Dimensionierung der erforderlichen Leitungen relevant, nicht hingegen die deutlich kleineren Transportleistungen von Süden nach Norden von maximal 11,4 GW.
- Ohne Begrenzung der Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg muss die gesicherte Transportleistung von 12,9 GW im Jahr 2020 um 18,5 GW auf 31,4 GW im Jahr 2030 erhöht werden. Das ist etwas weniger als im Netzentwicklungsplan Strom 2030 mit 34,2 GW vorgesehen.
- **Mit SuedLink** ist die gesicherte Transportleistung von 34,2 GW deutlich größer als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Werden allerdings nur 90%⁶³ der gesicherten Transportleistung berücksichtigt, resultieren 30,8 GW und damit etwas weniger als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW.
- **Ohne SuedLink** beträgt die gesicherte Transportleistung nur noch 30,2 GW und liegt damit unterhalb der maximal benötigten Transportleistung von 31,4 GW. Werden wiederum nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt, resultieren 27,2 GW und damit deutlich weniger als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW.

Ohne Begrenzung der Transportleistungen entsteht von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg ein erheblicher Netzausbaubedarf, für den im Netzentwicklungsplan Strom 2030 auch der SuedLink vorgesehen ist.

2.4.3 Transportleistungen mit Begrenzung

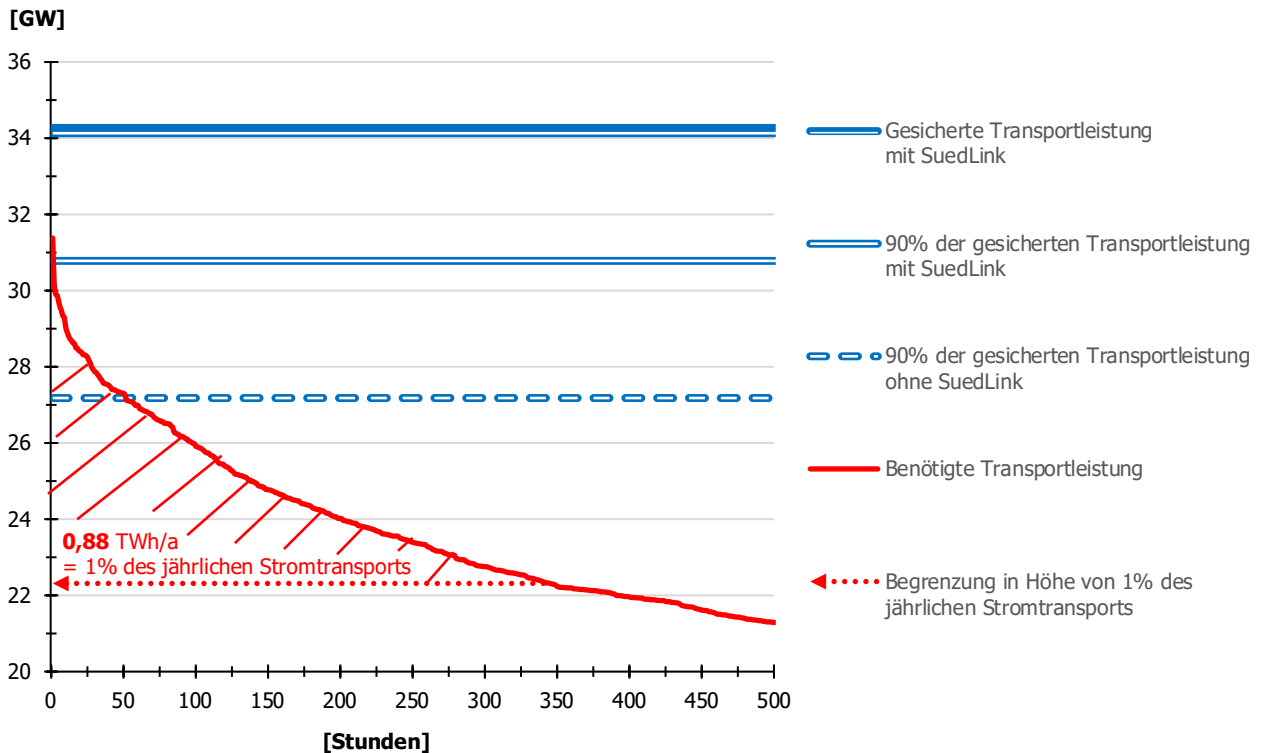
Abb. 2.6 zeigt erneut die für das Jahr 2030 erwarteten Leistungsflüsse von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg, aber diesmal nur für die 500 Stunden mit den größten Transportleistungen.

Die benötigten Transportleistungen können verringert werden, indem z.B. ein Teil der Stromerzeugung im Norden und Osten Deutschlands produktionsnah genutzt wird.⁶⁴ Die gepunktete Linie zeigt eine mögliche Verringerung der maximal benötigten Transportleistungen, wenn 1% der jährlich transportierten Energie produktionsnah genutzt wird und damit nicht transportiert werden muss. Hierfür gibt es eine Vielzahl von kostengünstigen Möglichkeiten, die in Kap. 3 skizziert werden.

⁶³ Siehe hierzu Kap. 2.4.1, Abschlag für gesicherte Transportleistung erforderlich.

⁶⁴ Siehe [Baumann/Jarass 2020, S. 64ff., Kap. 6].

Abb. 2.6: 500 Stunden mit den größten Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg, Jahr 2030



Ergebnis

- Durch kostengünstige Möglichkeiten zur Reduzierung von Leistungsspitzen können die maximal benötigten Transportleistungen deutlich verringert werden.
- Wenn während hoher benötigter Transportleistungen 1% der jährlich von Norden nach Süden transportierten Energie produktionsnah genutzt wird und damit nicht großräumig von Norden nach Süden transportiert werden muss, kann die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW um 9,1 GW auf 22,3 GW verringert werden.
- **Mit SuedLink** ist dann die gesicherte Transportleistung von 34,2 GW deutlich größer als die maximal benötigte Transportleistung von 22,3 GW. Auch wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, liegt die gesicherte Transportleistung mit 30,8 GW nach wie vor deutlich über der maximal benötigten Transportleistung von 22,3 GW.
- **Ohne SuedLink** beträgt die gesicherte Transportleistung zwar nur noch 30,2 GW, liegt aber damit immer noch deutlich oberhalb der maximal benötigten Transportleistung von 22,3 GW. Auch wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, liegt die gesicherte Transportleistung mit 27,2 GW immer noch über der maximal benötigten Transportleistung von 22,3 GW.

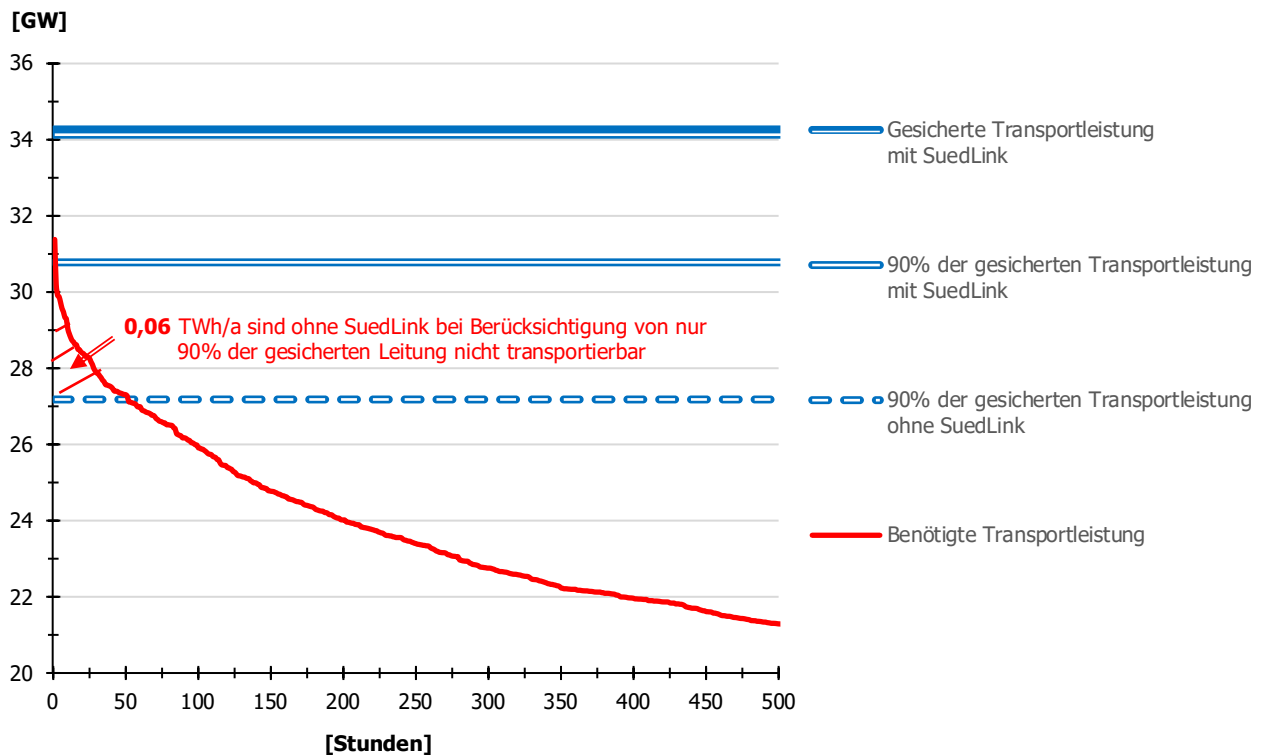
Mit einer in Bezug auf die Energiemenge geringfügigen Begrenzung der Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg wäre der **SuedLink** für den Stromtransport von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg **nicht erforderlich**.

In Kap. 3.3.2 und Kap. 3.3.4 wird gezeigt, dass die erforderliche Begrenzung der Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg durch eine geringfügige Begrenzung des Stromtransits von Skandinavien quer durch Deutschland nach Südeuropa nicht im Widerspruch zu EU-Vorgaben steht.

2.4.4 Ohne SuedLink von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie

Abb. 2.7 zeigt die ohne SuedLink von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie.

Abb. 2.7: Ohne SuedLink von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie, Jahr 2030



Ergebnis

- Die **mit SuedLink** gesicherte Transportleistung von 34,2 GW ist deutlich größer als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Deshalb kann die gesamte Energie transportiert werden.
- Wenn von der **mit SuedLink** gesicherten Transportleistung von 34,2 GW wegen des erforderlichen Abschlags⁶⁵ nur 90% berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung **mit SuedLink** nur noch 30,8 GW und damit etwas weniger als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Dann können im Jahr 2030 während 2 Stunden insgesamt 0,001 TWh nicht transportiert werden.
- Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung **ohne SuedLink** nur noch 27,2 GW. Dann können im Jahr 2030 während 52 Stunden insgesamt 0,06 TWh⁶⁶ nicht transportiert werden. Das sind 0,067% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie von 88,3 TWh.
- Falls SuedLink gebaut wird, können diese 0,06 TWh zusätzlich von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg transportiert werden.

⁶⁵ Siehe Kap. 2.4.1.

⁶⁶ Zusatzinformation, nicht in Abb. 2.7 grafisch gezeigt: Wenn nur 80% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung **ohne SuedLink** nur noch 24,2 GW. Dann können jedes Jahr während 190 Stunden insgesamt 0,40 TWh nicht transportiert werden. Das sind 0,45% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie.

2.5 Fazit zu der ohne SuedLink nicht transportierbaren Energie

Ohne SuedLink sind im Jahr 2030 folgende Energien nicht transportierbar:

- Laut Abb. 2.4 können **ohne SuedLink** 0,14 TWh nicht von der SuedLink-Startregion Schleswig-Holstein nach Süden transportiert werden. Das sind 0,34% der ohne Begrenzungen transportierbaren Energie von 41,1 TWh.
- Laut Abb. 2.7 können **ohne SuedLink** von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg 0,06 TWh (Berücksichtigung von 90% der gesicherten Leistung)⁶⁷ transportiert werden. Das sind 0,067% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie von 88,3 TWh.

Daraus resultieren im Jahr 2030 maximal⁶⁸ 0,20 TWh, die ohne SuedLink nicht transportierbar sind. Das sind maximal 0,15% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie von 129,4 TWh.

Die wegen der Begrenzung erforderliche geringfügige Begrenzung des Stromtransits von Skandinavien quer durch Deutschland nach Südeuropa steht nicht im Widerspruch zu EU-Vorgaben.

Wir gehen dabei davon aus, dass es im späteren Netzbetrieb gelingen muss, in allen Situationen Netzoptimierungen zur Entlastung der am höchsten belasteten Stromkreise vorzunehmen und dass witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) – solange es sich um alte Leitungen handelt – zum Einsatz kommt. Im Ergebnis muss sichergestellt sein, dass die vorhandene Netzstruktur unter Einhaltung der Versorgungssicherheit maximal ausgenutzt wird, bevor es zu Redispatch und Abregelung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien kommt.

Für die späteren Berechnungen in Kap. 4 wird als Obergrenze für die ohne SuedLink im Jahr 2030 nicht transportierbare Energie 1 TWh⁶⁹ angesetzt.

Im folgenden Kap. 3 wird untersucht, welche Möglichkeiten es für einen Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung gibt.

⁶⁷ 0,40 TWh/a (Berücksichtigung von 80% der gesicherten Leistung). Das sind 0,45% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie.

⁶⁸ Der Wert ist höchstens so groß wie die Summe aus 0,14 TWh plus 0,06 TWh, weil mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Begrenzung der Transportleistung von der SuedLink-Startregion Schleswig-Holstein nach Süden zu einer automatischen Reduzierung der von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg benötigten Transportleistung führt.

⁶⁹ Diese **ohne SuedLink** im Jahr 2030 nicht transportierbare Energie von 1 TWh gibt die Obergrenze der abzuregelnden Energie an und ist einen Faktor 8 kleiner als die von ENTSOE angegebenen 7,9 TWh erneuerbare Energie, die **ohne SuedLink** abgeregelt werden muss [ENTSOE 2021c, Project 235 – HVDC SuedLink Brunsbüttel/Wilster to Großgartach/Grafenrheinfeld], B3 Annual avoided curtailment (RES integration)]. Da beide Untersuchungen sich auf das Jahr 2030 beziehen, stellt sich die Frage nach möglichen Ursachen dieser enormen Differenz, die in Kap. 7.5.2 erläutert werden.

3 Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung

Kap. 3 besteht aus vier Unterkapiteln:

- Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung. ▶ **Kap. 3.1**
- Beispiel I: Kostengünstige Verringerung des Netzausbaus durch küstennahes Power-to-Gas. ▶ **Kap. 3.2**
- Beispiel II: Kostengünstige Verringerung des Netzausbaus durch EU-konforme Begrenzung von Stromtransiten. ▶ **Kap. 3.3**
- Fazit zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung. ▶ **Kap. 3.4**

3.1 Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung

Mit zunehmender Nutzung verbrauchsfern erzeugter elektrischer Energie aus regenerativen Quellen, v.a. küstennaher Windenergie, resultieren immer häufiger hohe Leistungsspitzen, die derzeit nicht produktionsnah verbraucht werden. Durch den im Netzentwicklungsplan Strom 2030 und auch im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 vorgesehenen massiven Netzausbau wird versucht, die Leistungsspitzen weiträumig abzutransportieren, anfangs nach Süddeutschland, mittlerweile mangels ausreichender Nachfrage in Süddeutschland immer stärker auch nach Süd- und Südosteuropa.

Werden durch eine zukünftig veränderte Nutzung des bestehenden Übertragungsnetzes Überlastungen erwartet, werden nach dem NOVA-Prinzip für das Netz zuerst Optimierungsmöglichkeiten, dann Verstärkungen bestehender Betriebsmittel und dann Ausbauoptionen untersucht. Dabei müssen EU-Regulativen ebenso wie die anerkannten Regeln der Technik beachtet werden. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 werden diese Aspekte im Wesentlichen berücksichtigt. Maßnahmen wie Lastverschiebung, Kapung von EE-Erzeugungsspitzen, Einsatz von Power-to-Heat und Power-to-Gas werden zwar ebenso modelliert wie zukünftige Bedarfe für Elektromobilität und Wärmepumpen, allerdings erfolgt diese Modellierung nicht mit dem primären Ziel, das Übertragungsnetz zu entlasten. Erkennbar ist das daran, dass diese Modellierung vor den eigentlichen Netzberechnungen abgeschlossen ist.

Mit wachsendem Ausbau der erneuerbaren Energien wachsen die maximalen deutschen Leistungsüberschüsse überproportional an, soweit – wie bisher – die Stromnachfrage weniger stark ansteigt als die installierte EE-Leistung. Wenn man Stromexport und Stromtransit unlimitiert wachsen lässt, z.B. durch den geplanten weiteren Ausbau der Interkonnektoren zu benachbarten Strommärkten, wird der Unterschied zwischen benötigter und ohne zusätzliche Maßnahmen verfügbarer Transportleistung immer weiter vergrößert.⁷⁰

Tab. 3.1⁷¹ zeigt Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung:

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

⁷⁰ Zur verfügbaren Transportleistung siehe Kap. 7.4.2.

⁷¹ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 41, Tab. 1.7]; zu einer detaillierten Erläuterung siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 43ff., Kap. 3].

1

Tab. 3.1: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung

		(1) Wirksam bei Leistungsüberschuss?	(2) Wirksam bei Leistungsdefizit?	(3) Überregionaler Netzausbau erforderlich?
(1a)	Stromspeicher produktionsnah	ja	ja	nein
(1b)	Stromspeicher produktionsfern	ja	ja	ja
(2a)	Reservekraftwerke verbrauchsnahe	nein	ja	nein
(2b)	Reservekraftwerke 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	ja
(4b)	Abregelung von Kraftwerken verbrauchsfern	ja	nein	nein
(5a)	Sektorkopplung regional	ja	ja	nein
(5b)	Sektorkopplung überregional	ja	ja	ja
(6a)	Internationaler Stromhandel Stromimport	nein	ja	ja
(6b)	Internationaler Stromhandel Stromexport	ja	nein	ja

2

3

Tab. 3.2 greift Tab. 3.1 auf und stellt die andernorts⁷² skizzierten Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus in einen größeren Zusammenhang.

4

5

Tab. 3.2: Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans Strom 2030

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
wenig erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom
kein Leistungsüberschuss im Norden und Osten	Leistungsüberschuss im Norden und Osten	Leistungsüberschuss bundesweit	Leistungsüberschuss bundesweit
Netzentwicklungsplan Strom 2030			Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus
keine Stromübertragung nach Süden	Übertragung des Leistungsüberschusses nach Süden überwiegend durch das bestehende Stromnetz	Export des bundesweiten Leistungsüberschusses durch ein massiv ausgebauten Stromnetz	Begrenzung der Leistungsüberschüsse
			Power-to-Gas: Gaserzeugung aus EE-Leistungsüberschüssen
			Power-to-Heat: Wärmeerzeugung aus EE-Leistungsüberschüssen
			Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung
			Bessere Auslastung des Stromnetzes

6

⁷² Zu ersten Überlegungen hierzu siehe [Baumann/Jarass 2020, Kap. 6] sowie [Jarass/Jarass 2017, S. 54f., Kap. 3.2.2 sowie S. 59f., Kap. 3.4.2].

3.2 Beispiel I: Kostengünstige Verringerung des Netzausbaus durch küstennahes Power-to-Gas

Durch den Bau von Power-to-Gas-Anlagen in der Nähe von küstennahen Windkraftwerken, die häufig Leistungsüberschüsse produzieren, müssen nämlich Leistungsspitzen dieser Überschussleistungen nicht mehr nach Süden transportiert werden, wodurch der Netzausbau nach Süden verringert werden kann.

Es gibt eine Reihe von aktuellen energiepolitischen Beschlüssen⁷³ zur verstärkten Nutzung der Wasserstofftechnologie, die eine große Bedeutung für den zukünftigen Netzausbau haben, weil der Bau von produktionsnahen Elektrolyseanlagen⁷⁴ in erheblichem Umfang einen überregionalen Netzausbau einsparen kann.

3.2.1 Viele konkrete Planungen für Power-to-Gas

Mittlerweile gibt es in Politik und Wirtschaft sehr konkrete Planungen für eine großtechnische Nutzung der Erzeugung von Wasserstoff mittels erneuerbarem Strom:

- *"Überschussstrom aus regenerativen Quellen kann vor Ort in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert werden, ohne dass die Stromnetze dadurch belastet werden oder Netzentgelte anfallen"*⁷⁵, 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 2019.⁷⁶
- *"Die Bundesregierung wird für die Entwicklung und großvolumige Skalierung der Elektrolyse- und Raffinerieprozesse zur Erzeugung von strombasierten klimaneutralen Gasen und Kraftstoffen Rahmenbedingungen schaffen."*⁷⁷
- *"Bis zum Jahre 2025 sollen in Norddeutschland mindestens 500 Megawatt und bis zum Jahre 2030 mindestens fünf Gigawatt Elektrolyseleistung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff installiert sein"*⁷⁸, so die norddeutschen Bundesländer in ihrer gemeinsamen Erklärung vom 07. November 2019.

Durch die Elektrolyse kann CO₂-freies Gas für die bei Dunkelflauten erforderlichen Reservekraftwerke produziert werden, statt die selten auftretenden sehr hohen Stromüberschüsse mit einem großen Aufwand an Netzausbau weiträumig nach Süd- und Südosteuropa zu exportieren. Dieses erneuerbare Gas kann dann grundsätzlich in vorhandener Gasinfrastruktur gespeichert und transportiert werden⁷⁹. 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.⁸⁰ Das erneuerbare Gas kann auch ohne Rückverstromung für Industrie, Verkehr und Gebäude genutzt werden.

Je weiter nördlich die Power-to-Gas-Anlagen angesiedelt werden, desto höher ist die Einsparung an Netzausbau. Dies bleibt im Netzentwicklungsplan Strom 2030 unberücksichtigt.⁸¹ Vielmehr erfolgt im Netzentwicklungsplan Strom 2030 die räumliche Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen anhand des regionalen Wasserstoffbedarfs der Hauptnachfrageindustrien, bei Power-to-Methan anhand der Quantifizierung und Regionalisierung des heutigen und zukünftigen Erdgasabsatzes sowie des CO₂-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland.⁸² Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 erfolgt zudem keine Berücksichtigung der durch Power-to-Gas eingesparten Netzausbaukosten, wodurch das Marktmodell im Netzentwicklungsplan Strom 2030 die betriebswirtschaftliche Rentabilität von Power-to-Gas

⁷³ [IHK 2019]; [Söder 2019]; [Klimaschutzprogramm 2019, S. 11].

⁷⁴ Klimaschutz durch grünen Wasserstoff siehe [BUND 2021].

⁷⁵ [IHK 2019].

⁷⁶ [Söder 2019].

⁷⁷ [Klimaschutzprogramm 2019, S. 11]; [Klimaschutzprogramm 2019a].

⁷⁸ [Wasserstoffstrategie 2019, S. I]. Zu einem Plan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen siehe [Thüga 2019].

⁷⁹ Siehe hierzu [Gas-Fernleitungsnetz 2017]; [Get H2 2019]; [Hybridge 2019, S. 9]. Bei einem Wasserstoffanteil von deutlich mehr als 10% müssten die Gasleitungen und ggf. die Anwendungsseite geeignet umgerüstet werden. Die Einspeisung von 10% Wasserstoff sind allerdings nur rund 3% Energieeinspeisung, weil Wasserstoff nur rund ein Drittel des Energieinhalts von Erdgas (Methan) hat.

⁸⁰ [Wasserstoffnetz 2020].

⁸¹ Siehe hierzu auch [NEP 2017-2030, Begutachtung].

⁸² Siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/2, Power-to-X, S. 14ff.].

weit unterschätzt und deshalb keine marktgetriebene Nutzung von Power-to-Gas zur Verringerung des Netzausbaus berücksichtigt.

3.2.2 Kosten von Wasserstoffelektrolyse

(1) Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen

Die Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen werden in einer offiziellen Studie des Bundesverkehrsministeriums mit 0,85 Mrd. €/GW⁸³ im Jahr 2019/2020 abgeschätzt, sinkend auf 0,50 Mrd. €/GW in 2030. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030⁸⁴ werden die Investitionskosten für Wasserstoff-Elektrolyseanlagen mit 0,76...0,88 Mrd. €/GW für 2030/2035 abgeschätzt, für Methan-Elektrolyseanlagen etwas höher mit 0,90...0,96 Mrd. €/GW bei jährlichen Betriebskosten von jeweils 2% der Investitionskosten.

Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom hat deutlich niedrigere Investitionskosten als der geplante Bau der beiden Gleichstrom-Autobahnen SuedLink und SuedOstLink.⁸⁵ So soll der SuedLink 10 Mrd. € kosten und 4 GW Strom transportieren können. Jedes Kilowatt Leistungsüberschuss, das an der Küste in erneuerbares Gas⁸⁶ umgewandelt wird, verringert den Netzausbau nach Süden um bis zu einem Kilowatt. Die Investitionskosten für eine Power-to-Gas-Anlage mit der gleichen Produktionsleistung werden vom Bundeswirtschaftsministerium für das Jahr 2030 auf weniger als 2 Mrd. € geschätzt.

Das heißt: Selbst wenn also die vollen Investitionskosten für die Power-to-Gas-Anlagen auf den Strompreis umgelegt würden, würden die deutschen Stromverbraucher um mindestens 6 Mrd. € entlastet, siehe Tab. 3.3. Zudem könnte so der Anfang Juni 2020 von der Bundesregierung beschlossene Bau von großen Power-to-Gas-Anlagen ohne Einsatz von Steuergeldern realisiert werden. Damit würde Geld gespart und die Energiewende vorangebracht statt behindert.⁸⁷

Tab. 3.3: Einsparung durch küstennahe Power-to-Gas-Anlagen statt SuedLink

4 GW Power-to-Gas küstennah	SuedLink
4 Mrd. € Kosten	10 Mrd. € Kosten
6 Mrd. € Einsparung durch Power-to-Gas	

(2) Produktionskosten von grünem Wasserstoff

Tab. 3.4 zeigt die Produktionskosten von grünem Wasserstoff für 1.000 und 2.000 Benutzungsstunden pro Jahr bei folgenden Annahmen:

- Investitionskosten von 1.000 €/kW,
- Annuität von 10% der Investitionskosten, also Kosten für Zinsen und Abschreibung von 100 €/(kW*a),
- Betriebskosten von 2% der Investitionskosten, also 20 €/(kW*a).

Wenn die Produktion von grünem Wasserstoff zur Verringerung des Netzausbaus nur Einspeisespitzen nutzt, sind die Stromkosten sehr niedrig. Je höher allerdings die Benutzungsdauer der Elektrolyse angesetzt wird, desto häufiger muss etwas teurerer Strom genutzt werden. Deshalb werden in Tab. 3.4 die Stromkosten bei einer Benutzungsdauer von 2.000 h/a⁸⁸ mit 3 Cent/kWh höher angesetzt als bei 1.000 h/a mit 1 Cent/kWh.

⁸³ [Wasserelektrolyse 2019, S. 6]. Hinzu kommen die Kosten der Speicherung und der Weiterleitung des EE-Gases.

⁸⁴ [NEP 2019-2030/2, Power-to-X, S. 4, Tab. 2.1].

⁸⁵ Zu den folgenden Zahlenangaben siehe [Baumann/Jarass 2020, S. 73ff., Kap. 6.2.4].

⁸⁶ Zu den einzelnen Elektrolysetechnologien siehe [Wasserelektrolyse 2019, v.a. S. 4]. Zu Elektrolyse am Standort der Offshore-Windkraftwerke siehe [Wasserstoff-Offshore 2019] und [Wasserstoff-Offshore 2019a].

⁸⁷ [Jarass 2020].

⁸⁸ Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 geht für 2035 von 3.000 Benutzungsstunden pro Jahr aus. 3.000 h/a = (0,6 + 8,4) TWh/a [NEP 2019-2030/2, S. 111, Abb. 43, PtM+PtW, in der Tab. ganz rechts unten] / 3,0 GW [NEP 2019-2030/2, S. 57, Abb. 21, PtG, in der Tab. ganz rechts unten]. Dies erscheint hoch, wenn man bedenkt, dass sich Power-to-Gas nur bei niedrigen Strompreisen, also bei einem deutlichen Leistungsüberschuss rentieren kann. Auch steht dann zu befürchten, dass bei derartig hohen Benutzungsstunden – im Widerspruch zu den Vorgaben für eine CO₂-Reduzierung – ein Teil des Wasserstoffs mit nicht erneuerbarem Strom produziert wird.

Tab. 3.4: Produktionskosten von grünem Wasserstoff

Wasserstoffkosten [Cent/kWh]	(1)	(2)
(1) Benutzungsstunden [h/a]	1.000	2.000
(2) Stromkosten	1,0	3,0
(3) Kosten grüner Wasserstoff		
(3.1) mit vollen Investitionskosten	19,5	13,5
(3.2) mit halben Investitionskosten	12,0	9,8
(3.3) ohne Investitionskosten	4,5	6,0

Beispiel zu Tab. 3.4, Z. (3.3), Sp. (1):

- Bei Investitionskosten von 1.000 €/kW und einer Annuität von 10% ergeben sich Investitionskosten pro Jahr von 100 €/kW, die in diesem Beispiel aus den eingesparten Netzausbaukosten finanziert werden. Hinzu kommen jährliche Betriebskosten von 20 €. Insgesamt resultieren jährliche Fixkosten von 20 €/kW bzw. 2.000 Cent/kW.
- Bei 1.000 Benutzungsstunden pro Jahr sind 1.000 kWh elektrische Energie erforderlich mit Kosten von 1.000 Cent. Bei typischen Umwandlungsverlusten von einem Drittel werden dann pro installierter Kilowatt Elektrolyseanlage 666 kWh grünes Gas erzeugt.
- Die Gesamtkosten betragen also 3.000 Cent für eine Gasproduktion von 666 kWh, also 4,5 Cent/kWh (Tab. 3.4, Z. (3.3), Sp. (1)) bzw. 1,5 €/kg⁸⁹ Wasserstoff.

Ergebnis

Bei Finanzierung der Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen aus den eingesparten Netzausbaukosten kann Wasserstoff für 4,5...6,0 Cent/kWh Wasserstoff, also für 1,5⁹⁰...2,0 €/kg Wasserstoff hergestellt werden und wäre damit bereits im Jahr 2020 gegenüber konventionell hergestelltem Wasserstoff⁹¹ konkurrenzfähig.

3.2.3 Projekte für küstennahes Power-to-Gas

(1) 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.⁹² Die Bundesnetzagentur sieht das Projekt wegen des fehlenden Nachweises des netztechnischen Bedarfs als nicht bestätigungsfähig an:

Zum einen handele es sich beim Bau einer produktionsnahen Elektrolyseanlage zur Verringerung des Netzausbaus nicht um die originäre Aufgabe des Netzbetreibers, nämlich den Transport von elektrischer Energie⁹³. Küstennahe Elektrolyseanlagen für erneuerbare Leistungsüberschüsse verringern aber bei geeignetem Einsatzverhalten den erforderlichen Netzausbau, womit die Installation einer Elektrolyseanlage durchaus als Substitut für eine Netzausbaumaßnahme angesehen werden kann.

Zum anderen schaffe ein Netzbetreiber durch den Betrieb der Anlage zusätzliche Stromnachfrage, die sich auf den Strommarkt auswirkt. Der Bau einer küstennahen Elektrolyseanlage zur Nutzung von Windstrom-Überschusspitzen verringert tatsächlich nur dann den Netzausbau nach Süden, wenn zu diesem Zeitpunkt der Stromtransit von Windstrom-Überschusspitzen nach Süden entsprechend verringert wird⁹⁴. Würde der Stromtransit unverändert bleiben, indem z.B. aus Dänemark entsprechend mehr Strom importiert wird, könnte keine Verringerung des Netzausbaus nach Süden erreicht werden.

⁸⁹ 1,5 €/kg Wasserstoff = 4,5 Cent/kWh Wasserstoff * 33,33 kWh Wasserstoff pro kg Wasserstoff.

⁹⁰ 1,5 €/kg ist auch der Zielwert 2030 für eine Wasserstoffproduktion in Spanien [Wasserelektrolyse-Spanien 2021].

⁹¹ [Wasserstoffkosten 2021].

⁹² [NEP 2019-2030/2, S. 682f.]; siehe hierzu auch [Hybridge 2019].

⁹³ [NEP 2019-2030/B, S. 308].

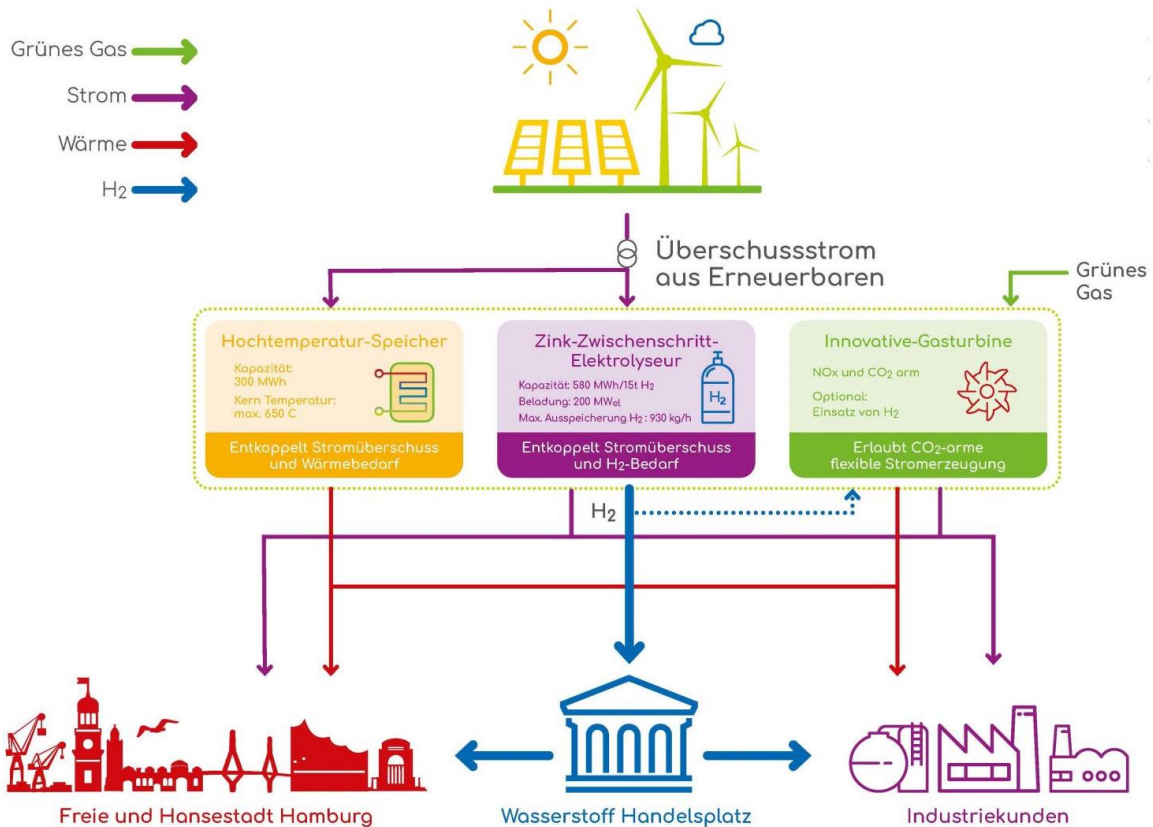
⁹⁴ Siehe Kap. 3.3.2 und Kap. 3.3.4.

(2) Beispiel Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk Hamburg-Moorburg

Abb. 3.1⁹⁵ zeigt das geplante Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk in Hamburg-Moorburg. Ein Hochtemperaturspeicher, ein Elektrolyseur und eine innovative Gasturbine ermöglichen 4 Stunden lang erneuerbaren Strom aufzunehmen und 24 Stunden konstant Energie zur Verfügung zu stellen. Gleichzeitig kann die bei der Elektrolyse in erheblichem Umfang anfallende Wärme genutzt werden.

Daraus resultiert in Analogie zum herkömmlichen Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk ein gänzlich neuer Kraftwerkstyp, nämlich ein Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk.

Abb. 3.1: Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk Hamburg-Moorburg



Durch den Bau dieses Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerks mit einer installierten elektrischen Leistung von 200 MW werden Leistungsspitzen von bis zu 200 MW produktionsnah genutzt, wodurch diese Leistungsspitzen nicht mehr nach Süden transportiert werden müssen und dadurch der Netzausbau nach Süden um bis zu 200 MW verringert werden kann.

Der erzeugte Wasserstoff kann zum CO₂-freien Betrieb von Reservekraftwerken bei Dunkelflauten genutzt werden.

(3) Nur küstennahe Power-to-Gas-Anlagen verringern den Netzausbau

Durch positive und negative Signale können Zubau und Betriebsweise von Anlagen zur regionalen Verwendung von erneuerbaren Energien so gesteuert werden, dass weniger Netzausbau zur Erreichung der Klimaziele notwendig wird. Die Vorgaben für die Erstellung des Netzentwicklungsplans müssen dafür solche regionalen Aspekte konsequent berücksichtigen.

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 geht davon aus, dass zukünftig Anreize für eine netzorientierte Regionalisierung von Power-to-Gas-Anlagen geschaffen werden.⁹⁶ Durch den Bau von produktionsnahen Power-to-Gas-Anlagen kann benötigte und verfügbare Leistung kostengünstig ausgeglichen werden. Allerdings sieht der Netzentwicklungsplan Strom 2035 vor, dass ca. ein Drittel der im Basisszenario

⁹⁵ [Elektrolyse 2021].

⁹⁶ [NEP 2021-2035/1, S. 21].

1 B2035 vorgesehenen 5,5 GW Elektrolyseleistung, also rund 1,8 GW im südlichen Teil Deutschlands in-
2 stalliert werden⁹⁷, für die der Strom bei starkem Wind aus Norddeutschland herantransportiert werden
3 muss. Allein dafür wäre eine neue Leitung im Übertragungsnetz erforderlich.

4 Leistungsüberschüsse in Photovoltaik-Kraftwerken können wegen des regelmäßigen Tag-Nacht-Rhyth-
5 mus der Sonne kostengünstiger in Batteriespeichern zwischengespeichert und dann abends ohne den
6 Umweg über Wasserstoff direkt als elektrische Energie genutzt werden.

7 **3.3 Beispiel II: Kostengünstige Verringerung des Netzausbaus durch** 8 **EU-konforme Begrenzung von Stromtransiten**

9 Stromimporte können für Deutschland bei nicht ausreichender Erzeugungsleistung die Versorgungssi-
10 cherheit verbessern. Stromexporte bei hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
11 können CO₂-Emissionen im Ausland verringern helfen. Stromtransite, also zeitgleiche Importe und Ex-
12 porte elektrischer Energie an unterschiedlichen Grenzen Deutschlands, dienen vorrangig kommerziellen
13 Interessen von Parteien, die sich nicht an den Kosten der erforderlichen Netzerweiterung und der zu-
14 sätzlich aufzubringenden Verlustenergie in Deutschland beteiligen.

15 Die Auswirkungen dieser Transite werden im Folgenden näher betrachtet, da wir davon ausgehen,
16 dass bei zeitlich begrenzter Verringerung dieser hohen Stromtransite die zusätzlich benötigte Transport-
17 leistung durch Neubau von Drehstrom- und Gleichstromleitungen in einigen Regionen deutlich reduziert
18 werden kann.

19 **3.3.1 EU-Vorgaben zum Stromhandel**

20 Die EU-Verordnung 2019/943 macht Vorgaben, welcher Teil der grenzüberschreitenden Verbindungs-
21 leitungen dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss. Den Marktteil-
22 nehmern muss laut EU-Verordnung 2019/943 die *"unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren*
23 *Netzbetrieb maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze"*⁹⁸ zur Verfügung ge-
24 stellt werden. Diese maximale Kapazität der Verbindungsleitungen ist durch die größtmögliche Übertra-
25 gung von Wirkleistung über die Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze gegeben, die die
26 Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt.⁹⁹

27 Die laut EU-Verordnung 2019/943 *"unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb*
28 *maximale Kapazität"* kann durch die gesicherte Transportleistung abgeschätzt werden, wobei die gesi-
29 cherte Transportleistung die Obergrenze dieser maximalen Kapazität bildet. Voraussetzung für diese
30 Abschätzung ist, dass der bilaterale Handel über die bilateralen Verbindungsleitungen abgewickelt wird
31 und die Verteilung des Stromtransports auf die betreffenden Verbindungsleitungen einigermaßen gleich-
32 mäßig erfolgt.

33 Die Vorgabe, dass den Marktteilnehmern die genannte *"maximale Kapazität"* der Verbindungsleitungen
34 zur Verfügung gestellt werden muss, gilt laut EU-Verordnung 2019/943 als erfüllt, wenn für den grenz-
35 überschreitenden Stromhandel mindestens **70%**¹⁰⁰ der verfügbaren Kapazität erreicht sind, die die Be-
36 triebssicherheit unter Berücksichtigung von Ausfallvarianten einhält. Wenn also dem grenzüberschrei-
37 tenden Stromhandel mindestens 70% der gesicherten Leistung zur Verfügung gestellt werden, ist laut
38 EU-Verordnung davon auszugehen, dass die EU-Vorgabe für den grenzüberschreitenden Handel erfüllt
39 wird.

40 Laut EU-Verordnung 2019/943 muss in einer Kosten-Nutzen-Analyse gezeigt werden, dass der durch
41 die Anwendung der Verordnung ermöglichte Nutzen die durch die Anwendung resultierenden Kosten

97 [NEP 2021-2035/1, S. 32].

98 [EU 2019a, Art. 16, Abs. (4), Satz 1].

99 *"Die Übertragungskapazität, auf die nach dem Ansatz der Nettoübertragungskapazität die Mindestkapazität von 70 % anzuwenden ist, stellt die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung dar, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt."* [EU 2019a, Gründe (28), Satz 1]. *"Koordinierte Nettoübertragungskapazität" bezeichnet eine Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex ante geprüft und festgelegt wird.* [EU 2019a, Art. 2, Ziffer 68].

100 Siehe [Jarass/Siebels 2020b, Kap. 2.2.1].

übersteigt.¹⁰¹ Im Klartext: Die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus müssen kleiner sein als der Nutzen des Netzausbaus.¹⁰²

3.3.2 Erforderliche Begrenzung der Stromimporte aus Skandinavien nach Schleswig-Holstein ist laut EU-Verordnung 2019/943 zulässig

Die maximal von Schleswig-Holstein¹⁰³ nach Süden benötigte Transportleistung beträgt 15,4 GW¹⁰⁴. Ohne SuedLink liegt die gesicherte Transportleistung von 11,9 GW¹⁰⁵ um 3,5 GW darunter.

Unsere Berechnungen zeigen, dass im Jahr 2030 bei hohen benötigten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden zeitgleich Stromimporte aus Skandinavien nach Schleswig-Holstein zwischen 3...10,7 GW auftreten können. Die obere Grenze ist durch die in unserem Modell B2030* für die Interkonnektoren zwischen Skandinavien und Deutschland angesetzte gesicherte Leistung von 10,7 GW¹⁰⁶ gegeben.

Wenn bei hohen benötigten Transportleistungen die Stromimporte aus Skandinavien um maximal 3,5 GW begrenzt werden, kann die dann nur noch maximal von Schleswig-Holstein nach Süden benötigte Transportleistung von 11,9 GW¹⁰⁷ auch ohne SuedLink gesichert transportiert werden. Hierfür muss die Energiemenge der Stromimporte aus Skandinavien nur um insgesamt 0,14 TWh/a¹⁰⁸ während 170 h/a begrenzt werden, weniger als 1% der jährlichen Energiemenge der Stromimporte aus Skandinavien von 17,2 TWh/a¹⁰⁹.

Tab. 3.5¹¹⁰ zeigt die laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 im Jahr 2030 installierten grenzüberschreitenden Leitungen ('Interkonnektoren') zwischen Skandinavien und Schleswig-Holstein.

Die EU-Vorgaben gelten als erfüllt, wenn von der laut EU-Verordnung 2019/943 "unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximalen Kapazität"¹¹¹ dem internationalen Stromhandel mindestens 70% zur Verfügung gestellt werden:

- Die Obergrenze dieser maximalen Kapazität kann durch die gesicherte Transportleistung zwischen Skandinavien und Schleswig-Holstein abgeschätzt werden.¹¹² Voraussetzung für diese Abschätzung ist, dass der bilaterale Handel über die bilateralen Verbindungsleitungen abgewickelt wird, wovon in diesem Fall auszugehen ist und die Verteilung des Transports auf die betreffenden Verbindungsleitungen einigermaßen gleichmäßig erfolgt. Verwendet man die in unserem Modell B2030* für die Interkonnektoren zwischen Skandinavien und Deutschland angesetzte gesicherte Leistung von 10,7 GW¹¹³, müssen also dem internationalen Stromhandel mindestens 7,5 GW¹¹⁴ zur Verfügung gestellt werden. Bei sehr großen benötigten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden betragen die

¹⁰¹ Siehe Kap. 4.1.2 sowie [Jarass/Siebels 2020b, Kap. 2.2.2, Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich].

¹⁰² Dies ist für SuedLink nicht der Fall; siehe hierzu Kap. 4.3.1(1), wo gezeigt wird, dass laut den Berechnungen der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) bei SuedLink die Kosten größer sind als der Nutzen.

¹⁰³ Plus Hamburg.

¹⁰⁴ Siehe Kap. 2.3.1.

¹⁰⁵ Siehe Abb. 2.2, gestrichelte Linie.

¹⁰⁶ Tab. 3.5, Z. (2a), Sp. (5).

¹⁰⁷ 11,9 GW = 15,4 GW – 3,5 GW.

¹⁰⁸ Siehe Abb. 2.4.

¹⁰⁹ Stromimporte nach Schleswig-Holstein im Jahr 2030 aus Norwegen 6,3 TWh, aus Dänemark-West 8,2 TWh, aus Schweden 5,9 TWh, davon für SH/HH relevant nur Baltic Cable mit geschätzt 6/13 von 5,9 = 2,7 TWh, insgesamt also 17,2 TWh [NEP 2019-2030/2, S. 97, B 2030].

¹¹⁰ Zu Tab. 3.5, Z. (1) siehe die Quellen zu Abb. 1.2. Zu Tab. 3.5, Z. (2a) siehe Abb. 1.2 sowie Kap. 7.4.2. Zu Tab. 3.5, Z. (2b) und Z. (3b): Die Vorgaben der EU-Verordnung 2019/943 gelten als erfüllt, wenn für den grenzüberschreitenden Stromhandel mindestens 70% der verfügbaren Kapazität zur Verfügung gestellt werden, die die Betriebssicherheit unter Berücksichtigung von Ausfallvarianten einhält (siehe Kap. 3.2.1); die gesicherte Leistung einer Leitung gibt eine Obergrenze für diese verfügbare Kapazität an. Zu Tab. 3.5, Z. (3a), Sp. (1) und Sp. (4): Bei HGÜ wird die verfügbare Leistung mit der installierten Leistung angesetzt, siehe Kap. 7.4.2. Zu Tab. 3.5, Z. (3a), Sp. (2): Jütland-Westküstenleitung gesichert 2,4 GW + 0,1 GW, die im Fehlerfall zur Jütland-Ostküstenleitung verlagert werden [Energinet 2021, Transmission System Data]. Zu Tab. 3.5, Z. (3a), Sp. (3): [Energinet 2021, Map].

¹¹¹ [EU 2019a, Art. 16, Abs. (4), Satz 1].

¹¹² [Jarass/Siebels 2020b, S. 49, Kap. 4.2.1].

¹¹³ Tab. 3.5, Z. (2a), Sp. (5).

¹¹⁴ Tab. 3.5, Z. (2b), Sp. (5).

Stromimporte von Skandinavien nach Schleswig-Holstein maximal 9,1 GW¹¹⁵, die EU-konform auf 7,5 GW begrenzt und damit um bis zu 1,6 GW verringert werden können. Damit kann EU-konform die von Schleswig-Holstein nach Süden maximal benötigte Transportleistung von 15,4 GW um maximal 1,5 GW auf bis zu 13,9 GW reduziert werden, immer noch deutlich oberhalb der ohne SuedLink gesicherten Transportleistung von 11,9 GW¹¹⁶.

Tab. 3.5: Interkonnektoren zwischen Skandinavien und Schleswig-Holstein, Jahr 2030

Transportleistung [GW]	(1)	(2)		(3)	(4)	(5)
	Norwegen HGÜ NordLink	Dänemark West Jütland Westküste	Jütland Ostküste	Schweden HGÜ Baltic Cable	Summe	
(1) Installierte Leistung	1,4	4,8	7,6	0,6	14,4	
(2a) Gesicherte Leistung laut Modell B2030*	1,4	3,4	5,3	0,6	10,7	
(2b) davon 70% für Handel	1,0	2,4	3,7	0,4	7,5	
(3a) Verfügbare Leistung gemäß EU-Richtlinie 2019/943	1,4	2,5	2,5	0,6	7,0	
(3b) davon 70% für Handel	1,0	1,8	1,8	0,4	4,9	

- Nun ist aber die laut EU-Verordnung verfügbare Leistung von Skandinavien nach Schleswig-Holstein mit 7,0 GW¹¹⁷ deutlich niedriger als in unserem Modell B2030* mit 10,7 GW¹¹⁸ angesetzt. Verwendet man diese niedrigeren Werte von 7,0 GW, dann erlaubt die EU-Verordnung eine noch deutlich stärkere Begrenzung des Stromimports aus Skandinavien auf bis zu 4,9 GW. Die in unserem Modell bei sehr großen benötigten Transportleistungen von Schleswig-Holstein nach Süden berechneten maximalen Stromimporte von Skandinavien nach Schleswig-Holstein in Höhe von 9,1 GW können dann EU-konform auf bis 4,9 GW begrenzt und damit um maximal 4,2 GW verringert werden. Damit kann EU-konform die von Schleswig-Holstein nach Süden maximal benötigte Transportleistung von 15,4 GW auf bis zu 11,2 GW reduziert werden und damit auf Werte, die etwas geringer sind als die ohne SuedLink gesicherte Transportleistung von 11,9 GW¹¹⁹.
- Zusätzlich kann es in seltenen Fällen sinnvoll sein, auch Spitzen der Einspeiseleistung in Schleswig-Holstein durch geeignete Maßnahmen¹²⁰ geringfügig zu begrenzen, um einen kostenaufwändigen Netzausbau zu vermeiden.

Ergebnis

- Durch seltene Begrenzungen der momentanen Stromimporte aus Skandinavien kann die maximal benötigte Transportleistung und damit der Netzausbau deutlich reduziert werden. Der SuedLink ist für die dann benötigte maximale Transportleistung nicht mehr erforderlich.
- Hierfür ist eine Reduzierung der jährlichen Energiemenge der Stromimporte aus Skandinavien nur um weniger als 1% erforderlich.
- Diese Begrenzung der Stromimporte aus Skandinavien steht nicht im Widerspruch zur EU-Verordnung 2019/943.

¹¹⁵ Und damit weniger als die maximal möglichen Stromimporte von 10,7 GW.

¹¹⁶ Siehe Abb. 2.2, gestrichelte Linie.

¹¹⁷ Tab. 3.5, Z. (3a), Sp. (5).

¹¹⁸ Tab. 3.5, Z. (2a), Sp. (5). Die beiden von Dänemark/Jütland nach Schleswig-Holstein führenden 380-kV-Drehstromleitungen haben nämlich mit 5,0 GW (= 2,5 GW [Tab. 3.5, Z. (3a), Sp. (2)] + 2,5 GW [Tab. 3.5, Z. (3a), Sp. (3)]) eine deutlich niedrigere gesicherte Leistung als in unserem Modell mit pauschal 70% der installierten Leistung von 12,4 GW (= 4,8 GW [Tab. 3.5, Z. (1), Sp. (2)] + 7,6 GW [Tab. 3.5, Z. (1), Sp. (3)]), also mit 8,7 GW angesetzt.

¹¹⁹ Siehe Abb. 2.2, gestrichelte Linie.

¹²⁰ Siehe Tab. 3.2.

3.3.3 Stromexport von den SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg nach Österreich/Schweiz/Frankreich

Von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg beträgt die benötigte Transportleistung maximal 31,4 GW. Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung ohne SuedLink nur noch 27,2 GW¹²¹. Dann können während 52 Stunden 0,06 TWh/a nicht transportiert werden, nur 0,067% weniger als mit SuedLink transportierbar wären.

Bei hohen Transportleistungen oberhalb von ca. 80% des Spitzenwertes beträgt im Jahr 2030 der zeitgleiche Stromexport nach Frankreich/Schweiz/Österreich 12...22 GW, im Durchschnitt rund 16 GW. Er verursacht damit rund die Hälfte der **maximal** von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg benötigten Transportleistung von 31,4 GW¹²². Durch eine geringe Begrenzung der Stromexporte nach Österreich/Schweiz/Frankreich in Höhe der eben genannten 0,06 TWh/a kann die von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg benötigte Transportleistung auch ohne SuedLink transportiert werden.

In dem hier vorgelegten Gutachten erfolgt eine großräumige Untersuchung von Raum Hamburg bis in den Raum Stuttgart. Eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen einer Begrenzung des Stromhandels nach Frankreich, Schweiz und Österreich ist einem späteren Gutachten vorbehalten.

3.3.4 Stromtransite von Skandinavien nach Südeuropa

(1) Umfang der Stromtransite

In dem von uns in Kap. 7 näher beschriebenen Netzmodell für das Szenario B2030* ergeben sich häufig gleichzeitige Importe aus Skandinavien und Exporte nach Österreich, Schweiz und Frankreich mit Leistungen in der Spitze von über 10 GW und ca. 14 TWh Energiemenge. In umgekehrter Richtung ergeben sich Transite durch das deutsche Übertragungsnetz von teilweise über 8 GW und einer Energiemenge von ca. 3,5 TWh/a. Diese Stromtransite sind von der EU explizit erwünscht, da der überregionale Stromaustausch die Erzeugungskosten senken und zur Dekarbonisierung beitragen soll. Es stellt sich aber die Frage, ob die Kosten des Netzausbaus und der Nutzen für Stromverbraucher in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen. Denn gemäß EU-Verordnung 2018/1999 sollen zusätzliche Leitungen nur dann gebaut werden, wenn ihr Nutzen die Kosten übersteigt. Auch das deutsche Energiewirtschaftsgesetz hat das Ziel, die deutschen Verbraucher mit kostengünstiger Energie zu versorgen.

Daher wurde untersucht, in welchem Maß auf den über das deutsche Übertragungsnetz abgewickelten internationalen Stromhandel Einfluss genommen werden müsste, um einen übermäßigen Netzausbau zu verhindern und damit den Kosten-Nutzen-Faktor des Netzausbaus zu verbessern. Dazu wurden für drei von West nach Ost durch Deutschland verlaufende Schnittlinien die maximalen Transportbedarfe je Stunde von Nord nach Süd bis zur Höhe der berechneten Transitleistung reduziert. Dies betrifft die in Kap. 2.3 beschriebene nördliche Schnittlinie (südliche Grenzen von Schleswig-Holstein und Hamburg¹²³), die in Kap. 2.4 untersuchte südliche Schnittlinie (nördliche Grenzen von Bayern und Baden-Württemberg) sowie eine mittlere Schnittstelle (nördliche Grenzen von Thüringen, Hessen und Ruhrgebiet), die für SuedLink weniger relevant ist.

(2) Umsetzung der Begrenzung der Stromtransite

SuedLink ist – wie in Kap. 2 gezeigt – erforderlich, um in wenigen Stunden des Jahres Transite von Skandinavien nach Südeuropa zu ermöglichen. Durch seltene Begrenzungen der Stromtransite von Skandinavien über Bayern und Baden-Württemberg nach Österreich, Schweiz und Frankreich kann die maximal benötigte Transportleistung und damit der Netzausbau deutlich reduziert werden, wobei die Gesamtmenge der nicht transportierbaren Stromtransite deutlich weniger als 1%¹²⁴ der ohne Begrenzung transportierbaren Stromtransite beträgt.

¹²¹ Siehe hierzu und zu den folgenden Zahlenwerten Kap. 2.3.2.

¹²² Siehe Abb. 2.5.

¹²³ Wird im Folgenden zur Vereinfachung nur Schleswig-Holstein genannt, ist immer die Startregion des SuedLink Schleswig-Holstein plus Hamburg gemeint.

¹²⁴ Siehe Kap. 2.5.

1 Durch eine derartige Begrenzung des internationalen Stromhandels oder durch eine Reduzierung der
2 Überschussleistung im Norden und Osten Deutschlands während weniger Stunden im Jahr kann auf
3 SuedLink verzichtet werden.

4 Diese Begrenzung von Transiten könnte von den Übertragungsnetzbetreibern durch zeitgleiche expli-
5 zite Begrenzungen von Im- und Exporten entsprechend der Ergebnisse von am Vortag durchzuführenden
6 Netzsicherheitsrechnungen erfolgen. Die erforderliche Begrenzung der Spitzen von Stromimporten
7 aus Skandinavien kann EU-konform umgesetzt werden¹²⁵. Zudem erfordern die EU-Vorgaben für ein
8 positives Verhältnis von Nutzen zu Kosten bei SuedLink¹²⁶ eine derartige Begrenzung.

9 Die Begrenzung von Transportleistungen würde nicht zwingend zur Bildung von unterschiedlichen Ge-
10 botszonen führen, soweit man z.B. Leistungsüberschüsse mit fester Planung produktionsnah nutzt und
11 damit regionale Leistungsüberschüsse gesichert reduziert.¹²⁷ Hingegen will der deutsche Netzentwick-
12 lungsplan Strom 2030 unterschiedliche Gebotszonen innerhalb Deutschlands vermeiden, indem Netz-
13 engpässe im ersten Schritt durch Redispatch und im zweiten Schritt durch einen massiven Netzausbau
14 beseitigt werden, dessen Kosten die inländischen Netzkunden zu tragen haben.

15 3.3.5 Redispatch und Stromhandel

16 Aufgabe von Redispatch ist es, durch Einspeisereduzierung in einer Netzregion mit momentaner Über-
17 schussleistung bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung in einer Netzregion mit Defizitleistung
18 die Auslastung des kritischen Stromkreises zwischen diesen Netzregionen präventiv so weit zu verrin-
19 gern, dass bei einem potenziellen Ausfall alle Grenzwerte für einen sicheren Netzbetriebszustand einge-
20 halten werden.¹²⁸

21 Der Umfang des erforderlichen Redispatch hängt wesentlich davon ab, inwiefern Begrenzungen des
22 Transports von Leistungsspitzen bereits beim Stromhandel an der Strombörse berücksichtigt werden.
23 Bleibt beim Stromhandel am Vortag eine Begrenzung unberücksichtigt, weil es keinen ausgewiesenen
24 Engpassbereich gibt, können im Rahmen von Netzsicherheitsberechnungen für den folgenden Tag unter
25 Berücksichtigung der gehandelten Strommengen Transportengpässe ermittelt werden, die dann prä-
26 ventiv mit großem Redispatch-Aufwand behoben werden müssen. Werden hingegen Begrenzungen der
27 Transportleistungen bereits am Vortag beim Abschluss von Lieferverträgen, also beim Stromhandel be-
28 rücksichtigt, ist ein kostenaufwändiger Redispatch nur in viel selteneren Fällen mit Prognoseabweichun-
29 gen erforderlich. Deshalb hat z.B. die Bundesnetzagentur im Oktober 2018 den Stromhandel zwischen
30 Deutschland und Österreich begrenzt.¹²⁹

31 Nicht transportierbare Stromüberschüsse resultieren ausschließlich bei sehr hoher Stromerzeugung
32 und deshalb sehr niedrigen Börsenstrompreisen. Wenn diese Stromüberschüsse an der Strombörse ver-
33 kauft werden, obwohl sie nicht zum Kunden transportiert werden können, werden dadurch unnötige
34 Kosten für den Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung ('Redispatch') zu Lasten
35 der deutschen Stromverbraucher verursacht. Diese unnötigen Kosten können durch eine Erhöhung der
36 verfügbaren Transportleistung eingespart werden, wodurch die Notwendigkeit von SuedLink und Meck-
37 lar – Dipperz – Bergrheinfeld begründet wird. Kostengünstige Alternativen¹³⁰ bleiben dabei unberück-
38 sichtigt.

¹²⁵ Siehe Kap. 3.3.2.

¹²⁶ Siehe Kap. 4.1.2 iVm Kap. 4.3.1(1).

¹²⁷ Siehe hierzu Kap. 2.3.2 und Kap. 2.4.3.

¹²⁷ Beispiel für eine sinnvolle Vorgehensweise, die zu günstigen Strompreisen für die deutschen Stromverbraucher führt und die deutsche Wasserstoffpolitik unterstützt: Die Wasserstoffherzeuger brauchen Sicherheit, dass sie günstigen Strom bekommen. Die Windstromerzeuger brauchen Sicherheit, dass sie Strom (in diesem Fall Erzeugungsspitzen) verkaufen können. Deshalb schließen sie einen langfristigen Liefervertrag über eine pro Jahr festgelegte (Mindest)Menge an elektrischer Energie zu einem festen Preis von z.B. 1 Cent/kWh, wie er zu Zeiten von Überschussstrom üblich ist. Damit ist der Windstromproduzent sicher, dass er für seinen Strom auch bei großen Leistungsüberschüssen (und dann ggf. negativen Preisen) immer einen Abnehmer hat, und die Wasserstoffherzeuger sind sicher, dass sie günstigen Strom bekommen und so Wasserstoff zu konkurrenzfähigen Preisen produzieren können. Damit geht dieser Strom nicht über die Börse und belastet (falls Wasserstoff nah zur Windproduktion erfolgt) nicht die Transportleitungen.

¹²⁸ Siehe Kap. 7.5.1. Zu Möglichkeiten Netzengpässe zu vermeiden siehe [Netzengpässe 2020] und [Netzengpässe 2020a].

¹²⁹ [Strompreiszone 2018].

¹³⁰ Siehe z.B. Kap. 4.3.2. Zellulare Ansätze, aber auch regionale Stromgebotszonen könnten hier Angebot und Nachfrage zusammenbringen und den benötigten Stromtransport reduzieren.

3.3.6 Gefahren des im Netzentwicklungsplan Strom 2030 geplanten großräumigen Leistungstransports

Das Übertragungsnetz wurde ursprünglich nicht vorrangig für den großräumigen Stromtransport mit hohen Leistungen konzipiert. Laut unserem Szenario 2030^{*131} ergibt sich z.B. an der mittleren Schnittlinie (nördliche Grenzen von Thüringen, Hessen und Ruhrgebiet) bereits im Jahr 2030 ein erheblicher Bedarf der Energieübertragung von Nordost nach Südwest von ca. 148 TWh/a bei einer maximalen Transportleistung von bis zu 42 GW. Ein derartiger großräumiger Leistungstransport zwischen Netzregionen mit Leistungsdefizit und mit Leistungsüberschuss ist bisher in Europa noch nicht erprobt worden.

Allein die Unterbrechung von Leistungstransporten (System-Split) mit weniger als 10 GW hat bereits mehrfach zu europaweiten Auswirkungen geführt (Italien 2003, Deutschland 2006, Kroatien 2021¹³²). Der derzeitige Auslegungswert zur Absicherung von Kraftwerksausfällen beträgt 3 GW¹³³. Sollte der System-Split an der kritischen Stelle auftreten, ist zu erwarten, dass zumindest die Höchstspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen von 12 GW nicht wegen Überlastung auslösen und damit die asynchronen Teilnetze weiter verbinden können. Damit wäre die verbleibende maximale Überschuss- und Defizitleistung zwar um die im Beispielfall installierten 12 GW geringer, aber mit bis zu 30 GW immer noch um einen Faktor 10 größer als der derzeitige Auslegungswert von 3 GW zur Absicherung von Kraftwerksausfällen.

Bisher wurden keine Maßnahmen definiert, mit denen bei einem Verlust von bis zu 42 GW Bezugsleistung die abgetrennte Defizitregion vor einem Blackout bewahrt werden könnte. Eine Möglichkeit zur Gefahrenabwehr könnte der Bau von Reservekraftwerken in Kombination mit sehr schnell reagierenden Batteriespeichern in Regionen mit potenziellem Leistungsdefizit sein.

3.4 Fazit zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung

Es gibt eine Reihe von Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Transportleistung, die kostengünstiger sind als der Bau der geplanten Gleichstrom-Autobahn SuedLink.

- Z.B. kann küstennahe Gaserzeugung ohne SuedLink nicht transportierbare Leistungsspitzen nutzen mit gegenüber SuedLink deutlich niedrigeren Investitionskosten. Bei Finanzierung der Investitionskosten aus den eingesparten Netzausbaukosten ist Wasserstoff bereits heute konkurrenzfähig. Dadurch kann auch die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung in ersten kommerziellen Elektrolyseanlagen kostengünstig umgesetzt werden.
- Gerade bei Freiland-Photovoltaikkraftwerken kann durch Einsatz von Batteriespeichern der Neubau von regionalen Anschlussleitungen und damit letztlich auch von überregionalen Leitungen deutlich verringert werden.

Durch seltene Einschränkungen der Stromtransite von Skandinavien über Bayern und Baden-Württemberg nach Österreich, Schweiz und Frankreich kann die maximal benötigte Transportleistung und damit der Netzausbau so deutlich reduziert werden, dass SuedLink nicht mehr erforderlich ist, während die Energiemenge der Stromimporte aus Skandinavien nur um weniger als 1% reduziert werden muss. Diese Begrenzung der Stromimporte aus Skandinavien steht nicht im Widerspruch zur EU-Verordnung 2019/943.

In die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg können ohne SuedLink während 52 Stunden 0,06 TWh/a nicht transportiert werden, 0,067% weniger als mit SuedLink.

Der im Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgesehene großräumige Leistungstransport von bis zu 42 GW gefährdet die Versorgungssicherheit. Schon die Unterbrechung von Leistungstransporten mit weniger als 10 GW hat erst kürzlich zu europaweiten Auswirkungen ('System Split ') geführt.

Im folgenden Kap. 4 wird untersucht, ob insbesondere EU-Vorgaben den Bau der geplanten 525-kV-Gleichstromleitung SuedLink zwingend erforderlich machen.

¹³¹ Siehe Kap. 7.3.2.

¹³² [ENTSOE 2021d].

¹³³ [Übertragungsnetz 2020, S. 36, Kap. 5.7].

4 Kosten-Nutzen-Analysen von SuedLink

Kap. 4 besteht aus vier Unterkapiteln:

- EU-Vorgaben. ▶ Kap. 4.1
- Keine Kosten-Nutzen-Analysen im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030. ▶ Kap. 4.2
- Kosten-Nutzen-Analysen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. ▶ Kap. 4.3
- Fazit zu Kosten-Nutzen-Analysen. ▶ Kap. 4.4

4.1 EU-Vorgaben

Das Gutachten untersucht ausschließlich energiewirtschaftliche und energietechnische Vorgaben und Fragestellungen. Rein juristische Aspekte, insbesondere eine europarechtliche Würdigung der EU-Vorgaben für den Stromnetzausbau, sind nicht Teil der Untersuchungen.

4.1.1 EU-Verordnungen

2016 hat die EU-Kommission ihr Vorhaben zum Legislativpaket *"Saubere Energie für alle Europäer"*¹³⁴ veröffentlicht. Darauf aufbauend wurden mittlerweile eine Reihe von EU-Verordnungen und EU-Richtlinien erlassen.

Davon sind für die in diesem Gutachten zu untersuchenden Fragestellungen folgende drei EU-Verordnungen¹³⁵ von besonderer Bedeutung, deren Auswirkungen auf den deutschen Netzausbau andersorts¹³⁶ ausführlich untersucht worden sind:

EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz

Diese EU-Verordnung 2018/1999¹³⁷ macht Vorgaben zum grenzüberschreitenden Stromverbund.

Aus dieser EU-Verordnung ergibt sich¹³⁸ keine zwingende Notwendigkeit, die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen nennenswert auszubauen.

EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Diese EU-Verordnung 2019/943¹³⁹ macht Vorgaben, welcher Teil der grenzüberschreitenden Stromleitungen dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss.

Aus dieser EU-Verordnung kann sich laut unseren Untersuchungen¹⁴⁰ nur dann eine Notwendigkeit ergeben, innerdeutsche Zubringerleitungen nennenswert auszubauen, falls die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwendigkeit massiv ausgebaut werden.

EU-Verordnung zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Diese EU-Verordnung 2020/389¹⁴¹ macht Vorgaben, welche Stromleitungen als EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse besonders wichtig für den EU-Stromverbund sind.

Diese EU-Verordnung macht laut unseren Untersuchungen¹⁴² den Bau von SuedOstLink nicht zwingend erforderlich.

¹³⁴ Vgl. die begleitend veröffentlichte Mitteilung der EU-Kommission [EU 2016]. Zu grundlegenden europarechtlichen Fragen siehe [Schlacke/Knodt 2019].

¹³⁵ Zu rechtlichen Grundlagen der Verordnungen siehe z.B. [Baumann/Brigola 2020].

¹³⁶ Siehe z.B. [Jarass/Siebels 2020b, Kap. 2 und Kap. 4].

¹³⁷ [EU 2018].

¹³⁸ [Jarass/Siebels 2020b, S. 55/56, Kap. 4.4.1].

¹³⁹ [EU 2019a].

¹⁴⁰ [Jarass/Siebels 2020b, S. 56/57, Kap. 4.4.2].

¹⁴¹ [EU 2019b].

¹⁴² [Jarass/Siebels 2020b, S. 57, Kap. 4.4.3].

1 Es gibt erhebliche Rückwirkungen der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse auf den deutschen
2 Bundesbedarfsplan, weil die Aufnahme einer Stromleitung in die Liste der EU-Vorhaben von gemeinsa-
3 memem Interesse mehr oder weniger automatisch zu einer Aufnahme in den deutschen Bundesbedarfsplan
4 führt.¹⁴³ Bereits im Vorfeld des deutschen Netzentwicklungsplans Strom 2030 wurden von den deutschen
5 Übertragungsnetzbetreibern für den ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan grenzüberschreitende
6 Maßnahmen, aber auch – wie SuedLink und SuedOstLink zeigen – innerdeutsche Leitungen vorgeschla-
7 gen und dort aufgenommen. Dies ist Voraussetzung für die Aufnahme in die EU-Liste der Projekte von
8 gemeinsamem Interesse. Anschließend wird wegen dieser EU-Vorgaben eine Aufnahme in den deut-
9 schen Netzentwicklungsplan Strom 2030 und darauf basierend in den Bundesbedarfsplan als zwingend
10 erforderlich dargestellt.

11 **Fazit zu den EU-Verordnungen¹⁴⁴**

- 12 • Neue Verbindungsleitungen dürfen laut EU-Verordnung nur dann gebaut werden, wenn nachweislich
13 der aus dem Netzausbau resultierende Nutzen die Kosten des Netzausbaus übersteigt.
- 14 • EU-Vorgaben machen den geplanten massiven Ausbau von grenzüberschreitenden Leitungen **nicht**
15 zwingend erforderlich.
- 16 • Wenn allerdings die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwen-
17 digkeit massiv ausgebaut werden, kann dadurch eine Notwendigkeit resultieren, innerdeutsche Zu-
18 bringerleitungen auszubauen.
- 19 • Die Begründungen der deutschen EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse haben wesentliche De-
20 fizite.
- 21 • Insbesondere ergibt sich aus diesen EU-Verordnungen keine zwingende Notwendigkeit für SuedLink.
- 22 • Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberücksichtigt, gibt es keine
23 Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen. Dies steht im Widerspruch zur EU-Zielsetzung.
- 24 • Der geplante Stromnetzausbau ist nicht alternativlos. Es gibt wirksame und kostengünstige Alternati-
25 ven.

26 **4.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen**

27 Alle drei untersuchten EU-Verordnungen verlangen eine Kosten-Nutzen-Analyse¹⁴⁵. *"Neue Verbindungs-*
28 *leitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen*
29 *nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt."*¹⁴⁶ Auch die EU-Verordnung zu
30 EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse verlangt eine Kosten-Nutzen-Analyse auf der Basis der von
31 der ENTSOE erarbeiteten Grundsätze¹⁴⁷ zu Kosten-Nutzen-Analysen unter Einbeziehung der Ziele zu
32 Treibhausgasen und erneuerbaren Energien.

33 Neue Stromleitungen dürfen also nur dann gebaut werden, wenn nachweislich der mögliche Nutzen
34 die Kosten übersteigt. Die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse basieren auf den Stromleitungen,
35 die der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) in seinem 10-Jahres-Netzent-
36 wicklungsplan Strom (TYNDP) aufgenommen hat¹⁴⁸. Neben vielen anderen Stromleitungen wurde auch

¹⁴³ Wie das vorher in Kap. 2.1.2 erläuterte Beispiel zur neuen Leitungsplanung SuedLink II zeigt. Siehe hierzu auch [Jarass/Siebels 2020b, S. 53, Kap. 4.3.2].

¹⁴⁴ [Jarass/Siebels 2020b, S. 58, Kap. 4.4.4].

¹⁴⁵ Siehe [Jarass/Siebels 2020b, Kap. 2.1.2, 2.2.2 und 2.3.2].

¹⁴⁶ [EU 2018, Anhang I, Teil 1, 2.4.1 i]; inhaltsgleich, aber ohne Angabe konkreter Zahlenwerte für Richtschwellewert und Anteile an der nominalen Übertragungskapazität siehe die zugrunde liegende EU-Verordnung [EU 2018, Art. 4 lit. d 1]. Diese Verordnung basiert auf einem Vorschlag von 2017 einer 'Interconnection Target Expert Group', die die drei Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen vorgeschlagen hatte [ENTSOE 2020, Project 130 - HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar, Project Description & Context, S. 7].

¹⁴⁷ [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019].

¹⁴⁸ "Regulation (EC) 714/2009 and Regulation (EU) 347/2013 specify that the TYNDP should help identify those infrastructure projects that are key to the EU achieving its climate and energy objectives. Such projects, known as European projects of common interest (PCI), are selected among the TYNDP overall list of transmission and storage projects. Every two years, the European Commission utilises the information in the latest TYNDP as part of its selection and adoption of a new biannual list of PCIs." [ENTSOE 2020c, S. 16].

1 SuedLink in den 10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 aufgenommen, obwohl SuedLink keine
2 grenzüberschreitende Leitung ist.¹⁴⁹

3 Für die Erarbeitung von Kosten-Nutzen-Analysen wird in den EU-Verordnungen auf den von der ENT-
4 SOE zu erstellenden unionsweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom verwiesen und die von der
5 ENTSOE erarbeiteten Grundsätze zu Kosten-Nutzen-Analysen.¹⁵⁰ Diese verlangen, dass für die Bestim-
6 mung des Nutzens einer neuen Stromleitung nur der durch den Leitungsbau zusätzlich bewirkte Nutzen
7 berücksichtigt werden darf.

8 Ein Netzausbau ist dann optimal, wenn sein Grenznutzen (hier Nutzen pro Erhöhung des zulässigen
9 Stromtransports) gleich seinen Grenzkosten (hier Kosten pro Erhöhung des zulässigen Stromtransports)
10 ist. Das Netz muss demnach bis zu dem Punkt umgebaut werden, bei dem der zusätzliche volkwirt-
11 schaftliche Netto-Ertrag, also zusätzlicher Nutzen minus zusätzliche Kosten, positiv ist.

12 Bei der Netzplanung wurde bisher in Deutschland fälschlicherweise nicht geprüft, ob durch Einsatz
13 eines Kraftwerks mit geringeren Stromproduktionskosten auch bei Berücksichtigung von dadurch ver-
14 ursachten Netzausbaukosten die insgesamt kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht
15 wird. Zur Erläuterung der Vorgehensweise dient folgendes Beispiel, bei dem es für die Abdeckung eines
16 zusätzlichen Stromverbrauchs in Deutschland zwei Alternativen gebe:

- 17 • Einsatz eines ausländischen Kraftwerks mit niedrigeren Grenzproduktionskosten, wofür aber ein Netz-
18 ausbau erforderlich ist oder
- 19 • Einsatz eines inländischen Kraftwerks mit höheren Grenzproduktionskosten, wofür aber kein Netzaus-
20 bau erforderlich ist.

21 Für die kostenoptimale Stromversorgung und den dafür erforderlichen Netzausbau müssen deshalb
22 vorab bestimmt werden:

- 23 • **Grenznutzen** des Netzausbaus:

24 Einsparung an Stromproduktionskosten, weil z.B. durch den Netzausbau ein norddeutsches Kraftwerk
25 mit niedrigen variablen Stromproduktionskosten eingesetzt werden kann statt eines süddeutschen
26 Kraftwerks mit höheren variablen Stromproduktionskosten.

- 27 • **Grenzkosten** des Netzausbaus:

28 Kosten des erforderlichen Netzausbaus, um den Strom vom norddeutschen Kraftwerk nach Süd-
29 deutschland transportieren zu können.

30 Nur falls der Grenznutzen des Netzausbaus größer ist als die Grenzkosten, sollte das Netz weiter aus-
31 gebaut werden.

32 Bei der Netzausbauplanung müssen also Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan be-
33 rücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen. Dies entspricht auch der
34 laut deutschem Netzentwicklungsplan Strom 2030 im EU-Gesetzgebungspaket *"Saubere Energie für alle
35 Europäer"*¹⁵¹ erklärten Zielsetzung, *"für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie
36 fördern"*¹⁵².

37 Hier liegt einer der zentralen Fehler des deutschen Netzentwicklungsplans Strom 2030: Statt die ge-
38 samten Kosten der Stromversorgung frei Verbraucher, also inklusive der erforderlichen Netzausbaukos-
39 ten zu minimieren, werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 nur die variablen Stromproduktions-
40 kosten frei Kraftwerk minimiert,¹⁵³ was im Widerspruch zu den genannten EU-Vorgaben steht. Der deut-
41 sche Netzentwicklungsplan Strom 2030 soll doch zu einer kostengünstigen Stromversorgung beitragen,
42 also zu einer Minimierung der Gesamtkosten der Stromversorgung, wie auch in § 1 EnWG gefordert,
43 und nicht nur die variablen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimieren.

¹⁴⁹ [ENTSOE 2021c, Project 235].

¹⁵⁰ Die EU-Vorgaben zu Kosten-Nutzen-Analysen sind ausführlich in [Jarass/Siebels 2020, Kap. 3] dargestellt.

¹⁵¹ [EU 2019]; siehe dazu auch [Agora 2019].

¹⁵² [NEP 2019-2030/2, S. 58].

¹⁵³ [NEP 2019-2030/2, S. 90]. Zudem bleiben viele andere Möglichkeiten zur Reduzierung der Stromversorgungskosten unbe-
rücksichtigt, siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 71ff., Kap. 7].

4.2 Keine Kosten-Nutzen-Analysen im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) hat detaillierte Richtlinien für die Kosten-Nutzen-Analysen von Netzausbauprojekten veröffentlicht.¹⁵⁴ 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 Netzentwicklungsplan Strom 2030¹⁵⁵ ausdrücklich hinweist.

4.2.1 Keine Bestimmung von Kosten und Nutzen im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030

Die laut EU-Verordnungen zwingend erforderlichen Kosten-Nutzen-Analysen wurden vom deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030 für SuedLink nicht durchgeführt¹⁵⁶, obwohl sie vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) in Abstimmung mit der EU gefordert werden.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) konnte auf Nachfrage keine Leitung nennen, für die im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030 der Nutzen in Bezug zu den Investitionskosten der Leitungen gesetzt wurde.¹⁵⁷

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln nämlich keinen Nutzen von neuen Stromleitungen, sondern bestimmen die Notwendigkeit von neuen Stromleitungen auf der Basis einer schrittweisen Bedarfsprüfung¹⁵⁸: Es wird geprüft, ob der zukünftig zu erwartende Stromtransportbedarf durch das bestehende Stromnetz gedeckt werden kann, bei Bedarf wird eine neue Stromleitung geplant. Allein weil diese Maßnahmen technisch geeignet sind, die errechneten Spitzenleistungen des Transports von Strom aus erneuerbaren Energien abzudecken, werden sie im Netzentwicklungsplan Strom 2030 als erforderlich ausgewiesen und anschließend von der Bundesnetzagentur als wirksam und erforderlich bestätigt.

Der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 macht weder Angaben zum Nutzen noch zu den Kosten des SuedLinks. Die Aufnahme des SuedLinks in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan Strom 2030¹⁵⁹, weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf von SuedLink ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist. Im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 wird explizit bestätigt, dass bisher für keine der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt wurden.¹⁶⁰ Auch zukünftig sollen mit Ausnahme von einigen Interkonnektoren¹⁶¹ keine Kosten-Nutzen-Analysen gemacht werden, sondern die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte *"wie bisher anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert"*¹⁶² werden.

Auch in zukünftigen deutschen Netzentwicklungsplänen sollen also fast¹⁶³ alle Projekte ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse realisiert werden.

¹⁵⁴ [ENTSOE 2018, S. 42].

¹⁵⁵ [NEP 2019-2030/2, S. 163]. Zu Vorschlägen zur integrierten Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplans Strom zu einem Systementwicklungsplan siehe [Dena 2020].

¹⁵⁶ Hingegen werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 für nur vorübergehend erforderliche sogenannte 'Ad-Hoc'-Maßnahmen sehr wohl Nutzen und Kosten erhoben und berücksichtigt: *"Die so ermittelten Opportunitätskosten werden den Investitionen, die für die Ad-Hoc-Maßnahme anfallen, gegenübergestellt."* [NEP 2019-2030/B, S. 56].

¹⁵⁷ [BMWi 2020a].

¹⁵⁸ *"internal redispatch methodology"* [ENTSOE 2020, Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12]. Zu den Möglichkeiten einer Gesamtoptimierung von Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten statt des im deutschen Netzentwicklungsplans Strom angewandten Prinzips 'Netz folgt Last' siehe [N-ERGIE 2016, S. 16].

¹⁵⁹ § 12e EnWG.

¹⁶⁰ [NEP 2021-2035/1, S. 133].

¹⁶¹ Nur für Interkonnektoren, die noch nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden und noch nicht im Bundesbedarfsplan enthalten sind, sollen laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 Kosten-Nutzen-Analysen erstellt werden. Deren Ergebnisse sollen erst im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 veröffentlicht werden [NEP 2021-2035/1, S. 133].

¹⁶² [NEP 2021-2035/1, S. 133].

¹⁶³ Mit Ausnahme einiger neu geplanter grenzüberschreitender Leitungen, sog. Interkonnektoren.

4.2.2 Keinerlei Berücksichtigung von Kosten im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030

Aber es fehlen nicht nur die von den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen, der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 lässt die Investitionskosten des Netzausbaus – man kann es kaum glauben – bei der Optimierung seiner Netzausbauplanung völlig unberücksichtigt¹⁶⁴, was zu einem überdimensionierten Netzausbau und unnötig erhöhten Gesamtkosten der Stromversorgung führt.

Die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen erzeugte Energie wird nur dann optimal in ganz Europa genutzt, wenn der Nutzen durch einen zusätzlichen Stromaustausch größer ist als die dadurch verursachten Kosten für Netzausbau und Verlustenergie durch den Transport. Laut den EU-Verordnungen muss in einer Kosten-Nutzen-Analyse gezeigt werden, dass der durch die Anwendung der Verordnung ermöglichte Nutzen die durch die Anwendung resultierenden Kosten übersteigen. Im Klartext: Die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus müssen kleiner sein als der Nutzen des Netzausbaus.

Dabei müssen auch die Kosten des ggf. erforderlichen Ausbaus des innerdeutschen Stromnetzes berücksichtigt werden, da sie Folgekosten eines Ausbaus der grenzüberschreitenden Leitungen sind.

Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 sieht bis 2030 Netzausbaukosten von 79 Mrd. € vor.¹⁶⁵ Auch bei einer angenommenen Verdoppelung dieser Kosten auf 190 Mrd. € – z.B. durch massive Baupreissteigerungen oder vermehrt erforderliche Verkabelung – würde der Netzentwicklungsplan Strom 2030 den erforderlichen Netzausbau unverändert lassen. Hieran sieht man, dass der Netzentwicklungsplan Strom 2030 die Interessen der Stromverbraucher, die den Netzausbau zahlen müssen, nicht angemessen berücksichtigt. Ein Netzausbau darf in keinem Fall ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten vorangetrieben werden, so wie es der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 im Widerspruch auch zu EU-Verordnungen macht.

Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberücksichtigt, gibt es keine Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen.

4.2.3 Verbrauchsnahe Stromerzeugung wird wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten systematisch benachteiligt

Grundsätzlich reduziert eine verstärkte Stromproduktion durch Energiequellen vor Ort den erforderlichen überregionalen Netzausbau, da dann z.B. der Bau von verbrauchsfernen Offshore-Windkraftwerken reduziert werden kann und lange Stromleitungen in den Süden nicht erforderlich sind. Deshalb ist für eine verbrauchsnahe Stromversorgung und Sektorkopplung die Kombination aus Nachfragemanagement und Stromspeichern¹⁶⁶ von besonderer Bedeutung, wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem¹⁶⁷ sichergestellt wird.

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 Leistungsüberschüssen die Stromproduktion zurückgefahren und der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt, zu Zeiten von Stromknappheit wird die Stromproduktion hochgefahren und überschüssige Wärme in den Wärmespeicher eingespeichert. Auf dem Weg zum dekarbonisierten Energiesystem gehen die Vorteile von Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken auf Basis von Kohle und Erdgas allerdings verloren, soweit nicht grünes Gas eingesetzt wird.

Nordbayerische Stromverteilungsunternehmen haben berechnet, dass sie bis 2030 alleine im Stromverteilnetz zusätzlich einen hohen dreistelligen Millionenbetrag investieren müssen, um die für Süddeutschland charakteristische mittägliche Photovoltaik-Erzeugungsspitze über das Stromnetz abtransportieren zu können. Dies erfolgt an rund 50...60 Tagen des Jahres während 5...6 Stunden. D.h. diese zusätzlichen Investitionen sind im Wesentlichen erforderlich, um für rund 4% des Jahres Strom zu

¹⁶⁴ Im Widerspruch zu § 1 Energiewirtschaftsgesetz und den Grundregeln der Marktwirtschaft bleiben im Netzentwicklungsplan Strom 2030 und damit auch im Bundesbedarfsplan die Kosten des Stromnetzausbaus völlig unberücksichtigt [Baumann/Jarass 2020, S. 54ff., Kap. 5.2].

¹⁶⁵ [Baumann/Jarass 2020, S. 28, Tab. 3.3, Z. (3.1) + Z (3.2), Sp. (2)].

¹⁶⁶ Siehe [Sternier/Stadler 2017].

¹⁶⁷ Vgl. [Jarass/Jarass 2017, S. 64, Abb. 3.5].

transportieren, weil intelligentere und zukunftsorientiertere Alternativen hierzu – wie etwa die Integration von Speichern und regionalen Elektrolyseuren in das Energiesystem und deren netzentlastender Einsatz – in den Netzentwicklungsplänen beharrlich ausgeblendet werden.¹⁶⁸

4.3 Kosten-Nutzen-Analysen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber

Für alle im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 enthaltenen deutschen Leitungsplannungen wurden von ENTSOE sozioökonomische und ökologische Kosten-Nutzen-Analysen auf Basis der von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern erstellten Unterlagen veröffentlicht.¹⁶⁹ ENTSOE erstellt alle zwei Jahre neue Kosten-Nutzen-Schätzungen, wobei jeweils in einem ersten Schritt vorläufige Werte zur Konsultation veröffentlicht werden und später in einem zweiten Schritt ggf. geänderte Werte.¹⁷⁰

Das laut ENTSOE häufigste Maß für die Monetarisierung der Vorteile eines Netzausbaus ist die Senkung der Stromproduktionskosten, genauer die Senkung der Gesamtkosten der variablen Erzeugung. Ein Netzausbau erhöht nach Darstellung der ENTSOE die Austauschfähigkeit zwischen zwei Bieterbereichen, reduziert die Brennstoff- und Betriebskosten und erhöht damit den so definierten sozioökonomischen Nutzen.¹⁷¹

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) gibt zwar den Nutzen von neuen Leitungen an, macht aber keinerlei Angaben zu den einzelnen Rechenschritten sowie den verwendeten Parametern und den hierfür angesetzten Werten.¹⁷² Viele von ENTSOE genannten Werte sind unbelegt und können von Dritten ohne weitere Informationen nicht überprüft werden.

4.3.1 Abschätzung des Nutzens von SuedLink durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE)

Der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber macht Angaben zu Nutzen und Kosten des SuedLinks¹⁷³. Mitte Februar 2021 wurde der ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 veröffentlicht, der Nutzen und Kosten einzelner Leitungen für 2030 bestimmt. Sein 'Central Scenario National Trends' berücksichtigt den Deutschen Energie- und Klimaplan, auf dem sowohl der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 wie auch unsere Berechnungen aufbauen, sowie die Vorgaben der europäischen Energieziele für 2030.¹⁷⁴

Weitere Szenarien mit teilweise höheren, teilweise niedrigeren Nutzenwerten berücksichtigen den Deutschen Energie- und Klimaplan nicht und können deshalb hier unberücksichtigt bleiben.

(1) Kosten und Nutzen von SuedLink im ENTSOE Central Scenario National Trends

Die SuedLink-Vorhabenträger TenneT und TransnetBW begründen laut ENTSOE-Projektbeschreibung¹⁷⁵ die Notwendigkeit von SuedLink mit zwei Argumenten:

- Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien, insbesondere durch Verringerung der Abregelung von erneuerbaren Energien.
- Verringerung von Redispatch und Countertrading.

Eine Verringerung der Unterschiede in den Großhandelspreisen zwischen einzelnen Strompreiszonen, z.B. zwischen Dänemark und Deutschland, wird nicht als Grund für den Bau von SuedLink angegeben, obwohl dies von ENTSOE als wesentlicher Nutzen¹⁷⁶ eines Netzausbaus festgestellt wird.

¹⁶⁸ [Hasler/Kleedörfer 2020].

¹⁶⁹ [ENTSOE 2020].

¹⁷⁰ ENTSOE weist im Entwurf des 10-Jahres-Netzentwicklungsplans Strom 2030 von November 2020 ausdrücklich darauf hin, dass die Bewertung der darin enthaltenen Stromleitungen und damit auch von SuedLink (und SuedOstLink) vorläufig ist: "All information, including on any individual project, must be considered preliminary and is subject to change in the final version." [ENTSOE 2021].

¹⁷¹ [ENTSOE 2019, S. 43, B1].

¹⁷² Die Autoren dieses Gutachtens haben ENTSOE am 31. Dez. 2020 und zur Erinnerung am 17. Jan. 2021 um detaillierte Angaben und Erläuterungen gebeten. Von ENTSOE wurden hierzu in ihrer Antwort [ENTSOE 2021b] keine Angaben gemacht.

¹⁷³ [ENTSOE 2021].

¹⁷⁴ [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 10]. Zum Deutschen Energie- und Klimaplan siehe [BMWi 2020, 2.4.1.i].

¹⁷⁵ [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 5/6].

¹⁷⁶ [ENTSOE 2019, S. 43, B1].

SuedLink wurde ausschließlich mit einer *"internal redispatch methodology"*¹⁷⁷ bewertet: Es wird dabei untersucht, welche zusätzlichen Kosten u.a. für CO₂-Zertifikate und Brennstoffe anfallen, wenn die Leitung nicht gebaut wird und es dadurch zu Transportengpässen insbesondere für erneuerbare Energien kommt.¹⁷⁸

Tab. 4.1¹⁷⁹ zeigt Kosten und Nutzen von SuedLink im ENTSOE Central Scenario National Trends für das Jahr 2030, das den Deutschen Energie- und Klimaplan, auf dem sowohl der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 wie auch unsere Berechnungen aufbauen, berücksichtigt.¹⁸⁰

Ohne SuedLink müssen laut ENTSOE (zusätzlich) 7,92 TWh/a¹⁸¹ erneuerbare Energien abgeregelt werden. Durch den Bau von SuedLink können hingegen nach unseren Berechnungen maximal 1 TWh/a **zusätzlich** transportiert werden, was die Obergrenze der abzuregelnden Energie angibt.¹⁸²

Tab. 4.1: Kosten und Nutzen von SuedLink, ENTSOE Central Scenario National Trends, Jahr 2030

10-Jahres-Netzentwicklungsplan 2030 Central scenario: National Trends für 2030	[Mio. €/a]	
(1) Nutzen	595	
(1.1) davon Verringerung von CO ₂ -Emissionen	93	
(1.2) davon Integration von erneuerbaren Energien	242	7,92 TWh/a
(1.3) Verringerung von Redispatch-Reserveleistung	97	4,83 GW
(2) Kosten	746	
(2.1) Betriebskosten	77	
(2.2) Kapitalkosten und Abschreibung ^{a)}	669	
(2.2a) Investitionskosten [Mrd. €]	9,56	

a) Kapitalkosten und Abschreibung werden mit 7 %/a der Investitionskosten angesetzt.

Die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 für SuedLink mit 4 GW Transportleistung angegebene mittlere Auslastung von 72,5%¹⁸³, also eine transportierte Energie von 25,4 TWh/a¹⁸⁴, bezieht sich auf die modellierte Benutzungsdauer. SuedLink übernimmt dann in vielen Situationen Transportleistung von den bestehenden Drehstromleitungen, die diese ausfallsicher transportieren könnten. Bestimmt man fälschlicherweise die bei Wegfall dieser geplanten Auslastung abzuregelnde erneuerbare Energie, so mag man zu den genannten 7,92 TWh/a abzuregelnde (erneuerbare) Energie kommen.

Zudem müssen laut ENTSOE zusätzlich 4,83 GW Redispatch-Kraftwerksleistungen reserviert werden, wofür Kosten von 97 Mio. €/a¹⁸⁵ anfallen, die laut ENTSOE durch den Bau von SuedLink vermieden werden können. Die Reduzierung der Redispatch-Kraftwerksleistungen erhöht laut ENTSO den Nutzen¹⁸⁶ von SuedLink, so dass nach dieser Lesart insgesamt ein Nutzen von SuedLink von 693 Mio. €/a¹⁸⁷ resultiert.

¹⁷⁷ [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 10].

¹⁷⁸ Siehe [ENTSOE 2019, S. 90ff.].

¹⁷⁹ Z. 1, Z. (1.1), Z. (1.2): [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 10/11]. Z. (1.3): [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 10/11].

¹⁸⁰ [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 10]. Zum Deutschen Energie- und Klimaplan siehe [BMWi 2020, 2.4.1.i].

¹⁸¹ [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 12, B3 Annual avoided curtailment (RES integration)].

¹⁸² Siehe Kap. 2.5.

¹⁸³ Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 prognostiziert folgende Auslastungswerte für SuedLink:
 - DC3 (SuedLink: Brunsbüttel – Großgartach): Ø 75%, Maximum 75% [NEP 2019-2030/B, S. 96],
 - DC4 (SuedLink: Wilster/West – Bergheinfeld/West): Ø 70%, Maximum 70% [NEP 2019-2030/B, S. 100].

¹⁸⁴ 25,4 TWh/a = 4 GW * 8.760 h/a * 72,5%.

¹⁸⁵ [ENTSOE 2021c, Project 235], B10 Reduction of Necessary Reserve for Redispatch Power Plants.

¹⁸⁶ [ENTSOE 2019, S. 91] B10: *"This benefit indicator can only be calculated when applying redispatch simulations (for a detailed description on redispatch simulations see section 6.21) for the project assessment and must be added to the set of benefit indicators as described above."*

¹⁸⁷ 693 Mio. €/a = 595 Mio. €/a [Tab. 4.1, Z. (1)] + 97 Mio. € [Tab. 4.1, Z. (1.3)].

Die Kosten für Redispatch können deutlich reduziert werden¹⁸⁸. Aber selbst wenn man keinerlei Maßnahmen zur Verringerung der enormen Kosten für Abregelung und Redispatch berücksichtigt, sind im hier relevanten Central Scenario National Trends des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans Strom 2030 die Kosten von SuedLink mit 746 Mio. €/a größer als der Nutzen mit 693 Mio. €/a.

(2) Weitere Kosten- und Nutzengrößen laut ENTSOE

In den beiden vorhergehenden Kapiteln wurde die von ENTSOE angegebene Erhöhung der sozioökonomischen Wohlfahrt mit den Investitions- und Betriebskosten verglichen.

Weitere Nutzengrößen

Neben der schon berücksichtigten Erhöhung der sozioökonomischen Wohlfahrt als zentraler ENTSOE Messgröße für den Nutzen einer Leitung (Indikator B1¹⁸⁹) werden von ENTSOE noch weitere Nutzengrößen angegeben¹⁹⁰:

- Zusätzliche Einsparung an volkswirtschaftlichen CO₂-Kosten (Indikator B2¹⁹¹) für unterschiedliche Annahmen bzgl. zukünftiger CO₂-Preise. Soweit für die Nutzung von CO₂-Steuern bezahlt oder Lizenzen gekauft werden müssen, ist dieser Nutzen schon durch Indikator B1 berücksichtigt.
- Bessere Integration von erneuerbaren Energien (Indikator B3¹⁹²), insbesondere durch erleichterten Anschluss neuer erneuerbarer Anlagen und Verringerung von Abschaltungen. Der monetarisierte Nutzen ist bereits weitgehend in den Indikatoren B1 und B2 enthalten.
- Verbesserung der allgemeinen Wohlfahrt durch bessere Integration von erneuerbaren Energien und durch verringerte CO₂-Emissionen (Indikator B4¹⁹³), wie z.B. Energieunabhängigkeit, Kampf gegen steigende Meereshöhen etc., die im Regelfall nicht monetarisiert, sondern nur qualitativ angegeben werden kann.
- Änderung der Netzverluste (Indikator B5¹⁹⁴), die durch zusätzliche Transporte ansteigen und monetarisiert werden können.
- Änderung der Versorgungssicherheit (Indikatoren B6, B7 und B8), die im Regelfall nicht monetarisiert, sondern nur qualitativ angegeben werden können.
- Vermeidung von neuer Infrastruktur (Indikator B9).
- Verminderung der für Redispatch erforderlichen Reserveleistung (Indikator B10).

Durch die anschließend erläuterte produktionsnahe Nutzung von erneuerbaren Stromüberschussspitzen resultieren dieselbe Verringerung an CO₂ (Indikator B2/B4) und auch dieselben positiven Effekte für die Integration von erneuerbaren Energien (Indikator B3/B4) wie bei einem Stromexport der erneuerbaren Stromüberschussspitzen, für den vielfach zusätzliche Leitungen erforderlich sind. Bei einem Vergleich des Nutzens von Netzausbau gegenüber dem Nutzen einer produktionsnahen Stromnutzung können also diese zusätzlichen Nutzengrößen bezüglich der Indikatoren B2, B3 und B4 unberücksichtigt bleiben.

Netzverluste (Indikator B5) sind bei produktionsnaher Nutzung von Leistungsüberschüssen im Regelfall geringer. Unsere Untersuchungen zeigen, dass bei Begrenzung von Transitspitzen durch produktionsnahe Nutzung von Leistungsüberschüssen die Auslastung des Drehstromnetzes mit und ohne SuedLink in etwa gleiche Spitzenwerte erreicht. Es fallen dann ohne SuedLink weder zusätzliche Verluste an, noch sind dann zusätzliche Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich. Bei Verzicht auf den Bau von SuedLink kann das eingesparte Geld in regionale, verbrauchsnahe EE-Gas-Reservekraftwerke, Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen investiert werden, die auch in Zeiten geringer EE-Erzeugung die Versorgungssicherheit erhöhen.

¹⁸⁸ Siehe Kap. 7.5.1(3).

¹⁸⁹ Indikator B1 [ENTSOE 2018, S. 28ff.]; siehe hierzu auch [Jarass/Siebels 2020, Kap. 2.1.1].

¹⁹⁰ Die Nutzenberechnungen wurden von ENTSOE für die Indikatoren B1 bis B6 auf der Basis der Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt, die Werte für die Indikatoren B7 bis B10 sowie die Kostenangaben werden direkt von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern übernommen [ENTSOE 2020, z.B. Project Sheet Nr. 235, SuedLink, S. 11 zum Nutzen, S. 17 zu den Kosten].

¹⁹¹ [ENTSOE 2018, S. 32].

¹⁹² [ENTSOE 2018, S. 33].

¹⁹³ [ENTSOE 2018, S. 34].

¹⁹⁴ [ENTSOE 2018, S. 34/35].

Inwieweit die Versorgungssicherheit (Indikatoren B6, B7 und B8) durch Netzausbau nennenswert ansteigt, muss für jeden Einzelfall geklärt werden genauso wie Vermeidung von neuer Infrastruktur (Indikator B9).

Verminderung der für Redispatch erforderlichen Reserveleistung (Indikator B10) wurde schon in Tab. 4.1 berücksichtigt und darf deshalb hier nicht nochmals berücksichtigt werden.

Weitere Kostengrößen

Neben den in unseren Kostenvergleichen berücksichtigten Investitions- und Betriebskosten werden von ENTSOE noch weitere Kostengrößen angegeben¹⁹⁵:

- Umweltbelastungen (Indikator S1). Umweltbelastungen entstehen insbesondere aus der Beeinträchtigung des Naturhaushalts.
- Soziale Kosten (Indikator S2). Soziale Kosten des Netzausbaus entstehen insbesondere aus der Beeinträchtigung von Erholungsmöglichkeiten, Siedlungsstrukturen und Landschaftsbild, v.a. bei der Durchquerung von landschaftlich besonders schützenswerten Regionen durch Freileitungen.
- Sonstige Kosten (Indikator S3).

Diese weiteren Kostengrößen bleiben bei unserem Kostenvergleich unberücksichtigt, obwohl sie beträchtlich sein können. Durch diese Nichtberücksichtigung werden die Kosten von Leitungsvorhaben gegenüber den Kosten von Alternativen wie produktionsnahe Nutzung von Leistungsüberschüssen unterschätzt.

Weitere Kosten sind größer als die weiteren Nutzen

Bei einem Vergleich des Nutzens von Netzausbau gegenüber dem Nutzen einer produktionsnahen Stromnutzung können wie erläutert die zusätzlichen Nutzengrößen (Indikatoren B2 bis B9) weitgehend unberücksichtigt bleiben.

Hingegen fallen die erheblichen Umweltbelastungen (Indikator S1), sozialen Kosten (Indikator S2) und ggf. auch sonstige Kosten (Indikator S3) erheblich ins Gewicht.¹⁹⁶

Der Nutzen aus Erhöhung der sozioökonomischen Wohlfahrt (Indikator 1) zzgl. eingesparte Kosten für Redispatch-Reserveleistungen (Indikator B10) müssen also bei SuedLink¹⁹⁷ deutlich größer sein als die Investitions- und Betriebskosten, damit insgesamt der Nutzen eines Netzausbaus größer ist als seine Kosten. Dies ist wie gezeigt nicht der Fall.

Ergebnis

Unter Berücksichtigung der weiteren von ENTSOE angegebenen Kosten- und Nutzengrößen überwiegen die Kosten den Nutzen noch stärker.

4.3.2 ENTSOE lässt kostengünstige Alternativen zum Stromtransport unberücksichtigt

Die weiteren von ENTSOE angegebenen Nutzengrößen resultieren aus der von ENTSOE sehr hoch abgeschätzten Menge an erneuerbaren Energien, die wegen Netzengpässen abgeregelt werden müssen. Momentan nicht übertragbarer Strom aus erneuerbaren Energien muss aber nicht zwingend abgeregelt werden. Er kann vielmehr produktionsnah zur CO₂-freien Wärmeversorgung oder Wasserstoff-Erzeugung verwendet oder auch zwischengespeichert werden. Dies berücksichtigt ENTSOE bei der Bestimmung des Nutzens nicht.

Für die mit dem EU-Legislativpaket *"Saubere Energie für alle Europäer"*¹⁹⁸ beabsichtigte verstärkte Nutzung regenerativer Energien ist der SuedLink nicht erforderlich, vielmehr gibt es kostengünstigere Alternativen, insbesondere produktionsnahe Nutzung von Leistungsspitzen.¹⁹⁹

Es gibt in Deutschland eine Vielzahl von Möglichkeiten, und in Verbindung mit der Sektorkopplung geradezu Notwendigkeiten, erneuerbaren Überschussstrom produktionsnah zu nutzen. Deshalb wird

¹⁹⁵ [ENTSOE 2018, S. 41].

¹⁹⁶ Auch wenn man sie im Regelfall nicht monetarisieren kann.

¹⁹⁷ Dieselben Überlegungen gelten auch beim Gleichstromerkabel SuedOstLink.

¹⁹⁸ [EU 2016]; [EU 2019].

¹⁹⁹ Siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 71ff., Kap. 7] sowie Kap. 3.

1 jedenfalls in Deutschland der Einsatz erneuerbarer Energien nicht durch fehlende Exportkapazität be-
2 hindert. Maßnahmen zur Begrenzung der maximalen Leistungsüberschüsse durch produktionsnahe Nut-
3 zung statt Export von Stromüberschussspitzen sind u.a.²⁰⁰:

- 4 • Power-to-Gas,
- 5 • Power-to-Heat,
- 6 • Verringerung der Must-Run-Leistung von konventionellen Kraftwerken.

7 Die produktionsnahe Nutzung von erneuerbaren Stromüberschussspitzen ist vielfach kostengünstiger
8 als ein überregionaler Netzausbau, insbesondere wenn für den Netzausbau Erdkabelösungen erforder-
9 lich sind.²⁰¹ So würden die deutschen Stromverbraucher um mindestens 6 Mrd. € entlastet, wenn statt
10 des Gleichstromerkabels SuedLink küstennah eine Elektrolyseanlage mit gleicher Leistung gebaut
11 würde, selbst wenn die vollen Investitionskosten für die Elektrolyseanlage auf den Strompreis umgelegt
12 würden.²⁰²

13 Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberücksichtigt, gibt es keine
14 Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen.²⁰³ Die Energiewende lebt laut dem Präsidenten der
15 Bundesnetzagentur Jochen HOMANN²⁰⁴ vom Wettbewerb. Deshalb sollte die Bundesnetzagentur den
16 Netzausbau nicht mehr – im Widerspruch zu den EU-Vorgaben – ohne Beachtung der damit verbunde-
17 nen Kosten privilegieren²⁰⁵, sondern einen Wettbewerb mit alternativen Maßnahmen ermöglichen.²⁰⁶

18 4.4 Fazit zu Kosten-Nutzen-Analysen

19 Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- 20 • Der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 lässt die Kosten des Netzausbaus völlig unberück-
21 sichtigt. Allein weil Netzausbaumaßnahmen wie SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld tech-
22 nisch geeignet sind, die errechneten Spitzenleistungen des Transports von Strom aus erneuerbaren
23 Energien abzudecken, werden sie im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030 als erforderlich
24 ausgewiesen und anschließend von der Bundesnetzagentur als wirksam und erforderlich bestätigt.
- 25 • Aber es fehlen nicht nur die von den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen, der
26 deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 lässt die Kosten des Netzausbaus – man kann es kaum
27 glauben – bei der Optimierung seiner Netzausbauplanung völlig unberücksichtigt, was zu einem über-
28 dimensionierten Netzausbau und unnötig erhöhten Gesamtkosten der Stromversorgung führt.
- 29 • Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau bleiben deshalb systematisch unberücksichtigt, insbe-
30 sondere wird eine verbrauchsnahe Stromerzeugung systematisch benachteiligt.
- 31 • Das Central Scenario National Trends der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) berück-
32 sichtigt den Deutschen Energie- und Klimaplan, auf dem sowohl der deutsche Netzentwicklungsplan
33 Strom 2030 wie auch unsere Berechnungen aufbauen. Selbst wenn man keinerlei Maßnahmen zur
34 Verringerung der dort angegebenen enormen Kosten für Abregelung und Redispatch berücksichtigt,
35 sind laut diesem Szenario die Kosten von SuedLink größer als sein Nutzen.
- 36 • Unter Berücksichtigung der weiteren von ENTSOE angegebenen Nutzen- und Kostengrößen überwie-
37 gen die Kosten den Nutzen noch stärker.
- 38 • Für eine verstärkte Nutzung regenerativer Energien ist der SuedLink nicht erforderlich, vielmehr gibt
39 es kostengünstigere Alternativen.

40 Der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 lässt die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksich-
41 tigt. Laut Berechnungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) sind die Kosten von
42 SuedLink größer als sein Nutzen. **Der Bau von SuedLink ist deshalb nicht zwingend erforderlich.**

200 [Jarass/Siebels 2020, S. 72-80, Kap. 7.2] sowie Kap. 3.

201 [Jarass/Siebels 2020, S. 71ff., Kap. 7].

202 [Baumann/Jarass 2020, S. 73ff., Kap. 6.2.4] sowie Tab. 3.3.

203 Siehe Tab. 3.2.

204 [Homann 2020].

205 Siehe Kap. 4.2.1.

206 [Jarass/Siebels 2020a]; [Jarass/Siebels 2020b]; zu Alternativen siehe Kap. 3.

1

- 2 Im folgenden Kap. 5 wird untersucht, ob der Bau der geplanten 380-kV-Drehstromleitung Mecklar –
3 Dipperz – Bergrheinfeld zwingend erforderlich ist.

5 Zusatzuntersuchung zu Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld

Kap. 5 besteht aus vier Unterkapiteln:

- Leitungsplanung Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld. ▶ Kap. 5.1
- Ohne Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld nicht transportierbare Energie. ▶ Kap. 5.2
- Kosten-Nutzen-Analysen für Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld. ▶ Kap. 5.3
- Fazit zu Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld. ▶ Kap. 5.4

5.1 Leitungsplanung Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld

Die geplante 380-kV-Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergheinfeld/Schweinfurt (P43) besteht aus einer zweisystemigen 380-kV-Drehstromleitung mit zwei Abschnitten:

- Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda, parallel zur bestehenden 380-kV-Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Großkrotzenburg/Hanau.
- Anschließend biegt die Leitung auf einer komplett neuen Trasse nach Südosten Richtung Bergheinfeld/Schweinfurt ab.

Die Leitung soll eine gesicherte Transportleistung von rund 3,6 GW²⁰⁷ haben und im Jahr 2031 in Betrieb genommen werden.²⁰⁸

5.1.1 Trassenverlauf von Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld (P43)

Abb. 5.1²⁰⁹ zeigt den geplanten Trassenverlauf der geplanten Leitung 380-kV-Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergheinfeld/Schweinfurt.

Das Projekt, vom Vorhabenträger TenneT mittlerweile als Fulda-Main-Leitung bezeichnet²¹⁰, dient laut Netzentwicklungsplan Strom 2030 der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgenden Maßnahmen²¹¹:

- Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda (M74a):
Von Mecklar nach Dipperz ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung im bestehenden Trassenraum mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Mecklar zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Dipperz zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- Dipperz/Fulda – Bergheinfeld/Schweinfurt (M74b):
Von Dipperz nach Bergheinfeld ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Die geplante Leitung hat eine Trassenlänge von insgesamt 131 km, davon 51 km von Mecklar/Bad Hersfeld bis Dipperz/Fulda parallel zur bestehenden 380-kV-Trasse Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Großkrotzenburg/Frankfurt und anschließend 80 km bis Bergheinfeld/Schweinfurt in neuer Trasse.

Die Leitung war bisher kein Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung, wurde aber im neuen Bundesbedarfsplan²¹² als Pilotprojekt für Erdkabel gekennzeichnet. Damit kann die Leitung abschnittsweise als Erdkabel ausgeführt werden, soweit dies technisch und wirtschaftlich effizient ist. Zudem muss die Leitung in einem Abstand von Wohngebäuden von weniger als 400 m in

²⁰⁷ $3,6 \text{ GW} = 380 \text{ kV} * 4.000 \text{ A} * \sqrt{3} * 2 \{\text{Systeme}\} * 0,98 \{\cos \varphi\} * 0,7 \{\text{Faktor für Umrechnung von installierter in gesicherte Leistung}\}$; siehe hierzu auch Kap. 7.4.2.

²⁰⁸ [NEP 2021-2035/1, S. 403].

²⁰⁹ [NEP 2021-2035/1, S. 405].

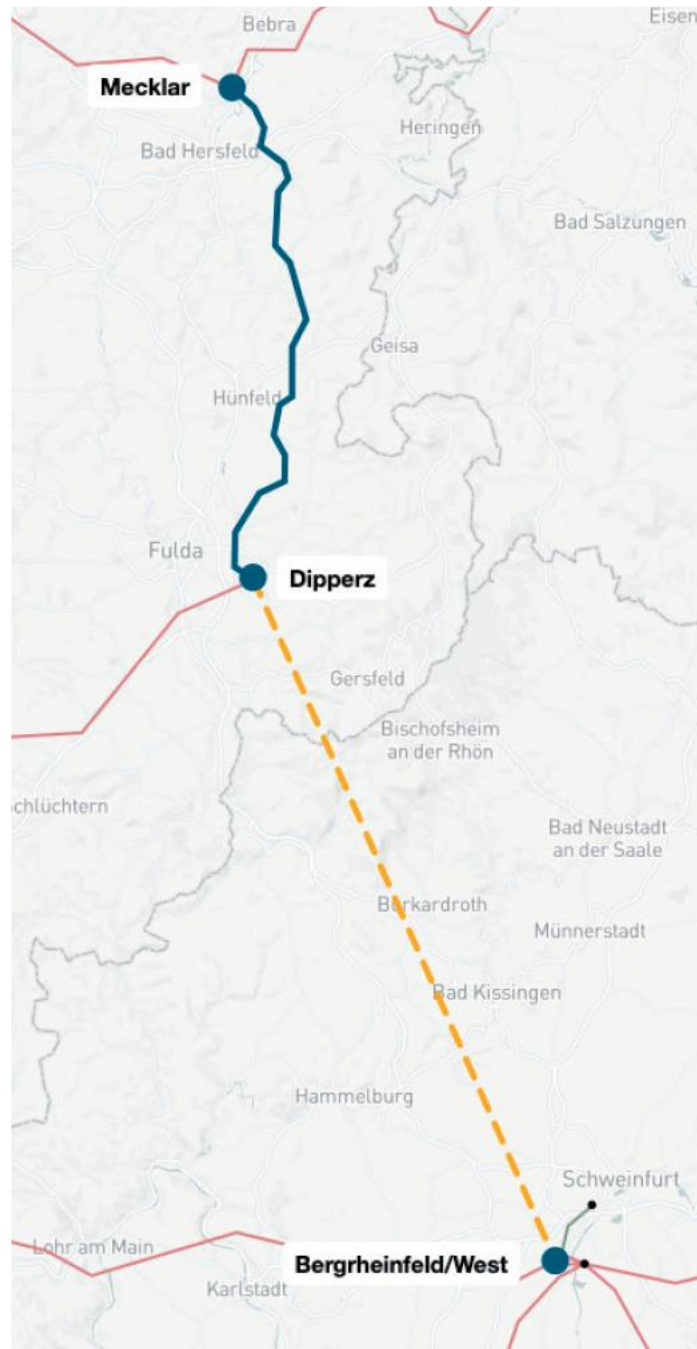
²¹⁰ [TenneT 2021].

²¹¹ [NEP 2021-2035/1, S. 403].

²¹² BBPlG; am 28. Januar 2021 hat der Bundestag die Novelle zum Bundesbedarfsplangesetz beschlossen, am 12. Februar folgte die Zustimmung des Bundesrates.

1 Ortschaften oder weniger als 200 m im Außenbereich verlaufen.²¹³ Die für die Zulassung zuständige
2 Behörde kann in diesen Fällen eine Verkabelung anordnen.

3 **Abb. 5.1: Geplante 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43)**



4
5 Die geplante 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld/West wird in folgenden offiziellen Netz-
6 ausbauplanungen aufgeführt:

- 7 • Netzentwicklungsplan Strom 2030 (P43), von der Bundesnetzagentur als wirksam und erforderlich
8 bestätigt.²¹⁴
9 • Bundesbedarfsplan (Nr. 17, Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld/West)²¹⁵.

²¹³ BBPlG, § 4 (2); zudem ist eine Erdverkabelung möglich, falls sonst gegen das Bundesnaturschutzgesetz verstoßen würde.

²¹⁴ [NEP 2019-2030/B, S. 155ff.].

²¹⁵ BBPlG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan. Dadurch wurden für diese Leitung die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt.

Die geplante 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld/West wird weder im aktuellen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber aufgeführt²¹⁶ noch ist sie ein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse²¹⁷.

Begründung laut deutschem Netzentwicklungsplan Strom 2030

Die Wirksamkeit des geplanten Leitungsabschnitts Mecklar – Dipperz (P43, Abschnitt M74a) wird mit einer Auslastung von 199% auf einem Stromkreis der bestehenden 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Großkrotzenburg/Frankfurt im Abschnitt zwischen Mecklar und Dipperz bei Ausfall des parallelen Systems begründet, die durch die (in bestehender Trasse geplante) zusätzliche Leitung Mecklar – Dipperz auf eine Auslastung von 96% reduziert werden kann.²¹⁸

Die Wirksamkeit des geplanten Leitungsabschnitts Dipperz – Bergrheinfeld/West (P43, Abschnitt M74b) wird mit einer Auslastung von 166% auf einem Stromkreis der bestehenden 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Großkrotzenburg/Frankfurt im Abschnitt zwischen Dipperz und Großkrotzenburg bei Ausfall des parallelen Systems begründet, die durch die (in neuer Trasse geplante) zusätzliche Leitung Dipperz – Bergrheinfeld/West auf eine Auslastung von 124% reduziert werden kann.²¹⁹

Auslastung

- Die durchschnittliche Auslastung des Leitungsabschnitts Mecklar – Dipperz wird mit 17% angegeben, seine maximale Auslastung mit 61%.²²⁰
- Die durchschnittliche Auslastung des Leitungsabschnitts Dipperz – Bergrheinfeld/West wird mit 15% angegeben, die maximale Auslastung mit 71%.²²¹

5.1.2 Alternativplanung Mecklar – Dipperz – Urberach/Frankfurt (P43mod)

Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 wurde neben der eben erläuterten 380-kV-Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt (P43) eine Alternativplanung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Großkrotzenburg/Hanau – Urberach/Frankfurt (P43mod)²²² untersucht.

Beide Leitungsalternativen werden mit dem *„prognostizierten starken Anstieg erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands“* begründet, für die *„die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend“* sei, *„um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können“*²²³.

(1) Alternativplanung P43mod benötigt keine neue Trasse

Abb. 5.2²²⁴ zeigt die Leitungsalternative von Mecklar/Bad Hersfeld über Dipperz/Fulda und Großkrotzenburg/Hanau nach Urberach/Frankfurt.

²¹⁶ Die Leitung 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43) wurde noch im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom aus dem Jahr 2018 zusammen mit der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar genannt [ENTSOE 2018b, Project Nr. 164.685], wie in [NEP 2019-2030/2, S. 417] korrekt angegeben. Ein spezifischer Nutzen für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld wird dort nicht genannt, sondern nur ein Gesamtnutzen eines ganzen Bündels unterschiedlicher Leitungen. Als Investitionskosten für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld werden dort 230 Mio. € genannt. Hingegen ist Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030, der Anfang 2021 veröffentlicht wurde, nicht mehr zu finden, im Widerspruch zur Angabe im 1. Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplans Strom 2035 [NEP 2021-2035/1, S. 403], wo Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld als Teil des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans Strom 2030 mit *„Nr. TYNDP 2020: 164“* bezeichnet wird. Im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 ist allerdings weiterhin die 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar zu finden, nun allerdings mit der Project Nr. 1043 [ENTSOE 2021c, Project Nr. 1043].

²¹⁷ [EU 2020].

²¹⁸ [NEP 2019-2030/B, S. 156].

²¹⁹ [NEP 2019-2030/B, S. 157].

²²⁰ [NEP 2019-2030/B, S. 158].

²²¹ [NEP 2019-2030/B, S. 158].

²²² Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Großkrotzenburg/Hanau – Urberach/Frankfurt (P43mod) [NEP 2019-2030/2, S. 420ff.].

²²³ [NEP 2019-2030/2, S. 417 bzw. S. 420].

²²⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 422].

Abb. 5.2: Alternativplanung 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz– Urberach/Frankfurt (P43mod)



Laut Bundesnetzagentur "hätten sich alle Varianten als elektrotechnisch nahezu gleichwertig erwiesen"²²⁵. Trotzdem "beschränkt sich die Bundesnetzagentur auf die Untersuchung der bereits im BBPIG enthaltenen und von den Übertragungsnetzbetreibern erneut beantragten Vorzugslösung der Übertragungsnetzbetreiber"²²⁶.

Die naheliegende und auch nach Meinung der Bundesnetzagentur elektrotechnisch nahezu gleichwertige Alternative Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Urberach/Frankfurt (P43mod) wird also von der Bundesnetzagentur nicht weiter verfolgt, obwohl diese Alternative vollständig in bestehender Trasse realisiert werden könnte.²²⁷ Stattdessen wurde die Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt (P43) von der Bundesnetzagentur bestätigt und deshalb in den Anfang 2021 novellierten Bundesbedarfsplan übernommen, obwohl hierfür 80 km²²⁸ Leitungsneubau in neuer Trasse durch weitgehend unberührte Landschaft erforderlich sind.

Auch der Netzentwicklungsplan Strom 2030 bestätigt, dass die Alternative Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Urberach/Frankfurt (P43mod) statt Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt "ebenfalls grundsätzlich geeignet {ist}, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen"²²⁹, wobei allerdings dadurch keine Vermaschung zwischen Hessen und Bayern erreicht werden kann. Zudem sei die Alternative Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Urberach/Frankfurt (P43mod) mit 164 km deutlich länger als die Leitung nach Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt (P43) mit 131 km.²³⁰

Es ist allerdings nicht ersichtlich, warum die Alternative Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Urberach/Frankfurt (P43mod) bis Urberach neu gebaut werden sollte. Wenn die Alternative für die Verma-

²²⁵ [NEP 2019-2030/B, S. 157 für P43/P43mod].

²²⁶ [NEP 2019-2030/B, S. 157 für P43/P43mod, S. 160 für P44/P44mod].

²²⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 420].

²²⁸ [NEP 2021-2035/1, S. 403].

²²⁹ [NEP 2021-2035/1, S. 404].

²³⁰ [NEP 2021-2035/1, S. 404].

1 schung zwischen Hessen und Bayern gedacht ist, fließt doch der Strom von Dipperz über Großkrotzen-
2 burg und Aschaffenburg nach Bergrheinfeld (siehe Abb. 5.2). Der Leitungsabschnitt von Großkrotzen-
3 burg nach Urberach erscheint dann nicht erforderlich. Die Realisierung der Alternative P43mod führt
4 dann **nicht** "zu insgesamt sechs Stromkreisen in diesem dicht besiedelten Raum südöstlich um Frankfurt
5 herum"²³¹. Und die Alternative Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Urberach/Frankfurt (P43mod)
6 ist dann bis Großkrotzenburg nicht 164 km lang, sondern mit rund 140 km nur unwesentlich länger als
7 die geplante Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt (P43) mit 131
8 km.

9 Zudem sei darauf hingewiesen, dass die bestehende 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Urberach oh-
10 nehin mittels Hochtemperaturleiterseilen oder durch Ersatzneubau bis 2028 deutlich verstärkt werden
11 soll,²³² sodass auch deshalb ein zusätzlicher Neubau im südöstlichen Raum von Frankfurt als nicht er-
12 forderlich erscheint. Weiters ist perspektivisch auch ohne Führung von P43 als P43mod nach Großkrot-
13 zenburg ohnehin eine Verstärkung zwischen Urberach, Großkrotzenburg und Aschaffenburg geplant²³³,
14 sodass auch deshalb ein zusätzlicher Neubau ab Großkrotzenburg als nicht erforderlich erscheint.

15 **(2) Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld (P43) statt Schalkau – Bergrheinfeld (P44)**

16 "Im 'Vorschlag für Lösung der Netzprobleme im Dreiländereck Bayern, Hessen und Thüringen' des Bundes-
17 ministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Energieministerien der Länder Bayern, Hessen und Thü-
18 ringen vom 05.06.2019 wurde unter anderem die Bundesnetzagentur mit der Prüfung beauftragt, ob auf das
19 Projekt P44 verzichtet werden kann, wenn nicht nur das Vorhaben P43 (Ursprungsvariante), sondern auch
20 bereits 2030 die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2030 (2019) für 2035 vorgesehene Erweiterung
21 des SuedOstLink von Klein Rogahn nach Isar realisiert wird (DC20; SOL-Erweiterung)."²³⁴ Diese Prüfung
22 ergab, dass auf P44 verzichtet werden kann, wenn die 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld
23 (P43) gebaut wird und zudem die Fertigstellung des 2. Systems des SuedOstLinks von 2035 auf 2030
24 vorgezogen wird.

25 Letztlich soll also die naheliegende und umweltfreundliche Lösung Mecklar/Bad Hersfeld – Dip-
26 perz/Fulda – Großkrotzenburg/Hanau (P43mod) statt Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Berg-
27 rheinfeld/Schweinfurt (P43) nicht realisiert werden, weil dadurch die Bayerische Staatsregierung errei-
28 chen konnte, dass (jedenfalls bis auf Weiteres) auf die Weiterplanung der Leitung Schalkau/Südthürin-
29 gen – Bergrheinfeld/Schweinfurt (P44) verzichtet wird und deshalb diese Leitung weder im 1. Entwurf
30 des Netzentwicklungsplans Strom 2035 noch im Bundesbedarfsplan 2021 enthalten ist.

31 D.h., die Weiterplanung an der 380-kV-Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/
32 Schweinfurt (P43) ist Voraussetzung für den (vorläufigen) Entfall von Schalkau/Südthüringen –
33 Bergrheinfeld (P44). Da aber die bestehende 380-kV-Leitung Altenfeld – Schalkau/Südthüringen bis
34 Schalkau Masten für vier Systeme hat, von denen derzeit nur zwei Systeme belegt sind, wird man die
35 beiden derzeit nicht belegten Systeme über kurz oder lang für einen weiteren Netzausbau nach Süden
36 nutzen, sei es Schalkau/Südthüringen – Bergrheinfeld (P44) oder Schalkau/Südthüringen – Luders-
37 heim/östlich von Nürnberg (P44mod). Aufgeschoben ist in diesem Fall leider nicht aufgehoben ...

38 **Ergebnis**

39 Die umweltschonendere Alternative Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Großkrotzenburg – Urber-
40 ach/Frankfurt (P43mod), die im Gegensatz zu Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/
41 Schweinfurt (P43) keinen Leitungsneubau auf neuer Trasse erfordert, wird von der Bundesnetza-
42 gentur nicht weiterverfolgt, obwohl sie elektrotechnisch auch nach Meinung der Bundesnetzagentur
43 nahezu gleichwertig ist.

44 Sobald die Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt (P43) in Bau ist,
45 wird man wohl die Leitungsplanung Schalkau/Südthüringen – Bergrheinfeld (P44) bzw. Schalkau-
46 /Südthüringen – Ludersheim/östlich von Nürnberg (P44mod) wieder aufnehmen.

231 [NEP 2021-2035/1, S. 404].

232 [NEP 2021-2035/1, S. 451, P161].

233 [NEP 2021-2035/1, S. 586, P500].

234 [NEP 2021-2035/1, S. 366].

5.2 Ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nicht transportierbare Energie

In Kap. 2.4 wurde untersucht, wie viel Energie im Jahr 2030 nicht von Norden in die SuedLink-Zielregionen Bayern und Baden-Württemberg transportierbar ist, falls SuedLink nicht gebaut wird. Diese Untersuchungen werden nun zur Abschätzung genutzt, wie viel Energie im Jahr 2030 nicht von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg transportierbar ist, falls die 380-kV-Leitung Mecklar/Bad Hersfeld – Dipperz/Fulda – Bergrheinfeld/Schweinfurt nicht gebaut wird.

Die gesicherte Transportleistung ergibt sich als Summe der gesicherten Transportleistungen aller in den Nord-Süd-Korridoren²³⁵ verlaufenden Leitungen. Dies überschätzt die tatsächlich vorhandene gesicherte Nord-Süd-Transportleistung²³⁶, da aufgrund der großen räumlichen Ost-West-Ausdehnung zwischen den Nord-Süd-Korridoren über diese Entfernungen ein jederzeit ausreichend großer Leistungsaustausch in Ost-West-Richtung nicht mehr gesichert möglich ist. Deshalb empfiehlt es sich, bis zum Einsatz ausreichend vieler lastflusssteuernder Maßnahmen²³⁷ nicht mit 100% der gesicherten Transportleistung zu kalkulieren, sondern z.B. nur mit 90%. Dies wird bei den folgenden Berechnungen berücksichtigt.

5.2.1 Transportleistungen ohne SuedLink

Abb. 5.3 zeigt – wie schon Abb. 2.7 – für das Jahr 2030 erwarteten Transportleistungen aus dem Raum nördlich von Bayern und Baden-Württemberg nach Bayern und Baden-Württemberg.

Zudem werden wieder gesicherte Transportleistungen aus dem Raum nördlich von Bayern und Baden-Württemberg nach Bayern und Baden-Württemberg gezeigt:

- Die dicke Doppellinie zeigt die gesicherte Transportleistung **mit** SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.
- Die schmale Doppellinie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **mit** SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.
- Die gestrichelte Doppellinie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **ohne** SuedLink, aber **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.
- Die gepunktete Linie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **ohne** SuedLink und zudem **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.

Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden²³⁸, gibt die gestrichelte Fläche oberhalb der gestrichelten Linie in Abb. 5.3 an, dass im Jahr 2030 ohne SuedLink 0,06 TWh nicht transportiert werden können. Diese Berechnung setzt voraus, dass alle sonstigen im Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgesehenen Leitungen, insbesondere auch die Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld mit einer gesicherten Transportleistung von 3,6 GW²³⁹ im Jahr 2030 zur Verfügung stehen.

Abb. 5.3 zeigt zudem die nicht transportierbare Energie, falls nicht nur SuedLink, sondern auch die Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nicht zur Verfügung stehen. In diesem Fall gibt die gestrichelte Fläche oberhalb der gepunkteten Linie in Abb. 5.3 an, dass im Jahr 2030 ohne SuedLink und ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld 0,44 TWh²⁴⁰ nicht von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg transportiert werden können.

²³⁵ Siehe die Erläuterungen zu Abb. 1.1.

²³⁶ Zur Begründung einer nur teilweisen Berücksichtigung der gesicherten Leistung siehe Kap. 2.4.1.

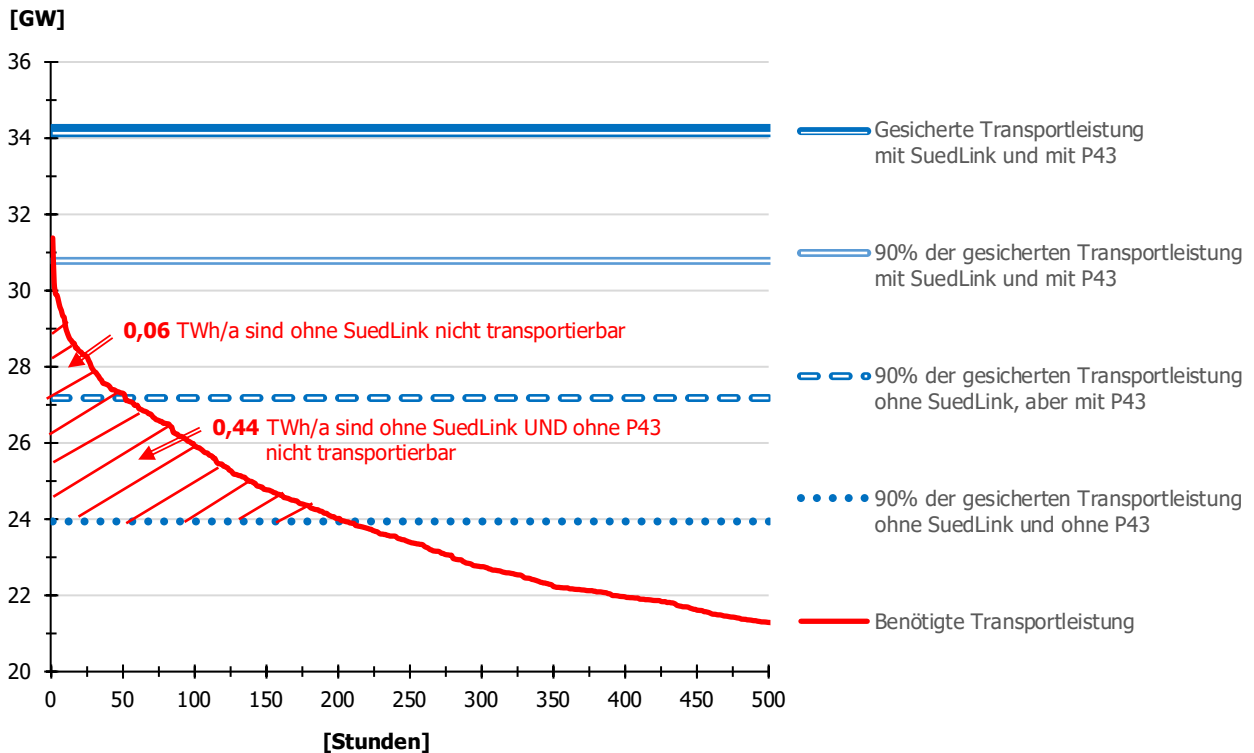
²³⁷ Im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 sind eine Vielzahl von Maßnahmen zur Lastflusssteuerung vorgesehen [NEP 2021-2035/1, S. 181ff., Kap. 6.3].

²³⁸ Zur Begründung einer nur teilweisen Berücksichtigung der gesicherten Leistung siehe Kap. 2.4.1.

²³⁹ $3,6 \text{ GW} \approx 2 \text{ Systeme} * 4.000 \text{ A [NEP 2019-2030/2, S. 417]} * 380 \text{ kV} * \sqrt{3} * 70\%$ [Anteil der gesicherten an der installierten Leistung bei Drehstromleitungen, siehe Kap. 7.4.2].

²⁴⁰ $0,44 \text{ TWh/a} = 0,38 \text{ TWh/a}$ (gestrichelte Fläche zwischen der gepunkteten und der gestrichelten Linie) + $0,06 \text{ TWh/a}$ (gestrichelte Fläche oberhalb der gestrichelten Linie).

Abb. 5.3: Ohne SuedLink und ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie, Jahr 2030



P43: Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld

Ergebnis

- Die gesicherte Transportleistung beträgt mit SuedLink und mit Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld 34,2 GW (dicke Doppellinie in Abb. 5.3), deutlich größer als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Deshalb können alle Energien transportiert werden.
- Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung mit SuedLink und mit Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nur 30,8 GW (dünne Doppellinie in Abb. 5.3), etwas weniger als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Deshalb können während 2 Stunden insgesamt 0,001 TWh/a nicht transportiert werden (das ist die kleine Fläche unterhalb der Spitze der benötigten Transportleistung, die so klein ist, dass sie in Abb. 5.3 nicht explizit gezeigt werden kann).
- Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung ohne SuedLink, aber mit Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nur 27,2 GW (gestrichelte Linie in Abb. 5.3), deutlich kleiner als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Deshalb können im Jahr 2030 während 52 Stunden insgesamt 0,06 TWh/a nicht transportiert werden. Das sind 0,067% der mit SuedLink transportierbaren Energie. Falls SuedLink gebaut wird, können diese 0,06 TWh/a zusätzlich transportiert werden.
- Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung ohne SuedLink und zusätzlich ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nur 23,9 GW. Dann können im Jahr 2030 während 204 Stunden 0,44 TWh/a nicht transportiert werden. Das sind 0,50% der mit SuedLink und mit P43 transportierbaren Energie. Falls SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld gebaut werden, können diese 0,44 TWh/a zusätzlich transportiert werden.

Zusatzinformation, nicht in Abb. 5.3 grafisch gezeigt: Wenn nur 80% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung ohne SuedLink und zusätzlich ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nur noch 21,3 GW. Dann können im Jahr 2030 während 502 Stunden 1,32 TWh/a nicht transportiert werden. Das sind 1,49% der mit SuedLink und mit Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld transportierbaren Energie. Falls SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld gebaut werden, können diese 1,32 TWh/a zusätzlich transportiert werden.

5.2.2 Transportleistungen mit SuedLink

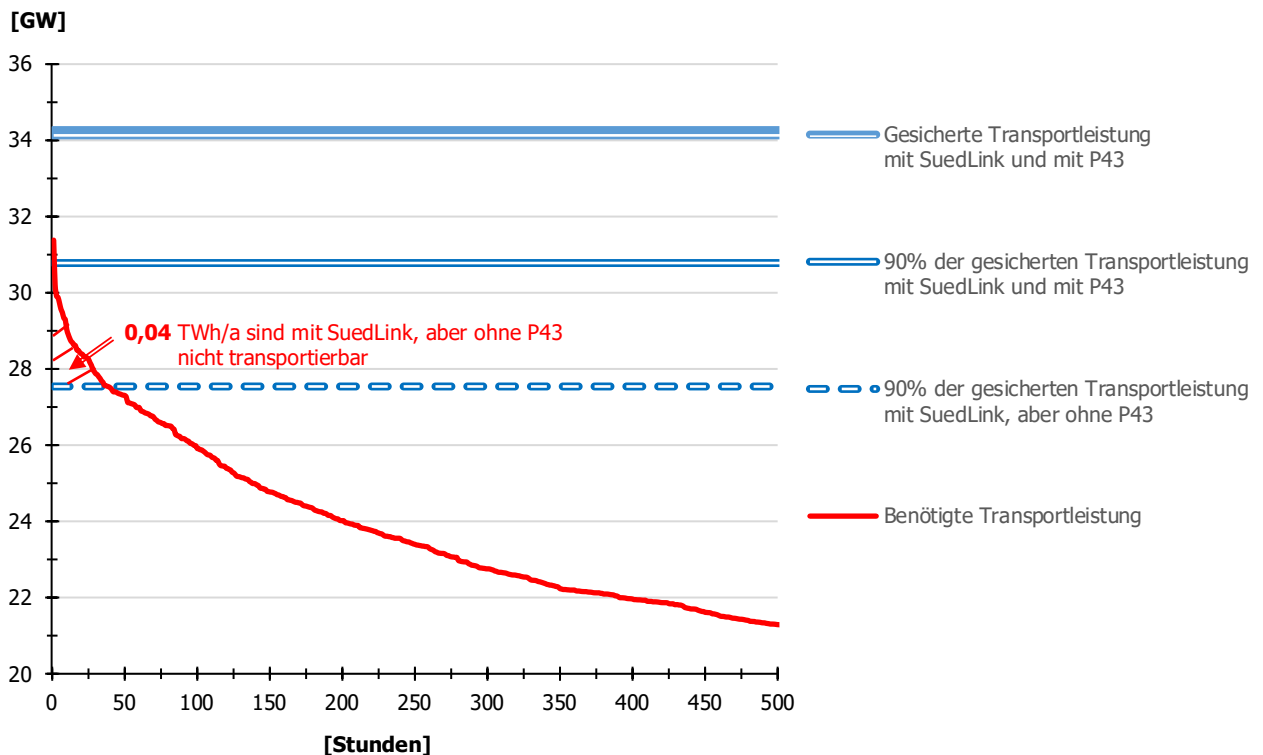
Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld soll laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 im Jahr 2031 in Betrieb gehen, SuedLink hingegen schon im Jahr 2026. Man weiß also schon deutlich vor Beginn der Planfeststellungsverfahren für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld, ob der SuedLink gebaut wird.

Abb. 5.4 zeigt – wie schon Abb. 5.3 – die für das Jahr 2030 erwarteten Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg.

Zudem werden wieder die gesicherten Transportleistungen von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg gezeigt:

- Die dicke Doppellinie zeigt die gesicherte Transportleistung **mit** SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.
- Die schmale Doppellinie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **mit** SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.
- Die gestrichelte Doppellinie zeigt 90% der gesicherten Transportleistung **mit** SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld.

Abb. 5.4: Mit SuedLink, aber ohne Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbare Energie, Jahr 2030



Zusätzlich zu Abb. 5.3 zeigt Abb. 5.4 für das Jahr 2030 die Energie, die **mit** SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld von Norden nach Bayern und Baden-Württemberg nicht transportierbar ist. Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden²⁴¹, können im Jahr 2030 mit SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld 0,04 TWh nicht übertragen werden, wie die gestrichelte Fläche oberhalb der gestrichelten Linie in Abb. 5.4 zeigt. Diese Berechnung setzt voraus, dass alle anderen im Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgesehenen Leitungen im Jahr 2030 zur Verfügung stehen.

²⁴¹ Zur Begründung einer nur teilweisen Berücksichtigung der gesicherten Leistung siehe Kap. 2.4.1.

1 Ergebnis

- 2 • Die gesicherte Transportleistung beträgt **mit** SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld
3 34,2 GW (dicke Doppellinie in Abb. 5.4), deutlich größer als die maximal benötigte Transportleistung
4 von 31,4 GW. Deshalb können alle Energien transportiert werden.
- 5 • Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Trans-
6 portleistung **mit** SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nur 30,8 GW (dünne Doppellinie
7 in Abb. 5.4), etwas kleiner als die maximal benötigte Transportleistung von 31,4 GW. Deshalb können
8 im Jahr 2030 während 2 Stunden insgesamt 0,001 TWh nicht transportiert werden (das ist die kleine
9 Fläche unterhalb der Spitze der benötigten Transportleistung, die so klein ist, dass sie in Abb. 5.4
10 nicht explizit gezeigt werden kann).
- 11 • Wenn nur 90% der gesicherten Transportleistung berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Trans-
12 portleistung **mit** SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nur 27,5 GW. Dann können
13 im Jahr 2030 während 38 Stunden 0,04 TWh nicht transportiert werden. Das sind 0,05% der **mit**
14 SuedLink und **mit** Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld transportierbaren Energie. Falls SuedLink und
15 Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld gebaut werden, können diese 0,44 TWh zusätzlich transportiert
16 werden.

17 Zusatzinformation, nicht in Abb. 5.4 grafisch gezeigt: Wenn nur 80% der gesicherten Transportleistung
18 berücksichtigt werden, beträgt die gesicherte Transportleistung **mit** SuedLink, aber **ohne** Mecklar –
19 Dipperz – Bergrheinfeld nur noch 24,5 GW. Dann können im Jahr 2030 während 170 Stunden 0,34 TWh
20 nicht transportiert werden. Das sind 0,39% der **mit** SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Berg-
21 rheinfeld transportierbaren Energie. Falls SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld gebaut wer-
22 den, können diese 0,39 TWh zusätzlich transportiert werden.

23 5.3 Kosten-Nutzen-Analysen für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld

24 5.3.1 Keine Kosten-Nutzen-Analysen im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2030

25 Der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 macht weder Angaben zu den Kosten noch zum Nutzen
26 des Neubauprojekts Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld. Die Aufnahme von Mecklar – Dipperz – Berg-
27 rheinfeld in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzent-
28 wicklungsplan Strom 2030²⁴², weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte ener-
29 giewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf der geplanten 380-kV-Leitung Mecklar –
30 Dipperz – Bergrheinfeld ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist.

31 Bei einer zukünftigen Kosten-Nutzen-Analyse darf nicht nur der Nutzen für Mecklar – Dipperz – Berg-
32 rheinfeld erhoben werden, sondern es muss der Nutzen eines zusätzlichen Stromtransports von der
33 Küste bis nach Süddeutschland und zum Stromexport weiter in die südlichen Nachbarländer verglichen
34 werden mit den Gesamtkosten der hierfür erforderlichen Leitungen, auch wenn diese schon teilweise
35 gebaut sein sollten. Erst dadurch kann erreicht werden, dass die Kosten für den Bau einer langen Dreh-
36 stromleitung quer durch Deutschland verglichen werden mit dem so ermöglichten Nutzen durch zusätz-
37 lich transportierbare Energie.

38 5.3.2 Keine Nutzenangaben im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030

39 Die Leitung 380-kV-Leitung Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld wurde noch im ENTSOE-10-Jahres-Netz-
40 entwicklungsplan Strom aus dem Jahr 2018 zusammen mit der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar ge-
41 nannt.²⁴³ Ein spezifischer Nutzen für Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld wird dort nicht genannt, sondern
42 nur ein Gesamtnutzen eines ganzen Bündels unterschiedlicher Leitungen. Als Investitionskosten für
43 Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld werden dort 230 Mio. € genannt.

²⁴² § 12e EnWG.

²⁴³ [ENTSOE 2018b, Project Nr. 164.685], wie in [NEP 2019-2030/2, S. 417] korrekt angegeben.

1 Hingegen ist Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom
2 2030, der Anfang 2021 veröffentlicht wurde und Angaben für das Zieljahr 2030 macht, nicht mehr zu
3 finden.²⁴⁴

4 **5.4 Fazit zu Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld**

5 **Ohne** SuedLink und zusätzlich **ohne** Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld können im Jahr 2030 während
6 204 Stunden 0,44 TWh/a nicht transportiert werden. Das sind 0,50% der **mit** SuedLink und **mit** Mecklar
7 – Dipperz – Berggrheinfeld transportierbaren Energie.

8 **Mit** SuedLink, aber **ohne** Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld können im Jahr 2030 während 38 Stunden
9 0,04 TWh nicht transportiert werden. Das sind 0,05% der **mit** SuedLink und **mit** P43 transportierbaren
10 Energie.

11 Durch kostengünstige Maßnahmen statt Netzausbau können diese dann nicht transportierbaren Ener-
12 gien für die Energiewende genutzt werden.

13 Weder der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 noch der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netz-
14 entwicklungsplan Strom 2030 geben Kosten-Nutzen-Analysen für die geplante 380-kV-Leitung Mecklar
15 – Dipperz – Berggrheinfeld. Schon wegen dieses Fehlens der in den EU-Verordnungen geforderten Kos-
16 ten-Nutzen-Analysen, ist für Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld eine zwingende Notwendigkeit nicht
17 belegt.

18
19
20 Im folgenden Kap. 6 wird ein Ausblick auf den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 gege-
21 ben.

22
²⁴⁴ [ENTSOE 2021c]; siehe hierzu Kap. 5.1.1.

6 Ausblick auf den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035

Kap. 6 besteht aus drei Unterkapiteln:

- Nord-Süd-Leitungen werden zukünftig weniger wichtig. ▶ Kap. 6.1
- Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 riskiert die hohe deutsche Versorgungssicherheit. ▶ Kap. 6.2
- Fazit zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035. ▶ Kap. 6.3

Am 29. Januar 2021 wurde der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 veröffentlicht²⁴⁵, der sowohl die Gleichstromleitung SuedLink als auch die Drehstromleitung Mecklar – Dipperz – Berg Rheinfeld weiterhin als erforderlich ausweist. Ende April 2021²⁴⁶ soll der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 veröffentlicht werden, der (hoffentlich) die Konsultationseinwendungen zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 angemessen berücksichtigt. Bis Ende 2021 ist mit einer abschließenden Prüfung durch die Bundesnetzagentur zu rechnen.

6.1 Nord-Süd-Leitungen werden zukünftig weniger wichtig

6.1.1 Vom Netto-Stromexporteur in 2030 zum Netto-Stromimporteur in 2035

Während der Netzentwicklungsplan Strom 2030, der den in Kap. 2.2ff. gezeigten Transportleistungen zugrunde liegt, für das Jahr 2030 noch erhebliche Stromexporte prognostizierte²⁴⁷, rechnet der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 für die Jahre 2035 und 2040 mit erheblich niedrigeren Stromexporten²⁴⁸:

- Der Brutto-Stromexport verringert sich von 137 TWh (2030) auf 90 TWh (2035) und weiter auf 87 TWh (2040).
- Der Netto-Stromexport verringert sich von 73 TWh (2030) auf -17 TWh (2035) und auf -22 TWh (2040). Aus dem Netto-Stromexport wird also ein Netto-Stromimport.

Zum einen werden deutsche Kohlekraftwerke schrittweise stillgelegt, sodass der Skandinavienstrom, aber auch der norddeutsche Sonnen- und Windstrom verstärkt in Deutschland, aber zunehmend auch in Polen genutzt werden kann, statt ihn weiträumig nach Süden zu exportieren. Zum anderen ist es laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 immer häufiger nicht möglich, hohe deutsche EE-Leistungsüberschüsse in Gänze zu exportieren, weil zu diesem Zeitpunkt auch die Nachbarländer in wachsendem Umfang EE-Leistungsüberschüsse haben.²⁴⁹

6.1.2 Stromexporte nach Süden in 2035 deutlich niedriger, Stromimporte deutlich höher

Die Exportprognosen für 2035 sind im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 deutlich niedriger als im Netzentwicklungsplan Strom 2030:

- Fünftelung des Stromexports nach Frankreich von 11 TWh/a auf 2,4 TWh/a,
- Halbierung des Stromexports in die Schweiz von 20 TWh/a auf 10 TWh/a,
- fast Halbierung des Stromexports nach Österreich von 19 TWh/a auf 12 TWh/a,
- mehr als Verdoppelung des Stromexports nach Polen von 7 TWh/a auf 15 TWh/a,
- fast Halbierung des Stromexports nach Skandinavien von 26 TWh/a auf 15 TWh/a.

²⁴⁵ [NEP 2021-2035/1]; dieser 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 wird im Folgenden mit 'Netzentwicklungsplan Strom 2035' bezeichnet.

²⁴⁶ [NEP 2021-2035/1, S. 178].

²⁴⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 97, Abb. 35, B2030].

²⁴⁸ [NEP 2021-2035/1, S. 84, Abb. 32, B2035 bzw. B2040].

²⁴⁹ [NEP 2021-2035/1, S. S. 81 und S. 90].

Die Importprognosen für 2035 sind im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 für Frankreich und Schweiz deutlich höher als im Netzentwicklungsplan Strom 2030, hingegen für Polen deutlich niedriger:

- fast Verdreifachung des Stromimports aus Frankreich von 8 TWh/a auf 23 TWh/a,
- fast Verdoppelung des Stromimports aus der Schweiz von 5 TWh/a auf 9 TWh/a,
- geringfügige Erhöhung des Stromimports aus Österreich von knapp 11 TWh/a auf 11 TWh/a,
- Viertelung des Stromimports aus Polen von 15 TWh/a auf 48 TWh/a,
- Erhöhung des Stromimports aus Skandinavien um ein Drittel von 28 TWh/a auf 36 TWh/a.

Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 gibt keine Werte für die maximalen Austauschleistungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern. Es steht aber zu erwarten, dass mit verringerter Exportmenge auch die Häufigkeit der hohen Exportleistungen zurückgehen wird und umgekehrt mit erhöhter Importmenge die Häufigkeit von hohen Importleistungen steigen wird.

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

Für den SuedLink ist von besonderer Bedeutung, dass der Stromexport nach Österreich von 19 TWh/a auf 12 TWh/a fast halbiert wird bei einem fast unveränderten Stromimport aus Österreich und deshalb die Bedeutung von Nord-Süd-Leitungen für den Stromexport deutlich verringert wird. Diese grundlegende Veränderung muss in einer neuen Prüfung der Notwendigkeit des SuedLinks berücksichtigt werden.²⁵⁰

6.2 Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 riskiert die hohe deutsche Versorgungssicherheit

6.2.1 Erhebliches innerdeutsches Leistungsdefizit von bis zu 40 GW

Ab 2023 stehen keine deutschen Kernkraftwerke mehr zur Verfügung, allerspätestens ab 2038 sind alle deutschen Kohlekraftwerke stillgelegt. Es sind dann im Jahr 2035 laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 nur noch 39 GW²⁵¹ konventionelle Kraftwerke, 9 GW²⁵² kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke, 8 GW²⁵³ Biomassekraftwerke sowie 6 GW²⁵⁴ Lauf- und Speicherwasserkraftwerke installiert, insgesamt 62 GW. Davon stehen wegen ungeplanter technischer Ausfälle und bei Laufwasserkraftwerken wegen Niedrigwasser höchstens rund 56 GW gesichert zur Verfügung.

Für 2035 prognostiziert der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 installierte Leistungen von 118 GW für Photovoltaik, 87 GW für Wind onshore und 30 GW für Wind offshore, insgesamt also 235 GW. Bei Dunkelflaute wird nur sehr wenig erzeugt, weshalb Photovoltaik- und Windkraftwerke nur sehr geringe gesicherte Leistungen von höchstens 10 GW²⁵⁵ zur Verfügung stellen können.

Bei der im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 für das Jahr 2035 prognostizierten deutschen Jahreshöchstlast von 106 GW²⁵⁶ resultiert dann ein Leistungsdefizit von bis zu 40 GW²⁵⁷, gut ein Drittel der Jahreshöchstlast.

Die Stromnachfrage kann laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 durch Demand Side Management um bis zu 5 GW²⁵⁸ verringert werden. Das Stromangebot kann für einige Stunden

²⁵⁰ Sobald detaillierte Hintergrundzahlen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 vorliegen, z.B. in seiner Ende 2021 erwarteten Bestätigung durch die Bundesnetzagentur, können hierzu genauere Berechnungen angestellt werden.

²⁵¹ 34,8 GW Erdgas, 1,8 GW Kuppelgas, 0,8 GW Öl, 1,7 Abfall, 0,3 sonstige konventionelle Kraftwerke [NEP 2021-2035/1, S. 42].

²⁵² KWK < 10 MW [NEP 2021-2035, S. 23].

²⁵³ [NEP 2021-2035/1, S. 23].

²⁵⁴ [NEP 2021-2035/1, S. 23].

²⁵⁵ Windenergie 6% (bei Offshore etwas höher?), nahe 0% bei Photovoltaik [Paschotta 2020].

²⁵⁶ Das Bundeswirtschaftsministerium ging 2019 für das Jahr 2030 von nur 88,7 GW aus [BMWi 2019b, S. 14].

²⁵⁷ 40 GW = 106 GW – 56 GW – 10 GW.

²⁵⁸ [NEP 2021-2035/1, S. 23].

1 durch Batteriespeicher um bis zu 18 GW²⁵⁹ und durch Pumpspeicher um bis zu 10 GW²⁶⁰ erhöht werden,
2 wodurch für einige Stunden das maximale Leistungsdefizit um bis zu 33 GW auf bis zu 7 GW verringert
3 werden kann.²⁶¹

4 Bei ganztägigen Flauten und bei bedecktem Himmel, was immer wieder vorkommt²⁶², erzeugen aber
5 Wind- und Photovoltaikkraftwerke fast nichts, die Pumpspeicher und Batteriespeicher sind dann leer
6 und die Möglichkeiten des Demand Side Managements sind erschöpft. Es resultiert dann das schon
7 genannte Leistungsdefizit von bis zu 40 GW.

8 **6.2.2 Deckung der Leistungsdefizite durch ungesicherte Stromimporte** 9 **riskiert die gesicherte Stromversorgung Deutschlands**

10 Laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 seien *"Knappheitssituationen, in denen der*
11 *gesamte inländische Kraftwerkspark genutzt wird, ... verhältnismäßig selten"*²⁶³. *"In keinem der Szenarien*
12 *kommt es in den Marktsimulationen zu Situationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland nicht durch*
13 *die im Szenariorahmen definierten Erzeugungseinheiten oder Stromimport gedeckt werden kann. Reserve-*
14 *kraftwerke kommen nicht zum Einsatz. Entsprechend werden die modellseitig angenommenen lastnahen und*
15 *netzneutralen Reserven zu keinem Zeitpunkt aktiviert. Für eine belastbare Bewertung des Niveaus der Ver-*
16 *sorgungssicherheit in den Szenarien wären jedoch weitere Analysen außerhalb des NEP {Netzentwicklungs-*
17 *plans} notwendig."*²⁶⁴

18 Das erhebliche inländische Leistungsdefizit soll laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom
19 2035 durch Stromimporte gedeckt werden, wofür ein massiver Ausbau der grenzüberschreitenden
20 Stromleitungen geplant ist. Dabei bleiben dabei allerdings *"seltene, außerplanmäßige Eventualitäten wie*
21 *systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich oder extreme Wettersituationen ...*
22 *unberücksichtigt"*.²⁶⁵ Aber selbst wenn systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in
23 Frankreich oder extreme Wettersituationen tatsächlich *"seltene, außerplanmäßige Eventualitäten"*²⁶⁶ wä-
24 ren, müssten sie bei der Reservekraftwerksplanung berücksichtigt werden. Mittlerweile sind aber ext-
25 reme Wettersituationen nicht mehr die Ausnahme, sondern werden mehr und mehr zur Regel, sodass
26 eine Berücksichtigung bei der Netzausbauplanung zwingend erforderlich ist.

27 Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 will also Leistungsdefizite durch ungesicherte
28 Stromimporte decken. Im Widerspruch zu der im Energiewirtschaftsgesetz²⁶⁷ geforderten hohen Versor-
29 gungssicherheit der deutschen Stromversorgung werden dadurch großräumige Stromknappheiten und
30 Stromausfälle riskiert.

31 Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 erläutert zwar die große Bedeutung einer stei-
32 genden Jahreshöchstlast auf die Dimensionierung des Stromsystems, insbesondere auf die Notwendig-
33 keit gesicherter Stromerzeugungskapazitäten, konzentriert sich aber auf die Aspekte der Netzdimensio-
34 nierung²⁶⁸ mit dem schon zitierten Hinweis, dass für eine belastbare Bewertung des Niveaus der Versor-
35 gungssicherheit in den Szenarien weitere Analysen außerhalb des Netzentwicklungsplans notwendig
36 wären²⁶⁹. Aufgabe des Netzentwicklungsplans und seines Szenariorahmens sei nicht, die erzeugungssei-
37 tige Versorgungssicherheit zu bewerten, wobei der Netzentwicklungsplan Strom 2035 das Eingreifen
38 des Gesetzgebers unterstellt, falls es zu einem *"Defizit an gesicherter Leistung kommt"*²⁷⁰.

²⁵⁹ [NEP 2021-2035/1, S. 23].

²⁶⁰ [NEP 2021-2035/1, S. 23].

²⁶¹ Ein Erzeugungsdefizit von 7 GW wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nicht erst für 2035, sondern bereits für das Jahr 2022 erwartet [Leistungsbilanz 2020, S. 3].

²⁶² [Jarass/Jarass, Integration von erneuerbarem Strom, S. 25ff, Kap. 2]; [Brakelmann/Jarass 2020, S. 32, Abb. 1.8].

²⁶³ [NEP 2021-2035/1, S. 81].

²⁶⁴ [NEP 2021-2035/1, S. 88].

²⁶⁵ *"Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Sonderfällen in den Marktsimulationen, wie systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, extreme Wettersituationen oder Gasknappheit, ist der Netzausbau nicht auf seltene, außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen."* [NEP 2021-2035/1, S. 77].

²⁶⁶ [NEP 2021-2035/1, S. 77].

²⁶⁷ § 1 Abs. 1 EnWG.

²⁶⁸ [NEP 2021-2035/SE, S. 55].

²⁶⁹ [NEP 2021-2035/1, S. 88].

²⁷⁰ [NEP 2021-2035/SE, S. 87].

Die Sicherstellung der Stromversorgung durch ausreichende Kraftwerke ist tatsächlich Aufgabe der Bundesregierung, vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.²⁷¹ Bis 2020 haben dafür die Übertragungsnetzbetreiber Leistungsbilanzberichte im Bereich Elektrizität mit einer Vorschau auf die nächsten drei Jahre erstellt. Zuletzt im Juni 2019 veröffentlichte das Bundesministerium einen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität, noch ohne den vorgesehenen Ausstieg aus der Kohleverstromung und mit einer Höchstlastannahme von 89 GW (ohne Netzverlustleistung) bei einer steuerbaren Erzeugungskapazität von 74 GW im Jahr 2030. Bereits in dieser Konstellation ist Deutschland auf bis zu 20 GW Importleistung angewiesen.²⁷² Die laut Monitoringbericht durchgeführten Simulationen auf Basis der fünf Wetterjahre 2009-2013 ergaben unter Einbeziehung des Auslands eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland von 100% für alle untersuchten Jahre bis 2030.²⁷³

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht für Notfälle ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 nur eine Kapazitätsreserve von 2 GW vor.²⁷⁴ Das Bundeswirtschaftsministerium muss auf der Basis eines von der Bundesnetzagentur zu erstellenden Berichts zum Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität²⁷⁵ alle 2 Jahre entscheiden, ob eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve erforderlich ist. Die Kapazitätsreserve ist von den Übertragungsnetzbetreibern zu beschaffen und im Notfall einzusetzen.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen den Netzentwicklungsplan auf der Basis eines von ihnen in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur vorgegebenen Kraftwerksparks. Es macht doch keinen Sinn, einen Netzentwicklungsplan vorzulegen auf der Basis von erheblichen Defiziten an gesicherter Leistung in der Hoffnung, dass auftretende Defizite in den meisten Fällen durch Importe abgedeckt werden können. Für einen widerspruchsfreien Netzentwicklungsplan muss der Kraftwerkspark bei erwarteten Defiziten an gesicherter Leistung angepasst werden, wofür die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Vorschläge machen sollten.²⁷⁶ Darauf aufbauend sollte dann eine nochmalige Netzberechnung vorgenommen werden.

6.2.3 Zubau von bis zu 40 GW Reservekraftwerken erforderlich

Größere gesicherte Importleistungen werden weder im Monitoringbericht des Bundeswirtschaftsministeriums zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität²⁷⁷ noch im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 erwähnt. In den Nachbarländern sollen vielmehr z.B. mit dem in Belgien bis 2025²⁷⁸ vorgesehenen Ausstieg aus der Kernenergie und in den Niederlanden bis 2030²⁷⁹ vorgesehenen Ausstieg aus der Kohleverstromung viele unabhängig von Sonne und Wind einsetzbare Kraftwerke stillgelegt werden. Bei Stromknappheiten an kalten Wintertagen werden die deutschen Nachbarländer wahrscheinlich zuerst die eigene Versorgung sicherstellen statt deutsche Leistungsdefizite auszugleichen. Deshalb kann der geplante Netzausbau in Situationen mit einem hohen deutschen Leistungsdefizit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten, weil neue Leitungen nutzlos sind, wenn am anderen Ende niemand einspeist.

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

²⁷¹ Monitoring der Versorgungssicherheit, § 51 EnWG.

²⁷² [BMWi 2019b, S. 25].

²⁷³ [BMWi 2019b, S. 18].

²⁷⁴ *"Die Betreiber von Übertragungsnetzen halten Reserveleistung vor, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen (Kapazitätsreserve). Die Kapazitätsreserve wird ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 außerhalb der Strommärkte gebildet. Die Anlagen der Kapazitätsreserve speisen ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen ein."* § 13e Abs. 1 EnWG.

²⁷⁵ Gemäß § 63 Abs. 2 EnWG ist der nächste *"Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität"* von der Bundesnetzagentur zum 31. Oktober 2021 vorzulegen.

²⁷⁶ Zu Lösungsvorschlägen siehe z.B. [Netzengpässe 2020] und [Netzengpässe 2020a]. Der Aufbau entsprechender Reservekapazitäten erfordert die Schaffung eines Kapazitätsmarkts [Ockenfels 2021].

²⁷⁷ [BMWi 2019b].

²⁷⁸ [Belgien 2021].

²⁷⁹ [EU-Kohleausstieg 2021].

1 neue Reservekraftwerke am Netz sind.²⁸⁰ Kern- und Kohlekraftwerke haben aber aus technischen Grün-
2 den lange Anfahrzeiten und einen nur begrenzten Regelbereich²⁸¹ und sind damit als Komplement für
3 die stark fluktuierenden und schwer zu prognostizierenden erneuerbaren Energien nicht gut geeignet.
4 Zudem bedingt der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken zusätzliche nukleare Abfälle, der Weiterbetrieb
5 von Kohlekraftwerken massive CO₂-Emissionen, was beides vermieden werden soll. Vielmehr werden zu
6 den stark fluktuierenden erneuerbaren Energien kompatible, also schnell anfahrbare und gut regelbare
7 Reservekraftwerke benötigt. Das sind nach derzeitiger verfügbarer Technologie Gasturbinenkraftwerke²⁸²,
8 die langfristig CO₂-neutral mit grünem Gas betrieben werden²⁸³, zukünftig in wachsendem Umfang Bat-
9 teriespeicher.

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

13 Der in Deutschland erforderliche Netzausbau könnte deutlich verringert werden, wenn bei Störung
14 einer Leitung verbrauchsnahe Reservekraftwerke einspringen könnten. Dadurch könnte insbesondere
15 auch ein für Importe von seltenen Defizitspitzen erforderlicher Zubau von grenzüberschreitenden Lei-
16 tungen verringert werden. Ein derartiger, von der Netzbelastung abhängiger Kraftwerkseinsatz wird
17 aber nur erfolgen, wenn entsprechende regionale Anreize z.B. durch Preissignale oder gesetzliche An-
18 weisungen gegeben werden.

19 Der Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit
20 Elektrizität aus dem Jahr 2019, der vom Bundeswirtschaftsministerium herausgegeben wurde, bezieht
21 sich auf 2030 und ging dort von einer Jahreshöchstlast von nur 88,7 GW²⁸⁴ aus gegenüber 106 GW im
22 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, also rund 17 GW weniger. Zudem ging der BMWi-
23 Monitoringbericht für 2030 von einer installierten Leistung von 15 GW für Braunkohle und von 11 GW
24 für Steinkohle aus²⁸⁵, insgesamt also 26 GW mehr als im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom
25 2035 nach dem Kohleausstieg mit insgesamt 0 GW angesetzt. Davon tragen ca. 90%, also ca. 23 GW
26 zur gesicherten Leistung bei. Damit beträgt das im diesem Monitoringbericht aus 2019 für 2030 abge-
27 schätzte Defizit an gesicherter Leistung 0 GW. Verwendet man in dieser Berechnung die Werte aus dem
28 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, also eine Jahreshöchstlast von 106 GW statt 88,7
29 GW und 0 GW Braun- und Steinkohlekraftwerke statt 23 GW, resultiert ein Defizit an gesicherter Leistung
30 von bis zu 40 GW²⁸⁶, genau der Wert, wie er auch von uns abgeschätzt wurde.

31 Es bleibt abzuwarten, welches Defizit an gesicherter Leistung der Ende Oktober 2021 von der Bundes-
32 netzagentur vorzulegende Bericht zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität²⁸⁷ abschätzt und wel-
33 che Maßnahmen zur Behebung dieses Defizits vorgeschlagen werden.

34 **6.3 Fazit zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035**

35 **6.3.1 Nord-Süd-Leitungen werden zukünftig weniger wichtig**

36 Nord-Süd-Leitungen wie SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld werden zukünftig weniger
37 wichtig:

- 38 • Die Stromexporte nach Österreich gehen laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035
39 bis 2035 deutlich zurück und damit auch die von Norden nach Süden benötigten Transportleistungen.
- 40 • Die Bedeutung von SuedLink und Mecklar – Dipperz – Bergrheinfeld nimmt deshalb im Zeitablauf ab.

280 [Paulitz 2020, S. 171].

281 [Jarass/Jarass 2017, S. 45ff., Tab. 3.1].

282 Dabei spielt der geringe Wirkungsgrad von offenen Gasturbinen wegen der seltenen Einsatzfordernis keine große Rolle.

283 Zur Erzeugung von grünem Gas aus Windstrom-Überschussleistung siehe Kap. 3.2. Grünes Gas kann aber auch aus über-
schüssigem PV-Strom im Süden erzeugt werden, soweit die Überschussleistung nicht durch produktionsnahe Batteriespeicher
zeitlich versetzt genutzt werden können.

284 [BMWi 2019b, S. 14].

285 [BMWi 2019b, S. 11].

286 - 40 GW = (88,7 GW - 106 GW) + (0 GW - 23 GW).

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

1 Selbst wenn man also derzeit eine Notwendigkeit für SuedLink und Mecklar – Dipperz – Berggrheinfeld
2 unterstellen würde, wird deren Bedarf zurückgehen, weil laut dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans
3 Strom 2035 die Stromexporte nach Österreich/Schweiz/Frankreich deutlich zurückgehen und damit auch
4 die von Norden nach Süden benötigten Transportleistungen.

5 **6.3.2 Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 riskiert einen Blackout**

6 Für die Berechnungen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 hat die Bundesnetzagentur eine Halb-
7 rung der Kraftwerke mit gesicherter Leistung festgelegt, obwohl nach ihren eigenen Angaben durch die
8 geplante zusätzliche Stromnutzung z.B. im Wärmebereich (Wärmepumpen) und im Verkehrsbereich
9 (Elektroautos) mit einer massiven Erhöhung des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast zu rechnen
10 ist.²⁸⁸ Damit ist ein riesiges Defizit an gesicherter Leistung vorprogrammiert.

11 Für die Abdeckung dieses Defizits sind zwingend verbrauchsnahe Reservekraftwerke erforderlich. Laut
12 dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 sollen aber innerdeutsche Leistungsdefizite
13 durch Importe aus dem Ausland abgedeckt werden, wofür ein massiver Ausbau der grenzüberschrei-
14 tenden Stromleitungen geplant ist. Größere gesicherte Importleistungen werden allerdings im 1. Entwurf
15 des Netzentwicklungsplans Strom 2035 nicht erwähnt. Bei Stromknappheiten an kalten Wintertagen
16 werden die deutschen Nachbarländer zuerst sich selbst versorgen, statt deutsche Leistungsdefizite aus-
17 zugleichen. Deshalb kann der geplante Netzausbau in Situationen mit einem hohen deutschen Lei-
18 stungsdefizit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten, weil neue Leitungen für eine gesicherte
19 Stromversorgung nutzlos sind, wenn am anderen Ende bei Leistungsdefiziten keine Leistung eingespeist
20 wird.

21 Statt verbrauchsnahe Reservekraftwerke zuzubauen will also der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans
22 Strom 2035 erhebliche Leistungsdefizite durch ungesicherte Stromimporte decken. Im Widerspruch zu
23 der im Energiewirtschaftsgesetz geforderten hohen Versorgungssicherheit der deutschen Stromversor-
24 gung werden dadurch großräumige Stromknappheiten und Stromausfälle riskiert. Damit wird nicht nur
25 die deutsche Wirtschaft gefährdet, sondern es werden auch Gesundheit und Leben von uns allen be-
26 droht²⁸⁹, wie in dem Technik-Thriller Blackout²⁹⁰ sehr anschaulich geschildert wird.

27
28
29 Im folgenden Kap. 7 wird das für die Berechnungen genutzte Modell zur Quantifizierung beim Strom-
30 netzausbau erläutert.

²⁸⁸ [NEP 2021-2035/S, S. 4]. Die Bundesnetzagentur hat für das Szenario des Netzentwicklungsplans Strom 2035 keine genaue Jahreshöchstlast vorgegeben mit der Begründung, dass sich die Jahreshöchstlast erst aus der Stromverbrauchssimulation des Netzentwicklungsplans ergibt [NEP 2021-2035/S, S. 62].

²⁸⁹ Siehe hierzu auch [Jarass 2021].

²⁹⁰ [Blackout 2012].

Anhang

7 Modell zur Quantifizierung beim Stromnetzausbau

Kap. 7 besteht aus fünf Unterkapiteln:

- Methodik der Quantifizierung beim Stromnetzausbau. ▶ **Kap. 7.1**
- Verbrauch, Erzeugung und Ausland. ▶ **Kap. 7.2**
- Netzmodell und PTDF-Verfahren. ▶ **Kap. 7.3**
- Definition von Transportleistungen. ▶ **Kap. 7.4**
- Redispatch zur Begrenzung von Transportspitzen. ▶ **Kap. 7.5**

Das für die Berechnungen verwendete Modell basiert auf 8.760 stündlichen Leistungswerten von Nachfrage, konventionellen und regenerativen Einspeisungen und Stromgroßhandelspreisen für das Referenzjahr 2017 aus der SMARD-Datenbank der Bundesnetzagentur²⁹¹. Diese Daten werden unter Nutzung von bundeslandspezifischen Daten des Netzentwicklungsplans Strom 2030²⁹² auf das Zieljahr 2030 hochgerechnet. Daraus ergeben sich stündliche regionale Werte des Bedarfs und der Erzeugung elektrischer Leistung unter Beachtung der von den Übertragungsnetzbetreibern errechneten Energiemengen je Energieträger und Bundesland. Die Austauschleistungen mit dem Ausland werden so modelliert, dass die jeweiligen Energiemengen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 erreicht und die ausgewiesenen Austauschleistungsgrenzen weitgehend eingehalten werden.

Diese Leistungen werden dann 15 vorwiegend netztechnisch begründeten deutschen Netzregionen und 10 ausländischen Netzregionen zugeordnet. Dabei ist für jede Stunde die Leistungsbilanz ausgeglichen.

7.1 Methodik der Quantifizierung beim Stromnetzausbau

Von den deutschen Netzregionen sind viele deckungsgleich mit den Flächen der Bundesländer. Die flächenmäßig kleineren Bundesländer Bremen, Saarland, Hamburg und Berlin werden mit den ihnen direkt benachbarten Bundesländern einer gemeinsamen Netzregion zugeordnet. Die Bundesländer mit großer Fläche oder hoher Bevölkerungsdichte Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen werden in mehrere Netzregionen unterteilt. Schlüssel zur Zuordnung von Gebieten sind neben den Bundesländern die Regierungsbezirke bzw. Regionen (z.B. Niedersachsen). Bestehende und geplante Erzeugungseinheiten mit Angabe von Postleitzahlen und Gemeindennamen werden über eine Zuordnungsliste einer Gliederungseinheit nach dem AGS (Amtlicher Gemeindeschlüssel) zugewiesen. Die von destatis veröffentlichte Publikation²⁹³ enthält zu jedem AGS Informationen über Fläche und Einwohnerzahl. Hierüber lassen sich für jede Netzregion die anteiligen Flächen und Einwohnerzahlen der Bundesländer bestimmen. Die Arbeitsbereiche der deutschen Übertragungsnetzbetreiber lassen sich aus den auf ihrer gemeinsamen Transparenzplattform²⁹⁴ veröffentlichten EEG-Stammdaten auch den AGS zuordnen. Somit werden Angaben mit Postleitzahl zu einer Gemeinde und jede Gemeinde zu einem Bundesland, einem Übertragungsnetzbetreiber und einer Netzregion zugeordnet. Die Schnittmenge von Bundesland, Arbeitsgebiet der Übertragungsnetzbetreiber und Netzregion wird im Folgenden als Subregion bezeichnet.

Für jede Subregion werden die Nachfrage, erneuerbare Einspeisungen und konventionelle Erzeugung zu stündlichen Leistungsbilanzen zusammengefasst und danach den 15 Netzregionen zugeordnet. Diese Werte zusammen mit den stündlichen Austauschleistungen mit dem Ausland bilden das Basisszenario

²⁹¹ [SMARD 2020].

²⁹² [NEP 2019-2030/2, Szenario B].

²⁹³ [destatis 2018].

²⁹⁴ [EEG-Anlagenstammdaten 2018].

1 B2030* in Analogie zum NEP-Szenario B2030. Für dieses Szenario werden über ein vereinfachtes Netz-
2 modell die Übertragungsbedarfe zwischen den deutschen Netzregionen und zum Ausland für 8.760
3 Stunden ermittelt und in Relation zu den vorhandenen bzw. geplanten Übertragungsquerschnitten ge-
4 setzt.

5 Aufbauend auf diesem 8.760 Netznutzungsfälle umfassenden Basisszenario B2030* werden für die
6 drei untersuchten Szenarien die abweichenden energiepolitischen Entwicklungen einzeln modelliert und
7 die daraus resultierenden Unterschiede in der Belastung der Übertragungsquerschnitte zwischen Netz-
8 regionen bestimmt.

9 Mittels der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Netzdaten und plausibler Annahmen
10 zur Ausnutzbarkeit einzelner Leitungen, die Bestandteil der Übertragungsquerschnitte sind, kann deren
11 Auslastung in Form einer Dauerlinie dargestellt werden.

12 Es werden in der für dieses Gutachten verwendeten Methodik folgende Grundsätze beachtet:

- 13 • Für die langfristige Netzplanung werden eine große Anzahl statistisch relevanter Netznutzungsfälle
14 benötigt, um Aussagen über die Höhe und Wahrscheinlichkeit von Auslastungen treffen zu können.
15 Diese müssen nicht zwingend eine zeitliche Abfolge darstellen. Zwar werden in der im Netzentwick-
16 lungsplan Strom 2030 verwendeten Marktmodellierung Zeitreihen verwendet, in denen z.B. für Kraft-
17 werke die stochastischen Verfügbarkeiten, die Mindestleistungen, die Mindeststillstands- und Mindest-
18 betriebszeiten nach heutigem Stand berücksichtigt werden, allerdings führt diese detaillierte Model-
19 lierung auch bei kleinen Änderungen der Nachfrage- oder Erzeugungsseite zu nicht linearen Verände-
20 rungen des resultierenden Leistungsflusses. Somit ergeben sich auch bei einer umfangreichen Model-
21 lierung des Kraftwerkseinsatzes bei kleineren Änderungen der Eingangsdaten neue Situationen. Die-
22 sem Umstand würde man auch mit einer ausschließlich auf Leistungsverläufe einzelner Parameter und
23 ihren Korrelationen zueinander basierenden Monte-Carlo-Simulation gerecht werden²⁹⁵. Weiter wird
24 vorausgesetzt, dass es aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Flexibilisierungsmaßnahmen keine
25 expliziten Must-Run-Kraftwerke mehr gibt.
- 26 • Die Transportkapazitäten von parallel verlaufenden Leitungen einer Spannungsebene können zusam-
27 mengefasst und mit einem konservativen Wert von 70% der aktuell zulässigen Belastbarkeit ausge-
28 nutzt werden. Diese Transportkapazität wird als gesicherte Transportleistung bezeichnet. Dabei wird
29 zugrunde gelegt, dass es den Übertragungsnetzbetreibern möglich ist, die Auslastung im (n-1)-Ausfall
30 präventiv mit geeigneten voreingestellten Schaltzuständen oder auch mit lastflusststeuernden Be-
31 triebsmitteln (z.B. Querregeltransformatoren) im zulässigen Auslastungsbereich bis 100% zu halten.
- 32 • Die großräumige Verteilung des Leistungsflusses auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland
33 kann ausreichend genau mit einem angenäherten, die Entfernungen und die regionalen Verteilungen
34 der Leitungen berücksichtigenden Verfahren ermittelt werden. Da insbesondere bei hoher Auslastung
35 von Freileitungen der resultierende Blindleistungsbedarf kleinräumig ausgeglichen werden muss, kann
36 für die Berechnung des Leistungsflusses ein Gleichstrommodell, hier das PTDF-Verfahren, verwendet
37 werden.

38 7.2 Verbrauch, Erzeugung und Ausland

39 Die Zielwerte der Nachfrage an elektrischer Energie und Leistung je Bundesland werden für alle im
40 untersuchten Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesen. Die nach EnWG § 12f (2)
41 von der Bundesnetzagentur angebotenen Daten des Netzentwicklungsplans Strom 2030 enthalten zwar
42 zeitliche Verläufe der Nachfrage für 20 Netzregionen basierend auf dem Jahr 2012²⁹⁶, aber keine zeitli-
43 chen Verläufe der Einspeisedaten, die über den Zeitraum einer ausgewählten Woche hinausgehen. So-
44 mit müssen für die zeitliche und räumliche Verteilung der Nachfrage Daten aus anderen Quellen heran-
45 gezogen und aufbereitet werden. Gleiches gilt für die Erzeugungsdaten aus regenerativen und konven-
46 tionellen Quellen sowie für das Ausland.

47 Das Portal SMARD (Strommarktdaten für alle, Bundesnetzagentur) stellt die Leistungsverläufe des re-
48 alisierten stündlichen Stromverbrauchs und der Erzeugungskategorien für die vier deutschen Regelzo-
49 nen sowie die Großhandelspreise in den Marktgebieten ab dem Jahr 2015 bereit. Damit kann das dem

²⁹⁵ [Schlott 2006].

²⁹⁶ [NEP 2019-2030/2, S. 37].

1 Netzentwicklungsplan Strom 2030 zugrunde liegende meteorologische Referenzjahr 2012 nicht nach-
2 modelliert werden. Die Tabellen mit Angaben der installierten Leistungen im Szenariorahmen zum Netz-
3 entwicklungsplan Strom 2030 setzen auf das deutlich aktuellere Jahr 2017 auf. Für dieses Jahr sind
4 auch die installierten Leistungen von EEG-geförderten Erzeugungsanlagen unter Angabe von Gemeinde
5 und Postleitzahl von allen Übertragungsnetzbetreibern verfügbar²⁹⁷. Deshalb wird für dieses Gutachten
6 das meteorologische Referenzjahr 2017 als Basis verwendet.

7 Die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 in den verschiedenen Szenarien berücksichtigten Kraftwerke
8 werden von der Bundesnetzagentur als genehmigte Kraftwerksliste²⁹⁸ mit u.a. Angabe der Primärener-
9 gieträger, Inbetriebnahmejahr und installierten Leistungen veröffentlicht.

10 Im Folgenden wird für alle in den Bundesländerbilanzen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 aus-
11 gewiesenen Verbrauchs- und Erzeugungsarten das Vorgehen zur Ermittlung der räumlichen Verteilung
12 der installierten Leistungen sowie die Methoden zur Bestimmung von zeitlichen Verläufen beschrieben.
13 Für alle Arten werden nach Bestimmung der zeitlichen Verläufe je Bundesland diese den Netzregionen
14 zugeordnet. Basis für die Leistungswerte ist die Tabelle aus Abbildung 19, Basis für die Energiewerte ist
15 die Tabelle aus Abbildung 41, Basis für die Austauschenergiemengen mit dem Ausland ist die Darstellung
16 für das Szenario B2030 aus Abbildung 35 des Netzentwicklungsplans Strom 2030. Dabei ist festzustellen,
17 dass die Tabellen mit Leistungen und Energiemengen leicht unterschiedlich strukturiert sind und sich
18 durch Rundungen Unterschiede zwischen der Summe der Bundesland-Werte und der Summe für
19 Deutschland ergeben.

20 **7.2.1 Verbrauch**

21 Für die Verbrauchswerte werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 minimale und maximale Leistun-
22 gen je Bundesland angegeben. Diese Leistungen je Bundesland werden proportional zu den Einwohner-
23 zahlen der Gemeinden den Arbeitsgebieten der Übertragungsnetzbetreiber und Netzregionen zugeord-
24 net.

25 Die Energiemenge im Netzentwicklungsplan Strom 2030 umfasst den Bedarf der Endverbraucher ein-
26 schließlich der Netzverluste im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz und die Bedarfe, die direkt aus
27 Erzeugungsanlagen in Industrienetzen gedeckt werden.

28 Die Verbrauchswerte für 2017 je Übertragungsnetzbetreiber nach SMARD²⁹⁹ sind in Summe geringer
29 als die vom BDEW ausgewiesenen Energiemengen für Deutschland. Das lässt darauf schließen, dass in
30 SMARD die Verbräuche innerhalb von Industrienetzen nicht erfasst werden.

31 Die Ermittlung der Zeitreihen des Verbrauchs erfolgt für jede Subregion (Kombination von Bundesland,
32 Übertragungsnetzbetreiber und Netzregion) separat. Das Profil des Nachfrageverlaufs wird aus dem
33 normierten Verbrauch je Übertragungsnetzbetreiber zwischen Mindestlast und Höchstlast ermittelt. Für
34 jede Subregion werden anhand ihres Bevölkerungsanteils am Bundesland die Mindestleistung, Maximal-
35 leistung und Energiemenge als Zielgrößen vorgegeben. Der Verlauf des Verbrauchs wird für jede Sub-
36 region so angepasst, dass diese drei Zielgrößen eingehalten werden. Anschließend erfolgt die Zusammen-
37 fassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

38 **Demand Side Management**

39 Das Demand Side Management (DSM) soll zur zeitlichen Verlagerung von Nachfrage in die Zeiten hoher
40 Stromerzeugung oder geringer sonstiger Nachfrage führen. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 wer-
41 den hierfür 4,0 GW Leistung für Deutschland ausgewiesen, deren zusätzlicher Energiebedarf unter 0,1
42 TWh liegt. Aufgrund dieser geringen Energiemenge und der aufwändigen Modellierung hinsichtlich Ort,
43 Häufigkeit, Dauer und Richtung der zulässigen Leistungsverlagerung wird auf eine Nachbildung dieser
44 Flexibilisierungsoption im Rahmen dieser Modellierung verzichtet.

297 [EEG-Anlagenstammdaten 2018].

298 [NEP 2019-2030/S].

299 [SMARD 2020].

1 **Energiebedarf des Netzes**

2 Für die Netzverlustenergie im Übertragungsnetz ergibt sich aus der Summe von Einspeisungen und
3 Importen abzüglich der Nachfragen und Exporte³⁰⁰ eine Obergrenze von 20,3 TWh für das Szenario
4 B2030. Diese Energie wird auf die 8.760 Netznutzungsfälle in Abhängigkeit einer Kombination von regi-
5 onaler Nachfrage und Leistungsüberschuss in Nord- und Nordost-Deutschland verteilt. Es ergeben sich
6 Werte der Netzverlustleistung zwischen rund 1 GW und rund 6 GW für Deutschland.

7 In einem zweiten Schritt werden diese Verlustleistungen auf die Netzregionen nach einem pauschalen
8 Schlüssel, der sich am Energieumsatz jeder Netzregion orientiert, verteilt.

9 **7.2.2 Erzeugung**

10 **Windenergie an Land**

11 Für die Windenergie an Land werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 die installierten Leistungen
12 für das Jahr 2030 und die mit den Profilen der Windgeschwindigkeiten des Jahres 2012 sowie den für
13 2030 erwarteten Anlagentypen berechneten Energiemengen je Bundesland ausgewiesen.

14 Die Steigerungsrate der installierten Leistungen der Windenergie an Land je Subregion ergibt sich aus
15 der Relation der im Netzentwicklungsplan Strom 2030 für jedes Bundesland ausgewiesenen Leistung zu
16 den 2017 auf der Transparenzplattform ausgewiesenen Leistungen je Übertragungsnetzbetreiber, Post-
17 leitzahl und Gemeinde. Die regionale Verteilung der Zubauleistung von Windkraftwerken auf mehrere
18 Subregionen eines Bundeslandes erfolgt entsprechend ihrer relativen Flächen.

19 Aus SMARD³⁰¹ können die Einspeisezeitreihen der Windenergie an Land je Übertragungsnetzbetreiber
20 für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese dienen normiert der Modellierung der Einspeisezeitreihen
21 jeder Subregion unter Vorgabe von Maximalleistung und Energiemenge. Anschließend erfolgt die Zu-
22 sammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

23 **Windenergie auf See**

24 In der Bedarfsermittlung zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 werden von der Bundesnetzagentur
25 alle im Startnetz befindlichen und für 2030 bestätigten Offshore-Projekte mit Leistung und Anschluss-
26 punkt aufgeführt. Die Leistungen dieser Projekte werden den vier Netzregionen, in denen die genannten
27 Anschlusspunkte liegen, einzeln zugewiesen. Die Summen werden mit den Angaben der Übertragungs-
28 netzbetreiber des Netzentwicklungsplans Strom überprüft und ggf. abgeglichen.

29 Aus SMARD können die Einspeisezeitreihen der Windenergie auf See für die TenneT TSO GmbH und
30 für 50Hertz Transmission GmbH für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese dienen normiert der
31 Modellierung der Einspeisezeitreihen der den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern zugeordneten
32 Netzregionen unter Vorgabe von Maximalleistung und Energiemenge je Szenario.

33 **Photovoltaik**

34 Für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 die
35 installierten Leistungen für das Jahr 2030 und die erwarteten Energiemengen je Bundesland ausgewie-
36 sen. Die auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber für 2017 ausgewiesenen Photo-
37 voltaik-Leistungen je Übertragungsnetzbetreiber, Postleitzahl und Gemeinde werden den Subregionen
38 zugewiesen. Die Steigerungsrate je Bundesland von 2017 zum jeweiligen Szenario wird für jede zu
39 einem Bundesland gehörende Subregion gleichermaßen angewandt.

40 Aus SMARD können die Einspeisezeitreihen der Photovoltaik je Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr
41 2017 entnommen werden. Diese dienen normiert der Modellierung der Einspeisezeitreihen jeder Subre-
42 gion unter Vorgabe von Maximalleistung und Energiemenge. Anschließend erfolgt die Zusammenfas-
43 sung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

³⁰⁰ [NEP 2019-2030, S. 104, Tab. 38 auf Seite 104].

³⁰¹ [SMARD 2020].

1 **Bioenergie**

2 Für die Stromerzeugung aus Bioenergie werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 die installierten
3 Leistungen für das Jahr 2030 und die erwarteten Energiemengen je Bundesland ausgewiesen. Die auf
4 der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber für 2017 ausgewiesenen Leistungen von Bio-
5 energieanlagen je Übertragungsnetzbetreiber, Postleitzahl und Gemeinde werden den Subregionen zu-
6 gewiesen. Die Veränderungsrate je Bundesland von 2017 zum jeweiligen Szenario wird für jede zu
7 einem Bundesland gehörende Subregion gleichermaßen angewandt.

8 Aus SMARD können die Einspeisezeitreihen der Bioenergieanlagen je Übertragungsnetzbetreiber für
9 das Jahr 2017 entnommen werden. Diese dienen normiert der Modellierung der Einspeisezeitreihen
10 jeder Subregion unter Vorgabe von Maximalleistung und Energiemenge. Anschließend erfolgt die Zu-
11 sammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

12 **Wasserkraft**

13 Für die Stromerzeugung aus Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken (ohne Pumpspeicheranteil)
14 werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 die installierten Leistungen für das Jahr 2030 gemeinsam
15 ausgewiesen, hingegen die Energiemengen separat ausgewiesen. Da dadurch eine detaillierte Auftei-
16 lung nicht möglich ist, werden für das Gutachten Speicherkraftwerke (ohne Pumpspeicheranteil) und
17 Laufwasserkraftwerke zusammengefasst mit der Bezeichnung "Wasserkraft".

18 Die Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber liefert die installierten Leistungen und Stand-
19 orte nur von EEG-geförderten Wasserkraftwerken. Die bestätigte Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur
20 zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 enthält keine Angaben zu Wasserkraft-
21 werken. Aus der von der Bundesnetzagentur regelmäßig veröffentlichten Kraftwerksliste aus dem Mo-
22 nitoring können die Daten einzelner großer Wasserkraftwerke und Informationen zu EEG-geförderten
23 Wasserkraftwerken unter 10 MW Leistung je Bundesland entnommen werden. Für Laufwasser- und
24 Speicherwasserkraftwerke unter 10 MW Leistung, die nicht nach dem EEG gefördert werden, sind nur
25 Werte für Deutschland verfügbar. Insgesamt können mit diesen Informationen ca. 95% der im Netz-
26 entwicklungsplan Strom 2030 aufgeführten Leistung von Wasserkraftwerken regional zugeordnet wer-
27 den.

28 Aus SMARD können die Einspeisezeitreihen der Wasserkraftwerke je Übertragungsnetzbetreiber für
29 das Jahr 2017 entnommen werden. Diese dienen normiert der Modellierung der Einspeisezeitreihen
30 jeder Subregion unter Vorgabe von Mindestleistung, Maximalleistung und Energiemenge. Anschließend
31 erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

32 **Sonstige erneuerbare Energieträger**

33 Zu den sonstigen erneuerbaren Energien zählen Grubengas, Deponiegas, Klärgas und Geothermie. Die
34 Summen der installierten Leistungen je Bundesland mit Stand 2017 werden der Kraftwerksliste der
35 Bundesnetzagentur aus dem Monitoring entnommen. Leistungswerte je Subregion werden den Infor-
36 mationen der Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Transparenzplattform entnommen. Mit diesen Infor-
37 mationen werden die Leistungen je Subregion für die Szenarien so ermittelt, dass die von den Übertra-
38 gungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan Strom 2030 veröffentlichten Leistungswerte erreicht wer-
39 den.

40 Aus SMARD können die Einspeisezeitreihen der sonstigen erneuerbaren Energieträger je Übertragungs-
41 netzbetreiber für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese dienen normiert der Modellierung der Ein-
42 speisezeitreihen jeder Subregion unter Vorgabe von Mindestleistung, Maximalleistung und Energie-
43 menge. Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

44 **Kuppelgas**

45 Kuppelgase entstehen bei der Stahlerzeugung in Hochöfen, Kokereien und Konvertern. Gemäß geneh-
46 migter Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur werden diese in den Bundesländern Bremen, Branden-
47 burg, Saarland, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen mit einer installierten Leistung von ca. 2 GW
48 genutzt. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen für das Szenario B2030 die Einspeisung einer Energie-
49 menge von ca. 7 TWh/a aus.

50 Aus SMARD können nur Einspeisezeitreihen der sonstigen konventionellen Energieträger je Übertra-
51 gungsnetzbetreiber für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese Zeitreihen dienen als Grundlage und

1 werden so angepasst, dass die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesenen Energiemengen
2 aus Kuppelgasen je Bundesland unter Einhaltung der Leistungsgrenzen erreicht werden. Anschließend
3 erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

4 **Abfall**

5 Stromerzeugung aus der thermischen Verwertung von Abfällen wird von der Bundesnetzagentur im
6 genehmigten Szenariorahmen teilweise als erneuerbar und teilweise als konventionell gewertet. Wäh-
7 rend dies für die Energiemengen noch praktikabel ist, kann die installierte Leistung in der Modellierung
8 nicht in erneuerbar und konventionell aufgeteilt werden. Die bestätigte Kraftwerksliste zum Szenario-
9 rahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 enthält in der Kategorie Abfall Einzelanlagen mit ca. 1,7
10 GW und Kleinanlagen als Summenleistung von ca. 0,1 GW für Deutschland. Im Netzentwicklungsplan
11 Strom 2030 werden 1,5 GW Leistung aus Abfall für Deutschland ausgewiesen. Für die Modellierung
12 werden die installierten Leistungen aus dem Jahr 2017 proportional verringert.

13 Aus SMARD können nur Einspeisezeitreihen der sonstigen konventionellen Energieträger je Übertra-
14 gungsnetzbetreiber für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese Zeitreihen dienen als Grundlage und
15 werden so angepasst, dass die im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Energiemengen aus der ther-
16 mischen Verwertung von Abfall je Bundesland unter Einhaltung der Leistungsgrenzen erreicht werden.
17 Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

18 **Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke unter 10 MW**

19 Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 wird für die Kategorie 'KWK < 10 MW' eine installierte Leistung
20 von 8,3 GW im Szenario B2030 ausgewiesen. In der genehmigten Kraftwerksliste zum Szenariorahmen
21 des Netzentwicklungsplans Strom 2030 werden die Kraftwerke unter 10 MW Leistung den Energieträ-
22 gern Erdgas (7,3 GW), Mineralöl (0,6 GW) und Sonstige Energieträger (0,7 GW) ohne räumliche Diffe-
23 renzierung zugewiesen. Somit müssen die installierten Leistungen je Bundesland aus der Tabelle in Abb.
24 19 des Netzentwicklungsplans Strom 2030 entnommen werden. Die Aufteilung auf Subregionen erfolgt
25 nach dem Bevölkerungsanteil am jeweiligen Bundesland.

26 Aus SMARD können nur Einspeisezeitreihen der sonstigen konventionellen Energieträger je Übertra-
27 gungsnetzbetreiber für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese Zeitreihen dienen als Grundlage und
28 werden so angepasst, dass die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesenen Energiemengen
29 aus KWK < 10 MW je Bundesland unter Einhaltung der Leistungsgrenzen erreicht werden. Anschließend
30 erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

31 **Sonstige konventionelle Erzeuger**

32 Für die sonstigen konventionellen Erzeuger werden im genehmigten Szenariorahmen zu 4,1 GW ausge-
33 wiesen. Darin sind auch Erzeugungsanlagen auf Basis von Kuppelgas und 50% der Erzeugungsleistung
34 aus Abfall enthalten. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 wird in allen Szenarien ein Wert von 0,3 GW
35 ausgewiesen, womit eine Stromproduktion von 1,7 TWh/a vorrangig in Nordrhein-Westfalen und Schles-
36 wig-Holstein ermöglicht wird. Zu ihnen gehören Erzeugungseinheiten, die mit verschiedenen Primär-
37 energieträgern betrieben werden können oder nicht eindeutig einem der anderen Energieträger zuzu-
38 ordnen sind. Die Zuordnung dieser Kraftwerke zu Subregionen ist über die genehmigte Kraftwerksliste
39 möglich.

40 Aus SMARD können nur Einspeisezeitreihen der sonstigen konventionellen Energieträger je Übertra-
41 gungsnetzbetreiber für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese Zeitreihen dienen als Grundlage und
42 werden so angepasst, dass die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesenen Energiemengen
43 für "sonstige konventionelle Energieträger" je Bundesland unter Einhaltung der Leistungsgrenzen er-
44 reicht werden. Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

45 **Mineralöl**

46 Für die Stromerzeuger mit Mineralöl als Primärenergieträger werden im Netzentwicklungsplan Strom
47 2030 im Szenario B2030 in Summe 0,9 GW ausgewiesen, die eine Stromproduktion von 0,8 TWh/a
48 ermöglichen. Die Summe der Angaben je Bundesland führt wegen der Rundung auf 0,1 GW nur zu
49 0,8 GW. In der genehmigten Kraftwerksliste werden Kraftwerke mit 1,44 GW für diesen Primärenergie-
50 träger ausgewiesen, von denen 0,6 GW unter die Rubrik 'Kraftwerke < 10 MW' fallen, die schon zu

den 'Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken < 10 MW' gehören. Es verbleiben also 0,84 GW mit klarer Zuordnung zu Subregionen. Diese Leistung wird proportional hochgerechnet.

Aus SMARD können nur Einspeisezeitreihen der sonstigen konventionellen Energieträger je Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2017 entnommen werden. Diese Zeitreihen dienen als Grundlage und werden so angepasst, dass die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesenen Energiemengen für 'Öl' je Bundesland unter Einhaltung der Leistungsgrenzen erreicht werden. Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

Residualeistungen

Die Zeitreihen für alle vorstehend beschriebenen Einflussgrößen werden zu Residualeistungen je Netzregion zusammengefasst. Bis auf die Netzregion W2, den südlichen Teil von Nordrhein-Westfalen einschließlich des Ruhrgebiets, weisen alle Netzregionen neben Leistungsdefiziten auch Leistungsüberschüsse auf. Für Deutschland insgesamt liegen die Spitzenwerte der Residualeistung im von uns berechneten Szenario B2030* bei 58 GW Nachfrageleistung und 58 GW Leistungsüberschüsse. Dabei sind die Netzverlustleistungen im Übertragungsnetz noch nicht berücksichtigt.

Diese Residualeistungen werden im Folgenden durch beeinflussbare Nachfrage und Erzeugung soweit angepasst, dass die Zielwerte je Energieträger und Technologie sowie von Import und Export erreicht werden.

Konventionelle Großkraftwerke

Die Zeitreihen der Erzeugung aus konventionellen Großkraftwerken auf Basis von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Pumpspeicher im Jahr 2017 aus SMARD³⁰² können nicht für das Szenario B2030* herangezogen werden, da die Abweichungen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu groß sind. Es wurden nach SMARD z.B. 2017 ca. 85 TWh elektrische Energie aus Windkraftwerken eingespeist, während im Netzentwicklungsplan Strom 2030 im Szenario B2030 mit 174 TWh³⁰³ gerechnet wird. Auch die maximal eingespeiste Leistung aus Onshore-Windkraftwerken steigt von ca. 35 GW im Jahre 2017 auf ca. 61 GW im Jahr 2030. Der stündliche Einsatz der konventionellen Großkraftwerke muss daher mit einer eigenen Methodik modelliert werden.

Dabei wird von der pauschalen Annahme ausgegangen, dass Braunkohlekraftwerke die günstigsten Produktionskosten haben und Strom aus Steinkohlekraftwerken preisgünstiger als der aus Erdgaskraftwerken ist. Pumpspeicherkraftwerke werden entsprechend der nach Einsatz dieser thermischen Kraftwerksarten verbleibenden stündlichen Leistungsbilanz und abgeschätzter Grenzkosten für Deutschland im Generator- oder Pumpbetrieb eingesetzt.

Zwar ersetzt diese Methode der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes keine Kraftwerkseinsatzoptimierung, führt aber bei Einhaltung der jeweiligen maximalen Leistungen und der vorab von den Übertragungsnetzbetreibern berechneten Energiemengen zu statistisch vergleichbaren Ergebnissen.

Eine weitere Vereinfachung im für dieses Gutachten verwendeten Modell ist die Bestimmung des gleichartigen Einsatzverhaltens aller Kraftwerke eines Energieträgers und anschließende proportionale Verteilung auf die vorhandenen Kraftwerksblöcke in den Subregionen unter Vorgabe einer mittleren Einsatzverfügbarkeit.

Braunkohlekraftwerke

Die installierten Leistungen von Braunkohlekraftwerken mit 9,2 GW können aus der genehmigten Kraftwerksliste für jeden Kraftwerksblock einer Subregion zugeordnet werden.

Basis für die Bestimmung des stündlichen Einsatzes von Braunkohlekraftwerken sind die zuvor beschriebenen Zeitreihen der Residuallast einschließlich der Netzverlustleistung.

Es wird eine Zeitreihe der Einspeisung aus Braunkohlekraftwerken für ganz Deutschland erstellt, indem der Einsatz der installierten Gesamtleistung, multipliziert mit einem Verfügbarkeitsfaktor, auf Zeiten mit Leistungsnachfrage oder geringer überschüssiger Leistung gelegt wird, bis die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesene Energiemenge von 58,2 TWh erreicht ist.

³⁰² [SMARD 2020].

³⁰³ [NEP 2021-2030, S. 99, Tab. unter der Abb. 40].

1 Diese Summenleistung je Stunde wird auf die Subregionen proportional zu ihren installierten Leistun-
2 gen verteilt. Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

3 **Steinkohlekraftwerke**

4 Die installierten Leistungen von Steinkohlekraftwerken mit 9,8 GW können aus der genehmigten Kraft-
5 werksliste für jeden Kraftwerksblock einer Subregion zugeordnet werden.

6 Basis für die Bestimmung der Zeitreihen für die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken ist die stündliche
7 Leistungsbilanz für Deutschland, die sich aus den zuvor beschriebenen Zeitreihen der Residuallast, der
8 Netzverlustleistung und der Leistung der Braunkohlekraftwerke ergibt.

9 Es wird eine Zeitreihe der Einspeisung aus Steinkohlekraftwerken für ganz Deutschland erstellt, indem
10 der Einsatz der installierten Gesamtleistung, multipliziert mit einem Verfügbarkeitsfaktor, auf Zeiten mit
11 Leistungsnachfrage oder geringer überschüssiger Leistung gelegt wird, bis die im Netzentwicklungsplan
12 Strom 2030 ausgewiesene Energiemenge von 57,3 TWh erreicht ist.

13 Diese Summenleistung je Stunde wird auf die Subregionen proportional zu ihren installierten Leistun-
14 gen verteilt. Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

15 **Erdgaskraftwerke**

16 Die installierten Leistungen von Erdgaskraftwerken, in Summe 27,9 GW, können aus der genehmigten
17 Kraftwerksliste für jeden Kraftwerksblock einer Subregion zugeordnet werden.

18 Basis für die Bestimmung der Zeitreihen für die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken ist die stündliche
19 Leistungsbilanz für Deutschland, die sich aus den zuvor beschriebenen Zeitreihen der Residuallast, der
20 Netzverlustleistung sowie den Einspeiseleistungen der Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke ergibt.

21 Es wird eine Zeitreihe der Einspeisung aus Steinkohlekraftwerken für ganz Deutschland erstellt, indem
22 der Einsatz der installierten Gesamtleistung, multipliziert mit einem Verfügbarkeitsfaktor, auf Zeiten mit
23 Leistungsnachfrage oder geringer überschüssiger Leistung gelegt wird, bis die im Netzentwicklungsplan
24 Strom 2030 ausgewiesene Energiemenge von 67,2 TWh erreicht ist.

25 Diese Summenleistung je Stunde wird auf die Subregionen proportional zu ihren installierten Leistun-
26 gen verteilt. Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

27 **Pumpspeicherkraftwerke**

28 Die installierten Leistungen der Pumpspeicherkraftwerke von 8,1 GW in Deutschland und 2,9 GW in
29 Luxemburg und Österreich mit Anschluss an das deutsche Übertragungsnetz können mit Information
30 über den Standort der genehmigten Kraftwerksliste entnommen werden.

31 Die Energiemengen der Entnahme aus dem Netz beim Pumpen und bei der Einspeisung in das Netz
32 werden von den Übertragungsnetzbetreibern je Bundesland ausgewiesen.³⁰⁴

33 Basis für die Bestimmung der Zeitreihen für den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ist die stündliche
34 Leistungsbilanz für Deutschland, die sich aus den zuvor beschriebenen Zeitreihen der Residuallast, der
35 Netzverlustleistung sowie den Einspeiseleistungen der Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke
36 ergibt und ein daraus abgeschätzter Grenzpreis.

37 Es werden zwei normierte Zeitreihen des Einsatzes von Pumpspeicherkraftwerken erstellt, die sich
38 hinsichtlich der Effizienz und des Speichervermögens unterscheiden. Aus dem zuvor ermittelten Kraft-
39 werkseinsatz werden Grenzpreise der Stromerzeugungskosten je Stunde abgeschätzt. Der Einsatz im
40 Generatorbetrieb erfolgt dann in Zeiten höherer Grenzpreise in einem Zeitintervall, der Einsatz im Pump-
41 betrieb erfolgt zu Zeiten geringerer Grenzpreise in einem Zeitintervall. Dabei wird als Nebenbedingung
42 der Speicherstand überwacht.

43 Für alle Subregionen jedes Bundeslandes wird dann eine Kombination dieser Zeitreihen den dort in-
44 stallierten Leistungen von Pumpspeicherkraftwerken zugeordnet. Gleiches gilt für die an das deutsche
45 Netz angeschlossenen Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und Luxemburg. Zielwerte sind die im
46 Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesenen Energiemengen von 12,6 TWh bzw. 10,4 TWh.

47 Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

³⁰⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 109, Abb. 41].

1 **Power-to-Heat**

2 Die installierten Leistungen von Anlagen, die elektrische Energie in Nutzwärme umwandeln, in Summe
3 9,1 GW, werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 je Bundesland ausgewiesen. Auch die Energiemengen für Power-to-Heat-Anlagen werden je Bundesland ausgewiesen.

4 Die Verteilung von Leistungen und Energiemengen auf Subregionen erfolgt je Bundesland entsprechend der relativen Bevölkerungszahl.

5 Basis für die Bestimmung der Zeitreihen für den Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen ist die stündliche
6 Leistungsbilanz für Deutschland, die sich aus den zuvor beschriebenen Zeitreihen der Residuallast, der
7 Netzverlustleistung sowie den Einspeiseleistungen der Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas- und Pumpspeicher-
8 kraftwerke ergibt.

9 Es werden Zeitreihen des Betriebs von Power-to-Heat-Anlagen für jede Subregion unter Beachtung
10 der jeweiligen installierten Leistung und der ausgewiesenen Energiemenge erstellt. Neben der stündlichen
11 Leistungsbilanz wird ein fiktiver Strompreis, der aus dem für die jeweilige Stunde ermittelten Kraft-
12 werkseinsatz abgeleitet wird, berücksichtigt. Damit soll erreicht werden, dass Power-to-Heat-Anlagen
13 vorwiegend zu Zeiten von Leistungsüberschüssen in Deutschland und nicht zu Zeiten der Deckung des
14 deutschen Energiebedarfs aus relativ teuren Erdgaskraftwerken eingesetzt werden. Ein Teil der Power-
15 to-Heat-Anlagen muss zur Einhaltung der Energiebilanz auch im Grundlastbereich eingesetzt werden.

16 Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

19 **Power-to-Gas**

20 Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 werden die installierten Leistungen von Anlagen, die elektrische
21 Energie zur Produktion von künstlichem Methan und Wasserstoff nutzen, in Summe 2,0 GW, gemeinsam
22 je Bundesland ausgewiesen. Die zugehörigen Energiemengen werden getrennt je Bundesland ausge-
23 wiesen. Für die Modellierung werden die beiden Anlagentypen zu einem Power-to-Gas-Verfahren zu-
24 sammengeführt mit in Summe 10,4 TWh Bedarf an elektrischer Energie.

25 Die Verteilung von Leistungen und Energiemengen auf Subregionen erfolgt je Bundesland entspre-
26 chend der relativen Bevölkerungszahl.

27 Basis für die Bestimmung der Zeitreihen für den Einsatz der Power-to-Gas-Anlagen ist die stündliche
28 Leistungsbilanz für Deutschland, die sich aus den zuvor beschriebenen Zeitreihen der Residuallast, der
29 Netzverlustleistung, den Einspeiseleistungen der Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas- und Pumpspeicher-
30 kraftwerke sowie des Bedarfs der Power-to-Heat-Anlagen ergibt.

31 Es werden Zeitreihen des Betriebs von Power-to-Gas-Anlagen für jede Subregion unter Beachtung der
32 jeweiligen installierten Leistung und der ausgewiesenen Energiemenge erstellt. Neben der stündlichen
33 Leistungsbilanz wird ein fiktiver Strompreis, der aus dem für die jeweilige Stunde ermittelten Kraft-
34 werkseinsatz abgeleitet wird, berücksichtigt. Damit soll erreicht werden, dass Power-to-Gas-Anlagen
35 vorwiegend zu Zeiten von Leistungsüberschüssen in Deutschland und nicht zu Zeiten der Deckung des
36 deutschen Energiebedarfs aus relativ teuren Erdgaskraftwerken eingesetzt werden. Ein Teil der Power-
37 to-Gas-Anlagen muss zur Einhaltung der Energiebilanz auch im Grundlastbereich eingesetzt werden.

38 Anschließend erfolgt die Zusammenfassung der Werte von Subregionen zu Netzregionen.

39 **7.2.3 Leistungsbilanz für Deutschland**

40 Die bis hier beschriebene Modellierung der Einflussfaktoren führt zu einer Zeitreihe der Leistungsbilan-
41 zen für Deutschland, die dem im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewiesenen Saldo der Handels-
42 austauschenergiemengen von 72,9 TWh Export in etwa entspricht. Ein Nettoimport findet dabei in ca.
43 600 Stunden mit ca. 3 TWh statt. In der Spitze beträgt der Leistungsüberschuss noch ca. 40 GW, das
44 Leistungsdefizit beträgt bis zu ca. 19 GW im Stundenmittel.

45 **7.2.4 Modellierung des Auslands**

46 Die Modellierung des Stromaustausches mit dem Ausland basiert auf zwei Grundsätzen:

- 47 • Überschuss- und Defizitleistung Deutschlands wird vorrangig anhand der historischen Großhandels-
48 preise des Jahres 2017 mit den Nachbarn ausgetauscht.

- Transitleistung wird vorrangig zwischen den Nachbarn ausgetauscht, die die höchsten historischen Strompreisunterschiede haben.

Dabei gelten die Nebenbedingungen, dass die im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Im- und Exporte je Nachbarland ebenso eingehalten werden wie die Grenzen der Transportleistungen auf den Kuppelleitungen.

Die Leistungen und Energiemengen als Salden für Deutschland müssen für jede Stunde mit dem Ausland ausgetauscht werden. Zusätzlich muss noch eine Transitenergiemenge von mindestens 61 TWh modelliert werden, um das Modell an das Szenario B2030 des Netzentwicklungsplans Strom 2030 anzunähern.

Neben ausgewiesenen Energiemengen des Handelsaustauschs³⁰⁵ je benachbartem Marktgebiet werden die vorhandenen und die von der Bundesnetzagentur bestätigten Kuppelleitungen zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten mit ihrer gesicherten Transportleistung berücksichtigt.

Die Gleichstromverbindungen zu benachbarten Marktgebieten werden mit 100% ihrer installierten Transportleistung und nicht nur mit dem nach EU-Regularien mindestens für den Handel verfügbaren 70% modelliert. Für die Drehstromverbindungen werden 70% der installierten Leistung aller Interkonnektoren zwischen einer deutschen Netzregion und dem Ausland als gesicherte Transportleistung in Ansatz gebracht und ausgenutzt. Nach den EU-Regularien müssten nur mindestens 70% der gesicherten Transportleistung für den internationalen Handel bereitgestellt werden, also nach unserer Modellierung 49% der installierten Transportleistung. Wir gehen aber davon aus, dass auch die anderen 30% der gesicherten Transportleistung nutzbar sind.

Einen Sonderfall stellt die Verbindung zu Belgien dar. Der Handelsenergieaustausch zwischen Belgien und Deutschland wurde von den Übertragungsnetzbetreibern für eine Übertragungskapazität von 2 GW berechnet. Die zweite Gleichstromverbindung neben ALEGrO mit 1 GW Transportleistung wurde von der Bundesnetzagentur aber nicht bestätigt. Dennoch wird der Austausch mit Belgien mit einer Leistungsgrenze von 2 GW so modelliert, dass die ausgewiesenen Energiemengen von 14,3 TWh bzw. 1,0 TWh erreicht werden. Ein Teil der Leistung wird dann im Drehstromnetz von Deutschland über Frankreich bzw. Niederlande nach Belgien übertragen.

Luxemburg

Für Luxemburg wird ein Importsaldo von 9,9 TWh³⁰⁶ bei vernachlässigbarem Export ausgewiesen. Basis für die Modellierung ist die Zeitreihe des Leistungsaustauschs zwischen Deutschland und Luxemburg im Jahr 2017 aus SMARD. Diese Zeitreihe wird unter Einhaltung der gesicherten Transportleistung der Kuppelleitungen auf den Zielwert der Austauschenergie skaliert. Im Ergebnis verringern sich maximale Überschussleistung und Energieüberschuss während die maximale Importleistung ansteigt.

Ausland

Die Nachbildung der verbleibenden ausländischen Strommarktgebiete zielt zum einen darauf ab, die Leistungsüberschüsse und -defizite in jeder Stunde der resultierenden Zeitreihe vollständig auszugleichen, und zum anderen Transite zwischen diesen Strommarktgebieten zu modellieren.

Die Höhe der Transitleistung in jeder Stunde wird aus dem jeweiligen Unterschied der Großhandelspreise der zu Deutschland benachbarten Strommarktgebiete zu jeder Stunde aus SMARD für 2017 abgeleitet. Für die Strommarktgebiete wird die maximale Transitleistung auf das Doppelte der mittleren Transitleistung begrenzt. Diese Begrenzung ist erforderlich, da Transite die Summe der gesicherten Transportleistungen mit dem Ausland doppelt beanspruchen und in der Spitze auch noch ca. 39 GW Leistungsüberschuss zu realisieren sind.

Aus der Relation der Großhandelspreise der Marktgebiete zum Mittelwert aller Großhandelspreise aus SMARD für 2017 kann geschlossen werden, welche Marktgebiete in der jeweiligen Stunde, die u.a. durch die Nachfrage und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in allen Marktgebieten charakterisiert ist, Energie von Deutschland beziehen oder an Deutschland liefern. Der Strom fließt grundsätzlich vom Gebiet mit niedrigem Großhandelspreis zum Gebiet mit hohem Großhandelspreis. Durch dieses

³⁰⁵ [NEP 2019-2030/2, S. 97, Abb. 35].

³⁰⁶ [NEP 2019-2030/2, Abb. 35].

1 Verfahren werden die Verläufe der Nachfrage und von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien im
2 Ausland implizit mitberücksichtigt.

3 Nach Abschluss dieser Berechnungen stehen für jede Netzregion und für jedes Strommarktgebiet die
4 stündlichen Leistungssalden so zur Verfügung, dass die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ausgewie-
5 senen Energiemengen unter Einhaltung der Grenzwerte sowohl der installierten Leistung von Erzeugern
6 und Verbrauchern als auch der gesicherten Transportleistungen zu benachbarten Strommarktgebieten
7 erreicht werden. Für jede Stunde ist die Bilanz über alle Ein- und Ausspeiseleistungen vollständig aus-
8 geglichen.

9 Zur Anpassung an das vereinfachte Netzmodell werden die Leistungen der nicht synchronen Strom-
10 marktgebiete den Netzregionen zugeordnet, in denen die jeweilige HGÜ angeschlossen ist. Weiter müs-
11 sen die Leistungen für Schweden und Österreich noch auf je zwei deutsche Netzregionen aufgeteilt
12 werden. Dies geschieht proportional zur Höhe der gesicherten Transportleistungen.

13 **7.3 Netzmodell und PTDF-Verfahren**

14 Die Planung eines Netzes zum Transport elektrischer Energie kann in mehrere Teilschritte gegliedert
15 werden, in denen unterschiedlich detaillierte Modellierungen der elektrischen Eigenschaften von Ver-
16 brauchern und Erzeugern sowie der Netzbetriebsmittel erforderlich sind.

17 **7.3.1 PTDF-Verfahren**

18 Zur überschlägigen Bestimmung der überregionalen Transportbedarfe stellt ein Gleichstrommodell, z.B.
19 unter Nutzung des PTDF-Verfahrens³⁰⁷ (Power-Transfer-Distribution-Factors), die erste Wahl dar, da
20 durch dessen Einfachheit der Fokus auf grundsätzliche Fragestellungen gerichtet werden kann, ohne
21 dass Detailprobleme die Berechnung erschweren.

22 Nach der damit möglichen grundsätzlichen Festlegung der aus technischen und wirtschaftlichen Ge-
23 sichtspunkten sinnvollen Transportverbindungen zwischen Regionen müssen diese in Form von Leitun-
24 gen detaillierter mit ihren Mitsystemdaten und Anschlusspunkten modelliert werden. Die Verbraucher
25 und Erzeuger mit Anschluss an unterlagerte Netze und das Transportnetz müssen dafür mit ihren für
26 quasistationäre Netzberechnungen erforderlichen Parametern ebenso modelliert werden, wie Netzbe-
27 triebsmittel zur Kompensation der Blindleistung. Es sind auch Schaltanlagen mit ihren Schaltzuständen,
28 ggf. je Netznutzungsfall (NNF) detailliert zu modellieren. Damit können die erforderlichen Schaltzu-
29 stände in den Schaltanlagen, die erforderlichen Stromtragfähigkeiten, die Anzahl und Leistung von
30 Transformatoren sowie die Art und Menge von Kompensationsmitteln bestimmt werden. Unter Hinzun-
31 ahme von Nullsystemdaten von Netzbetriebsmitteln können damit auch Berechnungen von unsymmet-
32 rischen Kurzschlussströmen durchgeführt werden.

33 In einigen Fällen sind auch Berechnungen des dynamischen Verhaltens der an das Netz angeschlosse-
34 nen Verbraucher, Erzeuger und Netzbetriebsmittel erforderlich. Hierfür ist eine große Menge zusätzlicher
35 Informationen erforderlich, die für quasistationäre Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
36 weggelassen werden.

37 Für das in diesem Gutachten verwendete Netzmodell wird der Betrachtungsbereich auf 15 Netzregion-
38 en in Deutschland und 10 Knoten für die benachbarten Strommarktgebiete, bzw. Teile davon, aufge-
39 teilt. Die vorwiegend nach netztechnischen Gesichtspunkten gebildeten Netzregionen sind so abge-
40 grenzt, dass ihre Flächen möglichst gut den Arbeitsgebieten der Übertragungsnetzbetreiber und den
41 Bundesländern zugeordnet werden können.

42 Zur weiteren Modellierung ist die Kenntnis der Umspannwerksstandorte und Leitungen innerhalb der
43 Netzregionen sowie der Leitungen zwischen den Netzregionen erforderlich. Für das 2018 bestehende
44 Übertragungsnetz können die Umspannwerksstandorte in den Bundesländern aus der vom VDE-FNN zur
45 Verfügung gestellten Netzkarte entnommen werden. Umfangreiche Informationen über bestehende
46 Stromkreise mit den zugehörigen Umspannwerksstandorten werden von jedem Übertragungsnetzbet-
47 reiber separat in unterschiedlichen Bereichen der jeweiligen Homepage bereitgestellt. Die bis 2030 aus
48 Sicht der Übertragungsnetzbetreiber zu errichtenden Leitungen und die dadurch ersetzten Bestandslei-

³⁰⁷ [Dena 2010].

1 tungen werden im Netzentwicklungsplan Strom 2030 dargestellt. Die schlussendlich bestätigten Leitungen
2 finden sich in der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2030 der Bundesnetzagentur vom
3 Dezember 2019.³⁰⁸

4 Aus der Anzahl und gesicherten Transportleistung der vorhandenen und bestätigten Leitungen zwischen
5 Netzregionen sowie der Länge zwischen deren Schwerpunkten werden virtuelle Impedanzen für
6 die Verbindungen zwischen Netzregionen ermittelt.

7 Mit diesem Netzwerk werden einzeln von jedem Knoten zu einem Referenzknoten Transportleistungen
8 berechnet. Aus den Anteilen und Richtungen der Transportleistungen über alle Verbindungen wird die
9 PTDF-Matrix gebildet.

10 Durch Verbindung der 25 exemplarischen Zeitreihen von Nachfrage und Einspeisung mit der 25 Knoten
11 umfassenden PTDF-Matrix werden für 8.760 Netznutzungsfälle die Transportleistungen über 32 Verbindungen
12 innerhalb des deutschen Netzes (einschließlich 6 Gleichstromverbindungen zwischen nicht benachbarten
13 Netzregionen) sowie 8 Verbindungen zwischen und 16 Verbindungen zu ausländischen
14 Marktgebieten bzw. Teilen davon mit einem Tabellenkalkulationsprogramm überschlägig berechenbar.

15 Die Nachbildung der Gleichstromverbindungen in Deutschland erfolgt unter Einhaltung ihrer Nennleistungen
16 so, dass Engpässe auf den Drehstromverbindungen zwischen den Netzregionen möglichst minimiert
17 werden. Nach Ermittlung der zur Netzentlastung optimalen Übertragungsleistungen auf allen
18 Gleichstromverbindungen werden diese in die Bilanzen der Start- und Endregionen integriert und mit
19 dem neuen Belastungszustand erneute Leistungsflussberechnungen für 8.760 Stunden durchgeführt.

20 **7.3.2 Basisszenario B2030***

21 Zur Berechnung der auf einzelnen Transportkorridoren zu erwartenden Transportleistungen müssen
22 neben einem Modell des Leitungsnetzes die Leistungsbilanzen für jeden Verbindungspunkt des Netzes
23 erstellt werden.³⁰⁹

24 Mit der vorstehenden Methodik werden für jeden Netznutzungsfall die Leistungsbilanzen für alle Netz-
25 regionen und die Transportleistungen zwischen den verbundenen Netzregionen modelliert und berech-
26 net. Das erstellte Netzmodell ist hinsichtlich der regionalen Energiebilanzen, der installierten Leistungen
27 der verschiedenen Erzeuger und Verbraucher sowie des Netzausbaus sehr gut an das Szenario B2030
28 des Netzentwicklungsplans Strom 2030 angepasst. Hinsichtlich der zeitlichen Verläufe von Erzeugung
29 und Verbrauch weicht das Netzmodell mit dem Referenzjahr 2017 vom Netzentwicklungsplan mit dem
30 Referenzjahr 2012 ab. Hinsichtlich der Häufigkeitsverteilungen der stündlichen Leistungen einzelner Ein-
31 flussgrößen können zwischen unserem Modellszenario B2030* und Szenario B2030 des Netzentwick-
32 lungsplans Strom 2030 Abweichungen auftreten. Aufgrund der Ausgestaltung der errechneten Leis-
33 tungsflussdauerlinien wird von einer grundsätzlichen Vergleichbarkeit mit dem Bezugsszenario B2030
34 ausgegangen. Deshalb wird das für dieses Gutachten als Referenz dienende Basisszenario B2030* ge-
35 nannt.

36 **7.4 Definition von Transportleistungen**

37 Im Übertragungsnetz wird die Transportleistung häufig als Übertragungsleistung bezeichnet.

38 Zum besseren Vergleich mit installierten Leistungen von Kraftwerken wird in diesem Gutachten die
39 Transportleistung als Wirkleistung in GW statt, wie üblich, als Scheinleistung in GVA angegeben.
40 Wirkleistung = Scheinleistung * Leistungsfaktor $\cos \varphi$, mit $\cos \varphi$ typischerweise rund 0,95. In den Pla-
41 nungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber³¹⁰ werden recht enge Spannungsgrenzen zwischen
42 380 kV und 420 kV genannt. Um diese Grenzen einhalten zu können, muss der Transport von Blindlei-
43 stung sehr gering und damit der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ nahe bei 1,0 gehalten werden.

³⁰⁸ [NEP 2019-2030/B].

³⁰⁹ Bei der Betrachtung dieser Darstellungen ist zu beachten, dass die von uns verwendeten Daten aus dem Informationssystem SMARD [SMARD 2020] der Bundesnetzagentur stammen und dort nur eine geografische Auflösung nach den vier Arbeitsgebieten der Übertragungsnetzbetreiber vorliegt.

³¹⁰ [Übertragungsnetz 2020, Kap. 5.5.1].

7.4.1 Installierte Transportleistung

Aus den maximal zulässigen Strombelastbarkeiten eines Leitungssystems unter Normalbedingungen ergibt sich durch Multiplikation mit der Nennspannung die installierte Transportleistung je Leitungssystem:

- Installierte Transportleistung eines Drehstromsystems [GVA] =
Strombelastbarkeit [A] * Nennspannung [GV] * $\sqrt{3}$.
- Installierte Transportleistung eines Gleichstromsystems [GVA] =
Strombelastbarkeit [A] * Nennspannung [GV] * 2.

Die installierte Transportleistung wird häufig als Nennleistung bezeichnet.

Die Transportleistungen werden in diesem Gutachten für die niedrigste zulässige Betriebsspannung von 380 kV bei 380-kV-Leitungen bzw. 220 kV bei 220-kV-Leitungen berechnet.

7.4.2 Gesicherte Transportleistung

Maßstab für die Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes ist die gesicherte Transportleistung. Diese ist bei konventioneller Anwendung des (n-1)-Prinzips mit Vorhaltung von Netzreserve durch nicht voll ausgelastete Betriebsmittel wie Leitungen und Kabel dimensionierend. Hintergrund ist, dass es bei einem (n-1)-Ausfall eines Stromkreises zur räumlichen Verlagerung des vorher über den ausgefallenen Stromkreis geführten Leistungsflusses kommt. Dafür muss auf anderen Stromkreisen die Auslastung deutlich unter 100% liegen. Gleichstromleitungen können im Grundfall bereits zu 100% belastet werden, da sie durch ihre Steuerung keine Anteile von parallel geführten Drehstromleitungen übernehmen.

Bis zu 40% mehr Transportleistung könnte auch auf Drehstromleitungen genutzt werden, wenn die bei einem sehr selten auftretenden Ausfall einer Leitung nicht mehr übertragbare Leistung nicht auf die verbliebenen Stromkreise verteilt, sondern innerhalb sehr kurzer Zeit abgeregelt würde. Zum Bilanzausgleich müsste zeitgleich im Übertragungsnetz am anderen Ende der ausgefallenen Leitung diese Erzeugungsleistung ersetzt werden. Dieses Verfahren wird bereits im Übertragungsnetz angewendet, wobei die entfallende Erzeugungsleistung durch die Primärregelleistung ausgeglichen wird. Deren Einsatz erfolgt automatisch und ohne Signalübertragung durch den auftretenden Frequenzrückgang. Begrenzt wird diese Möglichkeit durch die im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz vorgehaltene Primärregelleistung von zurzeit 3 GW. Unter Berücksichtigung der kurzen Zeiten im Jahr mit sehr hohen erwarteten Transportleistungen und der sehr selten auftretenden Ausfällen von Transportleitungen und Kraftwerken ist es sehr unwahrscheinlich, dass diese Ereignisse zusammentreffen.

Die konventionelle gesicherte Transportleistung einzelner Leitungen muss für Dreh- und Gleichstromleitungen unterschiedlich abgeschätzt werden.

(1) Drehstromleitungen

Drehstromdoppelleitungen ohne weitere parallel geführte Leitungen können bei Einhaltung des (n-1)-Kriteriums³¹¹ nur maximal zu 50% ausgelastet werden, da sich die ausfallende Leistung vollständig auf den noch verbleibenden Stromkreis verlagert.

Vermaschte Drehstromleitungen, die Teil eines größeren parallel verlaufenden Stromnetzes sind, können hingegen bei Einhaltung des (n-1)-Kriteriums bei Stromkreislängen ab 50...100 km grundsätzlich zu etwa 70%³¹² ausgelastet werden.

(2) Gleichstromleitungen

Während Drehstromleitungen miteinander galvanisch gekoppelt sind, sind Gleichstromleitungen über Wechsel-Gleichrichter galvanisch vom Drehstromnetz getrennt und können deshalb bei einem (n-1)-Ausfall paralleler Stromkreise nicht überlastet werden. Die bisher geplanten Gleichstromleitungen mit installierten Transportleistungen bis 2 GW stellen beim Ausfall mit Nennleistung keine höheren Anfor-

³¹¹ [Baumann/Jarass 2020, S. 42ff., Kap. 4.1].

³¹² [Stagge/Martin/Fricke 2017].

1 derungen an das Drehstromnetz als der Ausfall eines Stromkreises einer Drehstromleitung. Damit kön-
2 nen sie mit 100% ihrer installierten Transportleistung betrieben werden. Ihre gesicherte Leistung ent-
3 spricht dann ihrer installierten Transportleistung.

4 **(3) Gesicherte Transportleistung der Nord-Süd-Korridore**

5 Die Summe der gesicherten Transportleistungen der Stromkreise zwischen zwei in Abb. 1.1 bzw. Abb.
6 1.2 dargestellten Netzregionen ergibt die gesicherte Transportleistung zwischen den Netzregionen. Da-
7 bei ist zu berücksichtigen, dass zwar in einem engen Transportkanal zwischen zwei Netzregionen die
8 vorher genannten Schätzwerte für die gesicherte Leistung von 70% (Drehstrom) bzw. 100% (Gleich-
9 strom) der installierten Leistung durch Maßnahmen an der Netztopologie sichergestellt werden können.
10 Auch zwischen direkt benachbarten Transportkanälen innerhalb eines Transportkorridors (West, Mitte,
11 Ost) kann durch lastflussteuernde Elemente der Lastfluss einigermaßen gleichmäßig verteilt werden,
12 sofern Leitungen in Ost-West-Richtung vorhanden sind, was hier in der Regel der Fall ist.

13 Aber zwischen den Nord-Süd-Korridoren West, Mitte und Ost ist ein jederzeit ausreichend großer Lei-
14 tungsaustausch in Ost-West-Richtung aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung zwischen den Nord-
15 Süd-Korridoren über diese Entfernungen nicht mehr gesichert möglich. So kann die Leistungsverteilung
16 zwischen den Nord-Süd-Korridoren je nach Wetterlage auch bei identischer Übertragung stark variieren.
17 Auch sind die verfügbaren gesicherten Leistungen innerhalb der Nord-Süd-Korridore nicht gleichverteilt.

18 Deshalb empfiehlt es sich, bis zum Einsatz ausreichend vieler lastflussteuernder Maßnahmen³¹³ oder
19 ausreichender Leistung von Netzboostern einen Sicherheitsabschlag von z.B. einem Zehntel anzusetzen.
20 Dann könnte z.B. der Übertragungskorridor Ost mit 100%, der Übertragungskorridor Mitte mit 90% und
21 der Übertragungskorridor West mit 80% ihrer jeweils gesicherten Leistung belastet werden, ohne dass
22 das Leitungssystem überlastet würde.

23 **7.5 Redispatch zur Begrenzung von Transportspitzen**

24 Redispatch von Kraftwerken muss heutzutage zur Vermeidung von potenziellen Überlastungen im Über-
25 tragungsnetz bei Ausfällen eingesetzt werden. Hintergrund ist die seit der Liberalisierung der Stromwirt-
26 schaft Ende des letzten Jahrhunderts bestehende Zulässigkeit der Errichtung von Stromerzeugungsan-
27 lagen an Standorten, an denen die Übertragungsfähigkeit des Netzes nicht zeitgerecht gesteigert wer-
28 den kann.

29 **7.5.1 Was ist Redispatch?**

30 Aufgabe von Redispatch ist es, durch Einspeisereduzierung in einer Netzregion mit momentaner Über-
31 schussleistung bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung in einer Netzregion mit Defizitleistung
32 die Auslastung des kritischen Stromkreises zwischen diesen Netzregionen präventiv soweit zu verrin-
33 gern, dass bei einem potenziellen Ausfall alle Grenzwerte für einen sicheren Netzbetriebszustand einge-
34 halten werden. Aus ökologischen Gründen müssen vorrangig Leistungen aus konventionellen Kraftwer-
35 ken abgesenkt werden. Stehen in einer Überschussregion keine konventionellen Kraftwerke mehr dafür
36 zur Verfügung, wird als Sonderfall das Einspeisemanagement eingesetzt. Hierbei werden Leistungen
37 von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien abgesenkt und durch auf der anderen Seite
38 des kritischen Engpasses befindliche planbar einsetzbare konventionelle Erzeugung ersetzt.

39 **(1) Wie funktioniert Redispatch?**

40 Wenn der ohne weitere Maßnahmen zu erwartende Bedarf an Transportleistung höher ist als die nach
41 dem konventionellen (n-1)-Prinzip verfügbare Transportleistung, können verschiedene Maßnahmen zur
42 regionalen und zeitlichen Beeinflussung bzw. den Ausgleich der Erzeugung und des Bedarfs zum Einsatz
43 kommen. Dabei ist immer zu beachten, dass jede dieser Maßnahmen Einfluss auf den Strompreis und
44 damit auf den europäischen Kraftwerkseinsatz haben kann. Die Wirksamkeit einer Maßnahme in Bezug

³¹³ Im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 sind eine Reihe von Maßnahmen zur Lastflusststeuerung vorgesehen [NEP 2021- 2035/1, S. 181ff., Kap. 6.3].

1 auf einzelne Leitungen hängt somit davon ab, an welcher Stelle der Bilanzausgleich erfolgt. Die Über-
 2 tragungsnetzbetreiber berücksichtigen dies heute bei ihren Redispatch-Maßnahmen zur Entlastung des
 3 bestehenden Netzes. Dabei werden je nach erwarteter Engpasssituation Leistungen von Kraftwerken an
 4 definierten Standorten abgesenkt und gesteigert. Stehen in Überschussgebieten zur Absenkung keine
 5 konventionellen Kraftwerke mehr zur Verfügung, wird Erzeugungsmanagement mit EE-Erzeugern durch-
 6 geführt. Die Kosten für die Anpassung der Kraftwerksleistungen trägt der Netznutzer. Bei Abregelung
 7 von EE-Erzeugern verlagert sich deren Vergütungsanspruch von der EEG-Umlage zur Netznutzungsge-
 8 bühr.

9 Konventionelle Kraftwerke müssen von den Übertragungsnetzbetreibern bereits am Vortag aufgrund
 10 von prognostizierten Engpässen angewiesen werden, für den Redispatch zur Verfügung zu stehen. Die
 11 Notwendigkeit ergibt sich aus den im Bereich mehrerer Stunden liegenden Anfahrzeiten thermischer
 12 Kraftwerke und dem vorzuhaltenden Personalbedarf. Die Höhe der einzusetzenden Leistung wird dann
 13 im Tagesverlauf in Abhängigkeit kurzfristiger Auslastungsprognosen angewiesen. Dies wird als kuratives
 14 Redispatch bezeichnet.³¹⁴ Bei Verfügbarkeit einer ausreichenden Anzahl von Batteriespeichern mit Ge-
 15 samtleistungen im Gigawatt-Bereich könnte Redispatch auch reaktiv erst dann durchgeführt werden,
 16 wenn der unwahrscheinliche Fall einer Netzstörung auftritt. Hierfür werden im aktuellen Netzentwick-
 17 lungsplan bereits sogenannte Netzbooster-Pilotanlagen berücksichtigt.³¹⁵ Das zukünftige Vorhandensein
 18 dieser Netzbooster wird im Netzentwicklungsplan nur implizit berücksichtigt, indem identifizierte Eng-
 19 pässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt werden.

20 Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch, Einspeisemanagement und Lastabschal-
 21 tungen tragen nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber nicht zu einer bedarfsgerechten perspekti-
 22 vischen Netzbemessung bei und werden daher in der Netzausbauplanung grundsätzlich nicht berück-
 23 sichtigt.³¹⁶ Gleichwohl wird der Bedarf für präventiv eingesetzte Redispatchleistung und -energie als
 24 Indikator für die verbleibenden Engpässe angegeben.³¹⁷

25 **(2) Wirksamkeit von Redispatch**

26 Die Wirksamkeit von Redispatch hängt von der Netztopologie und den verfügbaren Quellen und Senken
 27 ab. Als Beispiel sollen Batteriespeicher dienen, die in zwei einige hundert Kilometer voneinander ent-
 28 fernten, über ein Netz von 10 Stromkreisen auf 5 Doppelleitungen miteinander verbundenen, Umspann-
 29 werksstandorten installiert sind. Die Stromkreise im deutschen Übertragungsnetz sind üblicherweise für
 30 Übertragungsleistungen von 1,8 GW bis zukünftig 2,5 GW ausgelegt. Bei Ausfall eines Stromkreises auf
 31 einer Doppelleitung sei der parallele Stromkreis mit 100 MW überlastet, während die anderen 8 Strom-
 32 kreise zwar auch Leistung übernehmen, aber nicht überlastet werden. Bei gleichem Drehstromwider-
 33 stand aller Stromkreise müsste der eine Batteriespeicher dann 900 MW Leistung entnehmen und der
 34 andere Batteriespeicher 900 MW abzüglich eingesparter Netzverlustleistung einspeisen, um die poten-
 35 zielle Überlastung zu beheben. Stünden die Batteriespeicher abseits der Haupttransportrichtung, müs-
 36 sen sie gegebenenfalls noch deutlich mehr Leistung bereitstellen. Es müssen in diesem Beispiel also zur
 37 Behebung einer durch fehlende Netzoptimierung verursachte Überlastung von unter 6% bereits erheb-
 38 liche Redispatchleistungen aufgebracht werden.

39 Allerdings gibt es netztechnische Möglichkeiten im Rahmen der nach dem NOVA-Prinzip zwingend vor-
 40 zuschaltenden Netzoptimierung, den Leistungsfluss präventiv, kurativ oder auch reaktiv so gleichmäßig
 41 zu verteilen, dass bei ansonsten genügend freier Transportleistung auch ohne einen solchen aufwändi-
 42 gen Redispatch keine potenzielle Überlastung auftritt. Als Anhaltswert dürften bei einer Stromkreisaus-
 43 lastung von etwa 70% im ungestörten Betrieb keine Überlastungen im (n-1)-Ausfall auftreten. Unsere
 44 Untersuchungen berücksichtigen dieses Optimierungsgebot nach dem NOVA-Prinzip.

45 Bei zwei in einiger Entfernung parallel verlaufenden Doppelleitungen mit je zwei Stromkreisen und
 46 gleicher Stromtragfähigkeit könnte dann die maximale Auslastung im ungestörten Betrieb 4*70% und
 47 bei Ausfall eines Stromkreises 1*0%, 1*100% und 2*90% betragen. Reaktiver Redispatch mit Lei-
 48 stungsanpassungen im Bereich von wenigen Sekunden würde aufgrund der hohen Verfügbarkeit und
 49 geringen Ausfallwahrscheinlich des Übertragungsnetzes deutlich geringere Energiemengen erfordern.

314 [NEP 2021-2035/1, S. 187].

315 [NEP 2021-2035/1, S. 103].

316 [NEP 2021-2035/1, S. 104].

317 [NEP 2021-2035/1, S. 103].

1 Auch könnte das vorhandene Netz deutlich höher ausgelastet werden, allerdings wären dazu an Stelle
2 von Reservekraftwerken schnelle Batteriespeicher mit erheblichen Leistungen erforderlich.

3 **7.5.2 Unterschied zum ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030**

4 **(1) Große Unterschiede bei der ohne SuedLink erforderlichen Abregelung**

5 Der europaweite 10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 der europäischen Übertragungsnetzbe-
6 treiber ENTSOE macht Angaben zu Nutzen und Kosten des SuedLinks³¹⁸. Mitte Februar 2021 wurde der
7 ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan Strom 2030 veröffentlicht, der Angaben für das Jahr 2030
8 macht. Sein Central Scenario National Trends berücksichtigt den Deutschen Energie- und Klimaplan, auf
9 dem sowohl der deutsche Netzentwicklungsplan Strom 2030 wie auch unsere Berechnungen aufbauen,
10 sowie die Vorgaben der europäischen Energieziele für 2030.³¹⁹

11 ENTSOE gibt für das Jahr 2030 im hier relevanten Central Scenario National Trends ohne SuedLink
12 eine Abregelung von 7,9 TWh/a³²⁰ erneuerbarer Energie an, die durch den Bau von SuedLink vermieden
13 werden kann. Hinzu kommt laut ENTSOE die Notwendigkeit, für den maximal ohne SuedLink erforder-
14 lichen Redispatch 4,83 GW³²¹ Redispatchleistung in Reservekraftwerken vorzuhalten, was durch den Bau
15 von SuedLink vermieden werden könne.

16 Wir hingegen schätzen die ohne SuedLink erforderliche Begrenzung auf maximal 1 TWh/a³²². Diese
17 ohne SuedLink nicht transportierbare Energie von 1 TWh/a gibt die Obergrenze der abzuregelnden
18 Energie an und ist einen Faktor 8 kleiner als die von ENTSOE angegebenen 7,9 TWh/a erneuerbare
19 Energie, die ohne SuedLink abgeregelt werden muss. Da beide Untersuchungen sich auf das Jahr 2030
20 beziehen, stellt sich die Frage nach möglichen Ursachen für diese enorme Differenz. Einige davon wer-
21 den im Folgenden dargestellt.

22 **(2) Mögliche Ursachen für die großen Unterschiede bei der ohne SuedLink erforderlichen** 23 **Abregelung**

24 **Basisjahr für Leistungsnachfrage und Wetterdaten**

25 Da Redispatch nur zu Zeiten der Spitzenleistungen besonders der erneuerbaren Energien erforderlich
26 ist, spielt deren Häufigkeit eine wesentliche Rolle. Bei Verwendung von expliziten Referenzjahren, wie
27 im Netzentwicklungsplan, kommt es bei unterschiedlichen Referenzjahren zu sehr unterschiedlichen
28 Spitzenleistungsverläufen. Alternativ können auch Analysen unter Berücksichtigung vieler Referenzjahre
29 oder mit probabilistischen Ansätzen für das Wetter und die Nachfrage durchgeführt werden.

30 **Netzstatus bei Redispatchberechnung**

31 Netzberechnungen zur Netzdimensionierung sollen unter Berücksichtigung von Optimierungsmöglich-
32 keiten durch z.B. Einsatz von Querregeltransformatoren und Auswahl geeigneter Schaltzustände in
33 Schaltanlagen durchgeführt werden. Auch die Steuerung der Gleichstromverbindungen soll dabei zur
34 Entlastung des Drehstromnetzes eingesetzt werden. Dies erfordert oftmals komplexe Optimierungsmetho-
35 den.

36 Die Redispatchberechnungen haben für sich schon eine hohe Komplexität, da sie für jeden Netznut-
37 zungsfall zur Vermeidung aller potenziellen Überlastungen im (n-1)-Ausfall die optimale Kombination
38 von verfügbaren Quellen und Senken ermitteln müssen. Es ist fraglich, ob zusätzlich noch für jeden
39 Netznutzungsfall die Netzoptimierung erfolgt. Damit könnten sich große Unterschiede ergeben, da wir
40 bei unseren Berechnungen davon ausgehen, dass vor einem Redispatch eine Netzoptimierung erfolgt.

318 [ENTSOE 2021].

319 [ENTSOE 2021c, Project 235, S. 10]. Zum Deutschen Energie- und Klimaplan siehe [BMWi 2020, 2.4.1.i].

320 [ENTSOE 2021c, Project 235 – HVDC SuedLink Brunsbüttel/Wilster to Großgartach/Grafenrheinfeld, B3 Annual avoided cur-
tailment (RES integration)].

321 [ENTSOE 2021c, Project 235 – HVDC SuedLink Brunsbüttel/Wilster to Großgartach/Grafenrheinfeld, B10 Reduction of Neces-
sary Reserve for Redispatch Power Plants].

322 Siehe Kap. 2.5.

1 **Quellen und Senken für Redispatch**

2 Die Wirksamkeit von Redispatch auf Netzengpässe hängt wesentlich davon ab, an welchen Standorten
3 welche Leistungen als verfügbar angesetzt werden. Wie das bereits beschriebene Beispiel zeigt, kann
4 auch bei günstiger Wahl der verfügbaren Standorte aufgrund des hohen Vermaschungsgrads des Über-
5 tragungsnetzes ein hoher Leistungseinsatz zur Vermeidung geringfügiger potentieller Überlastungen
6 erforderlich werden. Werden jetzt die verfügbaren Standorte und Leistungen eingeschränkt, steigt der
7 Redispatchbedarf massiv an.

8 Auch spielt es eine Rolle, ob die im Netzentwicklungsplan ausgewiesene nicht zeitgerecht nutzbare
9 Leistung aus erneuerbaren Energien gleichmäßig über ganz Deutschland abgeregelt wird oder vorrangig
10 in den Gebieten mit Netzengpässen.

11 **Ausfallsimulation**

12 Weiter ist die Höhe des Redispatchbedarfs davon abhängig, wie die potenzielle Überlastung berechnet
13 wird. Eine Möglichkeit ist es, nur den Grundfall je Stunde zu untersuchen und dabei eine pauschale
14 Auslastungsgrenze zu beachten. Es können aber auch je Stunde alle kritischen Ausfallsituationen mit
15 individuellen Stromkreisauslastungsgrenzen simuliert werden. Optimal wäre es, je Stunde die optimale
16 Netztopologie einzustellen und auch reaktive Schaltmaßnahmen zuzulassen.

17 Wir gehen in unserem Gutachten davon aus, dass es im späteren Netzbetrieb gelingen muss, in allen
18 Situationen Netzoptimierungen zur Entlastung der am höchsten belasteten Stromkreise vorzunehmen
19 und dass witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) – solange es sich um alte Leitungen handelt
20 – zum Einsatz kommt. Wir weisen darauf hin, dass auch bei Redispatch-Maßnahmen die Optimierung-
21 pflicht zu beachten ist. Diese kann gemäß dem politischen Willen auf EE-Integration, CO₂-Vermeidung
22 oder monetären Aufwand abzielen.

23 **Berücksichtigung von Transportbegrenzungen beim Stromhandel an der Strombörse**

24 Der Umfang an erforderlichem Redispatch hängt wesentlich davon ab, inwiefern Begrenzungen des
25 Transports von Leistungsspitzen bereits beim Stromhandel an der Strombörse berücksichtigt werden.³²³

26 **7.5.3 Fazit zum Redispatch zur Begrenzung von Transportspitzen**

27 Im Ergebnis muss sichergestellt sein, dass die vorhandene Netzstruktur unter Einhaltung der Versor-
28 gungssicherheit maximal ausgenutzt wird, bevor es zu Verstärkungen und zum Ausbau kommt. Wir
29 gehen in unserem Gutachten davon aus, dass es im späteren Netzbetrieb gelingen muss, in allen Situ-
30 ationen Netzoptimierungen zur Entlastung der am höchsten belasteten Stromkreise vorzunehmen und
31 dass witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) – solange es sich um alte Leitungen handelt –
32 zum Einsatz kommt.

33 In den Berechnungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber werden unnötig große Kosten für
34 Redispatch angesetzt, wodurch der Nutzen von SuedLink nicht mehr wesentlich unterhalb seiner Kosten
35 liegt und dadurch der teure SuedLink gerechtfertigt wird.

36
³²³ Siehe Kap. 3.3.5.

Quellen

- 1
- 2 [50Hertz 2017]
 3 Statisches Netzmodell von 50Hertz. Stand Dezember 2017. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 2017.
 4 <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell/> (09.03.2021)
- 5 [Agora 2019]
 6 Finale Entscheidungen zum "Clean Energy for All Europeans"-Paket. Erläuterung des neuen EU-Strommarktdesigns und
 7 seine Bedeutung für die deutsche Energiepolitik. Agora, Berlin, 19. Februar 2019.
 8 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/VAs_sonstige/EU_Briefing/AGORA_SUER_EU-Strommarkt-VA_19022019_web.pdf (04.03.2021)
- 9
 10 [Amprion 2020]
 11 Static Grid Model von Amprion. Amprion GmbH, Dortmund.
 12 <https://www.amprion.net/Energy-Market/Congestion-Management/Static-Grid-Model/> (09.03.2021)
- 13 [Bauchmüller 2020]
 14 Bauchmüller M: Netzbetreiber streiten über Stromtrasse Suedlink. Süddeutsche Zeitung, 30. November 2020.
 15 <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/stromtrassen-netzbetreiber-streiten-ueber-stromtrasse-suedlink-1.5133161>
 16 (04.03.2021)
- 17 [Baumann/Brigola 2020]
 18 Baumann W, Brigola A: Saubere Energie für alle Europäer – das gleichnamige EU-Legislativpaket und seine Auswirkungen
 19 auf den grenzüberschreitenden Stromverbund und -handel. Unveröffentlichtes Manuskript, Juli 2020.
- 20 [Baumann/Jarass 2020]
 21 Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende – Erforderliche Änderungen beim
 22 Netzentwicklungsplan Strom. BoD-Verlag, 2020.
 23 <http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1345-ueberdimensionierter-netzausbau-behindert-die-energiewende-erforderliche-aenderungen-beim-netzentwicklungsplan-strom> (04.03.2021)
- 24
 25 [Belgien 2021]
 26 Nuclear Power in Belgium. World Nuclear Association, London. Updated January 2021.
 27 <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium.aspx> (04.03.2021)
- 28 [Blackout 2012]
 29 Elsberg M: Blackout, Blanvalet Verlag, 2012.
 30 <https://www.blackout-das-buch.de/> (13.03.2021)
- 31 [BMWi 2019b]
 32 Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit
 33 im Bereich der leitungsgelinkten Versorgung mit Elektrizität. Stand: Juni 2019. Bundesministerium für Wirtschaft und
 34 Energie – BMWi, Berlin, Juni 2019.
 35 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.html> (04.03.2021)
- 36 [BMWi 2020]
 37 Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 10. Juni 2020.
 38 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8
 39 (11.03.2021)
- 40 [BMWi 2020a]
 41 Schreiben des BMWi-Staatssekretärs A. Feicht an B. Dassler MdB. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi,
 42 Berlin, 28. Oktober 2020.
- 43 [BNetzA 2019b]
 44 Bedarfsermittlung 2019-2030. Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom.
 45 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Dezember 2019.
 46 https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publicationFile (04.03.2021)
- 47
 48 [BNetzA 2019c]
 49 Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
 50 Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, undatiert.
 51 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (04.03.2021)
- 52
 53 [BNetzA 2020]
 54 Netz- und Systemsicherheit. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA,
 55 Bonn, November 2020.
 56 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html (04.03.2021)
- 57
 58 [BNetzA 2020b]
 59 BBPlG, Vorhaben 3: Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
 60 und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 23. Dezember 2020.
 61 https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=3&cms_gruppe=bbplg (04.03.2021)

Quellen

- 1 [BNetzA 2020c]
2 BBPIG, Vorhaben 4: Wilster – Bergheinfeld West (SuedLink). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
3 Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 23. Dezember 2020.
4 https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=4&cms_gruppe=bbplg (04.03.2021)
- 5 [Brakelmann/Jarass 2019]
6 Brakelmann H, Jarass LJ: Erdkabel für den Netzausbau – Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom,
7 Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten. BoD-Verlag, 2019.
8 <http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-hoehchstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten> (04.03.2021)
- 9
10 [BUND 2021]
11 Klimaschutz durch grünen Wasserstoff? Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND), Berlin, 2021
12 <https://www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/power-to-x/wasserstoff/> (23.03.2021)
- 13 [Dena 2010]
14 Dena-Netzstudie-II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Aus-
15 blick auf 2025. Deutsche Energieagentur – Dena, Berlin, November 2010.
16 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF (04.03.2021)
- 17 [Dena 2020]
18 Der Systementwicklungsplan. Umsetzungsvorschlag für eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland, Zwischenbe-
19 richt. Deutsche Energieagentur – Dena, Berlin, Dezember 2020.
20 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-ZWISCHENBERICHT_Der_Systementwicklungsplan.pdf
21 (11.03.2021)
- 22 [destatis 2018]
23 Gemeindeverzeichnis Gebietsstand 31. Dezember 2017. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, November 2018.
24 https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Archiv/GVAuszugJ/31122017_Auszug_GV.xlsx?__blob=publicationFile (04.03.2021)
- 25
26 [EEG-Anlagenstammdaten 2018]
27 EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018. Informationsplattform der deutschen
28 Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin,
29 2019.
30 <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (04.03.2021)
- 31 [Elektrolyse 2021]
32 So funktioniert das Zukunftskraftwerk: ein Zusammenspiel innovativer Technologie. HH2e AG, Hamburg.
33 <https://hh2e.de/technologie/> (12.03.2021)
- 34 [Energinet 2021]
35 Transmission System Data. Energinet, Denmark, 2021.
36 <https://en.energinet.dk/Electricity/Energy-data/System-data> (05.03.2021)
- 37 [ENTSOE 2018]
38 2nd ENTSOE Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. European Network of Transmission System
39 Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels. FINAL – Approved by the European Commission, 27 September 2018.
40 <https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>
41 (04.03.2021)
- 42 [ENTSOE 2018b]
43 Ten Year Network Development Plan – TYNDP. TYNDP 2018 Projects Sheets. European Network of Transmission System
44 Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 2018.
45 <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects> (22.01.2021)
- 46 [ENTSOE 2019]
47 3rd ENTSOE Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Draft version. European Network of
48 Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 15 October 2019.
49 https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/191023_CBA3_Draft%20for%20consultation.pdf (04.03.2021)
- 50
51 [ENTSOE 2019a]
52 Winter Outlook 2019/2020, Summer Review 2019. European Network of Transmission System Operators for Electricity –
53 ENTSOE, Brussels, 27 November 2019.
54 [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/Winter%20Outlook%202019-2020_Report\(for%20publication\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/Winter%20Outlook%202019-2020_Report(for%20publication).pdf) (04.03.2021)
- 55
56 Siehe hierzu auch Input Dataset Winter 2019/20:
57 https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/seasonal/Winter-Outlook_2019-2020_data-for-publication.xlsx
58 (04.03.2021)
- 59 [ENTSOE 2020]
60 Ten Year Network Development Plan – TYNDP, draft. TYNDP 2020 Projects Sheets. European Network of Transmission Sys-
61 tem Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 06 November 2020 (begin of consultation).
62 <https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission> (16.01.2021)
- 63 Alle früheren TYNDP-Versionen sind abrufbar unter <https://tyndp.entsoe.eu/documents>
- 64 [ENTSOE 2020b]
65 Transparency Platform. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 2020.
66 <https://transparency.entsoe.eu/> (04.03.2021)

Quellen

- 1 [ENTSOE 2020c]
2 TYNDP 2020 Highlights. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels,
3 November 2020.
4 [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/
5 TYNDP2020_Highlights_forconsultation.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Highlights_forconsultation.pdf) (04.03.2021)
- 6 [ENTSOE 2021]
7 Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, consultation. European Network of Transmission System Operators for
8 Electricity – ENTSOE, Brussels, 04 January 2021.
9 <https://consultations.entsoe.eu/system-development/tyndp2020/> (19.01.2021)
- 10 [ENTSOE 2021a]
11 Planning the future grid. Discover the TYNDP, Europe's Network Development Plan to 2025, 2030 and 2040. European Net-
12 work of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 19 January 2021.
13 <https://tyndp.entsoe.eu/> (19.01.2021)
- 14 [ENTSOE 2021b]
15 Stakeholders Engagement Report. Version for ACER opinion. European Network of Transmission System Operators for Elec-
16 tricity – ENTSOE, Brussels, February 2021.
17 [TYNDP2020_Stakeholder_Engagement, Feb 2021.pdf](https://tyndp.entsoe.eu/documents/tyndp2020_stakeholder_engagement.pdf) (16.02.2021)
- 18 [ENTSOE 2021c]
19 Ten Year Network Development Plan – TYNDP, final. TYNDP 2020 Projects Sheets. European Network of Transmission Sys-
20 tem Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 15 February 2021.
21 <https://tyndp.entsoe.eu/documents/> (16.02.2021)
22 Alle früheren TYNDP-Versionen sind abrufbar unter <https://tyndp.entsoe.eu/documents>
- 23 [ENTSOE 2021d]
24 System Separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021 – Interim Report. European Network of
25 Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 26 February 2021.
26 [https://www.entsoe.eu/news/2021/02/26/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-
27 2021-interim-report/](https://www.entsoe.eu/news/2021/02/26/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-interim-report/) (04.03.2021)
- 28 [EU 2016]
29 Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss
30 der Regionen und die Europäische Investitionsbank. Saubere Energie für alle Europäer, COM(2016) 860 final. Brüssel,
31 30. November 2016.
32 [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF
33 \(04.03.2021\)](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF)
- 34 [EU 2018]
35 Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über das Governance-System für
36 die Energieunion und für den Klimaschutz.
37 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018R1999> (04.03.2021)
- 38 [EU 2019]
39 Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet.
40 Commission of the European Union, Brussels, 22 May 2019.
41 [https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-
42 and-good-planet-2019-may-22_en](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) (04.03.2021)
- 43 [EU 2019a]
44 Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
45 (Neufassung).
46 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943> (04.03.2021)
- 47 [EU 2019b]
48 Delegierte Verordnung (EU) der Kommission 2020/389 vom 31. Oktober 2019 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr.
49 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem
50 Interesse.
51 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0389&from=EN> (04.03.2021)
- 52 [EU 2020]
53 Technical information on Projects of Common Interest accompanying the Commission Delegated Regulation (EU) 2020/389
54 final of 31 October 2019 amending Regulation (EU) 347/2013 of the European Parliament and of the Council on guidelines
55 for trans-European energy infrastructure as regards the Union list of projects of common interest. European Commission,
56 Brussels, March 2020.
57 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_document_4th_pci_list.pdf (04.03.2021)
58 siehe hierzu auch
59 First PCI list: Regulation (EU)1391/2013 of 13 October 2013
60 Second PCI list: Regulation (EU) 2016/89 of 18 November 2015
61 Third PCI list: Regulation (EU) 2018/540 of 23 November 2017
62 Fourth PCI list: Regulation (EU) 2020/389 of 31 October 2019
- 63 [EU-Kohleausstieg 2021]
64 Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Europe Beyond Coal. Status January 2021.
65 [https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/01/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-
66 Coal-January-2021.pdf](https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/01/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-January-2021.pdf) (09.03.2021)

Quellen

- 1 [Gas-Fernleitungsnetz 2017]
2 Erdgasversorgung in Deutschland. Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick. Stand Februar 2017. Bundesministerium
3 für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 2019.
4 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html> (24.03.2021)
- 5 [Get H2 2019]
6 Willnauer S: Erneuerbarer Wasserstoff – Potentiale und Limitierungen. Get H2 – Startschuss für eine bundesweite H2-
7 Infrastruktur. RWE AG, Essen. Niedersächsische Energietage, Hannover, 06. November 2019.
8 https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_04_Willnauer_Schraeder.pdf (24.03.2021)
- 9 [Hasler/Kleedörfer 2020]
10 Hasler J, Kleedörfer R: Erfolgreiche Energiewende und wirksamer Klimaschutz geht nur mit Stadtwerken, den Kommunen
11 und Bürgern vor Ort. N-ERGIE AG, Nürnberg, 19. Oktober 2020.
12 https://bundesverband-gegen-suedlink.de/wp-content/uploads/2020/10/2020-10-19_BuBedarfsplanG_offener_Brief.pdf
13 (08.02.2021)
- 14 [Homann 2020]
15 Homann J: Energiewende – Die Entdeckung der Märkte. Handelsblatt, 29. Oktober 2020.
16 <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/gastkommentar-jochen-homann-energiewende-die-entdeckung-der-maerkte/26567412.html> (04.03.2021)
- 17 [Hutter 2020]
18 Hutter R: Braucht die Energiewende die Stromtrassen wirklich? Deutschlandfunk, Beitrag vom 28. Januar 2020.
19 https://www.deutschlandfunkkultur.de/windstrom-fuer-den-sueden-braucht-die-energiewende-die.976.de.html?dram-article_id=468965 (04.03.2021)
- 20 [Hybridge 2019]
21 Ronnacker U: Hybridge – Auf dem Weg vom Pilotprojekt zur Wasserstoffinfrastruktur. Ein Projekt von Amprion und Open
22 Grid Europe GmbH. 12. Niedersächsische Energietage, Hannover, 05. November 2019.
23 https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_05_Ronnacker.pdf (04.03.2021)
- 24 [IHK 2019]
25 Positionspapier zu den Eckpunkten einer norddeutschen Wasserstoff-Strategie. IHK Nord, Hamburg, 05. Juni 2019.
26 <https://www.h2hamburg.de/blueprint/servlet/resource/blob/4532664/52345e98d67d7e5ecb2519dfa5acb7da/positionspapier-wasserstoff-ihk-nord-data.pdf> (21.03.2021)
- 27 [Jarass 2020]
28 Jarass LJ: Stromproduktion neu denken. Handelsblatt, 10. Juli 2020, S. 10.
29 <http://www.jarass.com/Energie/A/Handelsblatt,10.07.2020.pdf> (04.03.2021)
- 30 [Jarass 2021]
31 Jarass LJ: Bei der Stromversorgung spielt die Regierung russisches Roulette. Handelsblatt, 16. März 2021, S. 10.
32 <http://www.jarass.com> (17.03.2021)
- 33 [Jarass/Jarass 2017]
34 Jarass A, Jarass LJ: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite. BoD-Verlag, 2017.
35 <http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1287-integration-von-erneuerbarem-strom-stromueberschuesse-versus-stromdefizite> (04.03.2021)
- 36 [Jarass/Obermair 2012]
37 Jarass LJ, Obermair GM: Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, August 2012.
38 <http://www.jarass.com/home/index.php/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzbau-erfordert-die-energiewende> (11.03.2021)
- 39 [Jarass/Siebels 2020]
40 Jarass LJ, Siebels C: Begrenzung der Netzausbaukosten. Zeitschrift für Neues Energierecht – ZNER 05/2020, S. 375-382.
41 <http://www.jarass.com/home/de/energie/aufsaeetze/1357-begrenzung-der-netzausbaukosten> (04.03.2021)
- 42 [Jarass/Siebels 2020a]
43 Jarass LJ, Siebels C: SuedOstLink – Sichere Stromversorgung für Bayern? BWK Energie, 10-11/2020, S. 48-51.
44 <http://www.jarass.com/home/de/energie/aufsaeetze/1359-suedostlink-sichere-stromversorgung-fuer-bayern> (04.03.2021)
- 45 [Jarass/Siebels 2020b]
46 Jarass LJ, Siebels C: Machen EU-Vorgaben den geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich? Wissenschaftliches
47 Gutachten im Auftrag des Initiativkreises Netzentwicklungsplanung (IK NEP), von 12 bayerischen Landkreisen, Städten und
48 Gemeinden sowie der N-ERGIE, Nürnberg, Dezember 2020 (in Kap. 6.2 überarbeitete Version von 16. Februar 2021).
49 <http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1372-machen-eu-vorgaben-den-geplanten-stromnetzausbau-zwingend-erforderlich-2021> (16.03.2021)
- 50 [Klimaschutzprogramm 2019]
51 Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Bundesregierung, Berlin, 20. September 2019.
52 <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975202/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1> (21.03.2021)
- 53 [Klimaschutzprogramm 2019a]
54 Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bundesregierung, Berlin,
55 09. Oktober 2019.
56 <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klimamassnahmen-data.pdf?download=1> (21.03.2021)
- 57 Siehe hierzu auch den Überblick in <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578> (10.12.2020)

Quellen

- 1 [Kohlekraftwerke 2020]
2 Mapped: The world's coal power plants. INFOGRAPHICS. Carbon Brief, Clear on Climate. 26 March 2020.
3 <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants> (09.03.2021)
- 4 [Leistungsbilanz 2020]
5 Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion
6 GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 18. Februar 2020.
7 <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Leistungsbilanzbericht> (11.03.2021)
- 8 [Moorburg 2020]
9 Kohlekraftwerk Moorburg. Wikipedia 2020.
10 https://de.wikipedia.org/wiki/Kohlekraftwerk_Moorburg (02.03.2021)
- 11 [N-ERGIE 2016]
12 Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Prognos und Universität Nürnberg-
13 Erlangen. Im Auftrag der N-ERGIE AG, Nürnberg, 07. Oktober 2016.
14 https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf (04.03.2021)
- 15 [NEP 2017-2030, Begutachtung]
16 Rehtanz C et.al: Begleitung Netzentwicklungsplan 2030 (NEMO VI). Gutachten, Dortmund, 15. August 2018.
17 https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V17/NEP/NEMOVI.pdf?__blob=publicationFile (21.03.2021)
- 18 [NEP 2019-2030/S]
19 Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Ei-
20 senbahnen – BNetzA, Bonn, 15. Juni 2018.
21 [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?
22 __blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) (04.03.2021)
- 23 [NEP 2019-2030/2]
24 Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH,
25 Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019.
26 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf
27 (04.03.2021)
- 28 [NEP 2019-2030/2, Power-to-X]
29 Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen Übertragungs-
30 netzbetreiber. Im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
31 Hintergrundmaterial des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030, 2. Entwurf. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. –
32 FfE, München, November 2017.
33 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/FfE_Kurzstudie_Power-to-X_%282017%29_0.pdf
34 (04.03.2021)
- 35 [NEP 2019-2030/B]
36 Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
37 Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 20. Dezember 2019.
38 https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf (04.03.2021)
- 39 [NEP 2021-2035/SE]
40 Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz
41 Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 17. Januar 2020.
42 https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Entwurf.pdf?__blob=publicationFile
43 (17.03.2021)
- 44 [NEP 2021-2035/S]
45 Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und
46 Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 26. Juni 2020.
47 [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf?__blob=
48 publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) (17.03.2021)
- 49 [NEP 2021-2035/1]
50 Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission
51 GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 29. Januar 2021.
52 <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021> (17.03.2021)
- 53 [Netzengpässe 2020]
54 Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns.
55 Stellungnahme des Akademienprojekts "Energiesysteme der Zukunft". acatech/Leopoldina/Akademienunion, Oktober 2020.
56 <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-netzengpaesse> (23.03.2021)
- 57 [Netzengpässe 2020a]
58 Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen.
59 Weyer H, Müsgens F (Hrsg.). Energiesysteme der Zukunft. acatech/Leopoldina/Akademienunion, Oktober 2020.
60 file:///C:/Users/Admin/AppData/Local/Temp/Analyse-Netzengpassmanagement_Version-1.01.pdf (23.03.2021)
- 61 [Ockenfels 2021]
62 Ockenfels A: Blackout als Warnsignal. Handelsblatt, 26. Februar 2021, S. 10.
- 63 [Paulitz 2020]
64 Paulitz H: StromMangelWirtschaft, Akademie Bergstrasse, 2020.
- 65 [Paschotta 2020]
66 Paschotta R: Gesicherte Kraftwerksleistung. RP-Energie-Lexikon. 15. August 2020.
67 https://www.energie-lexikon.info/gesicherte_kraftwerksleistung.html (17.03.2021)

Quellen

- 1 [Schlacke/Knodt 2019]
2 Schlacke S, Knodt M: Das Governance-System für die Europäische Energieunion und für den Klimaschutz. Zeitschrift für
3 Umweltrecht – ZUR, Heft 07-08/2019, S. 404-411.
4 https://www.zur.nomos.de/fileadmin/zur/doc/Aufsatz_ZUR_19_7-8.pdf (04.03.2021)
- 5 [Schlott 2006]
6 Schlott U: Entwicklung und Bewertung einer Methodik zur Berücksichtigung von Nachbarnetzen in Netzmodellen für
7 probabilistische Lastflussuntersuchungen. Diplomarbeit, Regensburg, 2006.
- 8 [Siebels 2021]
9 Siebels C: Perspektiven für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung on- und offshore, CIT 01/2021.
10 <https://doi.org/10.1002/cite.202000147> (11.03.2021)
- 11 [Siebels 2021a]
12 Siebels C: Power-to-X-Anwendungen mit Anschluss an das Stromnetz, CIT 02/2021.
13 <https://doi.org/10.1002/cite.202000148> (11.03.2021)
- 14 [SMARD 2020]
15 SMARD Strommarktdaten. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA,
16 Bonn, 2020.
17 <https://www.smard.de/home> (04.03.2021)
18 Zu Strompreisen siehe: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE-LU%22,%22from%22:151476120000,%22to%22:154629719999,%22selectedFileType%22:%22CSV%22%7D (04.03.2021)
- 19
20
- 21 [Stagge/Martin/Fricke 2017]
22 Stagge H, Martin F, Fricke W: Der Weg zu 380-kV-Zwischenverkabelungen. TenneT TSO, Bayreuth. Magazin für die
23 Energiewirtschaft – ew, Heft 11/2017, S. 43-45.
- 24 [Sternier/Stadler 2017]
25 Sternier M, Stadler I (Hrsg.): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Ausführliche und umfassende Übersicht
26 über alle Speichertechnologien für die Energiewende. 2. Auflage. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg 2017.
- 27 [Strompreiszone 2018]
28 Ende der deutsch-österreichischen Strompreiszone – Was heißt das? Austrian Power Grid, 2018.
29 <https://www.apg.at/de/Energiezukunft/Strompreiszone> (02.03.2021)
- 30 [TenneT 2019]
31 Statisches Netzmodell der TenneT TSO GmbH. Stand 31. Dezember 2019. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 2018.
32 [https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/Transparency/static_grid_model/](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/Transparency/static_grid_model/Netzmodell2020_01.csv)
33 [Netzmodell2020_01.csv](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/Transparency/static_grid_model/Netzmodell2020_01.csv) (04.03.2021)
- 34 [TenneT 2021]
35 Fulda-Main-Leitung. Sichere Stromversorgung für die Wirtschaftsregionen Hessen und Bayern. TenneT TSO GmbH, Bay-
36 reuth, 2018.
37 <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/fulda-main-leitung/> (21.03.2021)
- 38 [TransnetBW 2019]
39 Statisches Netzmodell von TransnetBW. Stand 31. August 2019. TransnetBW GmbH, Stuttgart, 2019.
40 <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/engpass> (04.03.2021)
- 41 [Thüga 2019]
42 Die Idee ist entfesselt. Plan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen durch den Stadtwerkeverbund Thüga.
43 Neue Energie, Heft 08/2019.
- 44 [Übertragungsnetz 2018]
45 Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO
46 GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2018.
47 [https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/%C3%9CNB-Planungsgrunds%C3%A4tze_Juli%202018.pdf?](https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/%C3%9CNB-Planungsgrunds%C3%A4tze_Juli%202018.pdf?ver=2018-10-26-150403-247)
48 [ver=2018-10-26-150403-247](https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/%C3%9CNB-Planungsgrunds%C3%A4tze_Juli%202018.pdf?ver=2018-10-26-150403-247) (11.03.2021)
- 49 [Übertragungsnetz 2020]
50 Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO
51 GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2020.
52 https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/UENB-PIGRS_Juli%202020.pdf?ver=2020-07-31-123245-990
53 (04.03.2021)
- 54 [VDE 2020]
55 Übersichtsplan "Deutsches Höchstspannungsnetz". Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE,
56 Frankfurt, Stand 01. Januar 2020.
57 <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoehchstspannungsnetz> (04.03.2021)
- 58 [Wasserelektrolyse 2019]
59 Schmiedel G: Key technologies for a hydrogen-based energy system. 12. Niedersächsische Energietage,
60 Hannover, 05. November 2019.
61 [https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04_Schmiedel.pdf)
62 [_Schmiedel.pdf](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04_Schmiedel.pdf) (04.03.2021)
- 63 [Wasserstoffkosten 2021]
64 Produktionskosten von Wasserstoff nach Wasserstofftyp in Deutschland im Jahr 2019 und Prognosen für die Jahre 2030 und
65 2050. Statista, 12. Januar 2021.
66 [https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1195863/umfrage/produktionskosten-von-wasserstoff-nach-wasserstofftyp-in-](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1195863/umfrage/produktionskosten-von-wasserstoff-nach-wasserstofftyp-in-deutschland/)
67 [deutschland/](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1195863/umfrage/produktionskosten-von-wasserstoff-nach-wasserstofftyp-in-deutschland/) (04.03.2021)

Quellen

- 1 [Wasserstoffnetz 2020]
2 Wasserstoffnetz nimmt Gestalt an, Handelsblatt, 28. Januar 2020, S. 10.
- 3 [Wasserstoffstrategie 2019]
4 Norddeutsche Wasserstoffstrategie. Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen,
5 Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. 07. November 2019.
6 <https://www.hamburg.de/contentblob/13179812/f553df70f865564198412ee42fc8ee4b/data/wasserstoff-strategie.pdf>
7 (21.03.2021)
- 8 [Wasserstoff-Offshore 2019]
9 Offshore-Wasserstoff-Produktion mit 400 MW in neuer Dimension. TRACTEBEL ENGIE, 01. Oktober 2019.
10 <https://tractebel-engie.de/de/nachrichten/2019/offshore-wasserstoff-produktion-mit-400-mw-in-neuer-dimension>
11 (04.03.2021)
- 12 [Wasserstoff-Offshore 2019a]
13 Dänemarks Regierung will eine künstliche Insel mit 10 GW Hochsee-Windparks bauen, deren Strom in grünes Gas umge-
14 wandelt werden soll. SPIEGEL Online, 12. Dezember 2019.
15 [https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energie-insel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-](https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energie-insel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-1300931.html)
16 [1300931.html](https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energie-insel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-1300931.html) (04.03.2021)
- 17 [Wasserelektrolyse-Spanien 2021]
18 30 europäische Unternehmen planen 95 GW an Photovoltaik- und 67 GW an Wasserstoff-Anlagen in Spanien. PV-Magazin,
19 12. Februar 2021.
20 [https://www.pv-magazine.de/2021/02/12/30-europaeische-unternehmen-planen-95-gigawatt-an-photovoltaik-und-67-](https://www.pv-magazine.de/2021/02/12/30-europaeische-unternehmen-planen-95-gigawatt-an-photovoltaik-und-67-gigawatt-an-wasserstoff-anlagen-in-spanien/)
21 [gigawatt-an-wasserstoff-anlagen-in-spanien/](https://www.pv-magazine.de/2021/02/12/30-europaeische-unternehmen-planen-95-gigawatt-an-photovoltaik-und-67-gigawatt-an-wasserstoff-anlagen-in-spanien/) (19.03.2021)
22

Gutachter

Prof. Dr. Lorenz J. JARASS

Prof. Dr. L.J. JARASS ist Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg) und M.S. (Stanford University, School of Engineering, USA). Er hat über die Integration der Windenergie in die Stromversorgung promoviert und arbeitet seit mehr als 30 Jahren im Bereich erneuerbare Energien und Stromnetze. Dabei hat er mittlerweile 11 Bücher und über 95 Aufsätze im Energiebereich veröffentlicht, vielfach abrufbar unter www.JARASS.com, Energie. Im Rahmen seiner intensiven Beratungstätigkeit für Regierungen, Netzbetreiber und Kommunen war er mehrfach Gutachter beim Deutschen Bundestag und beim Bundesverwaltungsgericht.

Einschlägige Buchveröffentlichungen in den letzten Jahren:

- Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende (zusammen mit RA W. BAUMANN), 2020³²⁴.
- Erdkabel für den Netzausbau – Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom, Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten (zusammen mit Prof. Dr.-Ing. habil. H. BRAKELMANN), 2019³²⁵.
- Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite (zusammen mit Dipl. Volkswirtin A. JARASS), 2016³²⁶.
- Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? (zusammen mit Prof. Dr. G.M. OBERMAIR), 2012³²⁷.

Dipl.-Ing. Carsten SIEBELS

Dipl.-Ing. C. SIEBELS war über 30 Jahre bei integrierten Energieversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern mit der Planung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen befasst und arbeitet mittlerweile freiberuflich im Bereich der Netzplanung (siehe <https://stromnetzberater.net>). Er hat u.a. folgende Kompetenzen:

- Jahrzehntelange Erfahrung in der Planung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen unter Nutzung von Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnungen sowie mit der Modellierung von Belastungsfällen für Netze der öffentlichen Stromversorgung.
- Vertiefte und langjährige Erfahrung mit witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb.
- Intensive Beschäftigung mit dem Gedanken des (n-0)-sicheren Netzbetriebs.
- U.a. Mitarbeit an den Planungsgrundsätzen 2018 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, an früheren Versionen des Netzentwicklungsplans Strom³²⁸ und des Leistungsbilanzberichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.³²⁹

Aktuelle Veröffentlichungen:

- Begrenzung der Netzausbaukosten (zusammen mit Prof. Dr. L.J. JARASS), ZNER 05/2020.³³⁰
- SuedOstLink: Sichere Stromversorgung für Bayern? (zusammen mit Prof. Dr. L.J. JARASS), BWK 10-11/2020.³³¹
- Perspektiven für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung on- und offshore, CIT 01/2021.³³²
- Power-to-X-Anwendungen mit Anschluss an das Stromnetz, CIT 02/2021.³³³

³²⁴ [Baumann/Jarass 2020].

³²⁵ [Brakelmann/Jarass 2019].

³²⁶ [Jarass/Jarass 2017].

³²⁷ [Jarass/Obermair 2012].

³²⁸ Siehe als Beispiel die neueste Version aus 2020 [Leistungsbilanz 2020].

³²⁹ [Übertragungsnetz 2018].

³³⁰ [Jarass/Siebels 2020].

³³¹ [Jarass/Siebels 2020a].

³³² [Siebels 2021].

³³³ [Siebels 2021a].

1 **ATW GmbH, Wiesbaden**

2 Die ATW GmbH hat seit 1977 eine Vielzahl von Projekten bearbeitet für Industrie, nationale Regierungen
3 und internationale Institutionen (EU, OECD, Weltbank). In den letzten Jahren hat die ATW GmbH, Wies-
4 baden, u.a. verschiedene größere Arbeiten im Energie- und Netzbereich sowie zu windenergiebedingten
5 Netzausbaumaßnahmen durchgeführt im Auftrag von Bundes- und Landesministerien, Energieversor-
6 gungsunternehmen sowie von Städten und Gemeinden.