

Netzentwicklungsplan Strom 2025 – Eine kritische Analyse

Prof. Dr. L. Jarass*

A Leitungsprojekte

I. I. Vom Szenariorahmen zur Netzplanung

Der Netzentwicklungsplan¹ Strom hat die Aufgabe zu ermitteln, welcher Netzausbaubedarf in den folgenden 10 bis 20 Jahren erforderlich sein wird. Dies geschieht gemäß Erläuterung der dafür zuständigen Bundesnetzagentur in folgenden Schritten²:

- **Szenariorahmen:** Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade der deutschen Stromversorgung mit Angaben zur installierten Leistung, zur Last, zum Verbrauch und zur Versorgung. Zum einen wird ein Prognosezeitraum von 10 Jahren mit verschiedenen Szenarien³ der Stromversorgung verwendet, zum anderen ein mittleres Szenario zur Stromversorgung in 20 Jahren untersucht.⁴
- **Regionalisierung:** Für die Regionalisierung wird eine Abschätzung der Erzeugungsleistung bzw. Verbrauchslast für jeden einzelnen der insgesamt 450 Netzknoten des deutschen Übertragungsnetzes vorgenommen.
- **Marktmodellierung:** Der Netzentwicklungsplan 2025 geht in seinem Marktmodell weiterhin von der Prämisse aus, dass die Stromproduktion von allen konventionellen Kraftwerken, deren variable Kosten niedriger sind als die von anderen konventionellen Kraftwerken in Deutschland und im benachbarten Ausland, unabhängig von ihrem Standort ins Netz eingespeist und gesichert zu den Stromkunden transportiert wird.⁵

Dabei bleiben allerdings die Kosten des Netzausbaus, der für einen derartigen Kraftwerkseinsatz erforderlich ist, bei der Netzentwicklungsplanung unberücksichtigt: Dies ist ein schwerer Planungsfehler, der die Aussagekraft des gesamten Netzentwicklungsplans insgesamt fragwürdig macht, wie anschließend gezeigt wird.

- **Netzplanung:** Mittels Lastflussberechnungen wird aus den resultierenden Netzbelastungen der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet.

Beim Netzentwicklungsplan 2025 werden insgesamt 6 Szenarien untersucht⁶:

- Szenario A 2025: EE-Ausbau am unteren Prognoserand und größter konventioneller Kraftwerkspark.
- Szenario B1 2025: EE-Ausbau am oberen Prognoserand und erhöhter Anteil von Erdgas.
- Szenario B2 2025: zusätzlich zu Szenario B1 eine CO₂-Emissionsreduzierung auf 187 Mio. t CO₂ in 2025.
- Szenario B1 2035: EE-Ausbau am oberen Prognoserand und erhöhter Anteil von Erdgas.
- Szenario B2 2035: zusätzlich zu Szenario B2 eine CO₂-Emissionsreduzierung auf 134 Mio. t CO₂ in 2035.
- Szenario C 2025: Stromverbrauchsreduzierung, geringster konventioneller Kraftwerkspark und CO₂-Emissionsreduzierung auf 134 Mio. t CO₂ in 2035.

II. Geplanter Leitungsneubau steigt jährlich an

Abb. 1 zeigt alle Leitungsprojekte in Deutschland gemäß Netzentwicklungsplan Strom 2025 für das mittlere Szenario B2, das die Klimaschutzvorgaben der deutschen Bundesregierung enthält.

Tab. 1 zeigt den Leitungsneubau gemäß den amtlichen Netzausbauplanungen aus den Jahren 2013, 2014 und 2015.

Ergebnis:

- Die Planungen für Leitungsneubau steigen von 6.821 km in 2013 auf 7.726 km in 2014 (Tab. 1, Z. (3)), innerhalb eines Jahres also um rund 15 % .
- Laut dem in 2015 veröffentlichten 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans mit Zieljahr 2025 sind sogar 9.663 km erforderlich, also eine Erhöhung um über 40 % innerhalb von 2 Jahren.
- In allen drei Netzausbauplanungen werden knapp 3.400 km neue Gleichstromleitungen (Tab. 1, Z. (1)) und gut 1.400 km neue Drehstromleitungen gemäß Startnetz (Tab. 1, Z. (2.1)) für erforderlich gehalten.
- Der massive Zuwachs ergibt sich im Zubaunetz (Tab. 1, Z. (2.2)). Während in 2013 noch ein Netzzubau von 2.002 km für ausreichend erachtet wurde, wurden 2014 schon 2.892 km für erforderlich gehalten, eine Erhöhung um knapp 45 % innerhalb eines Jahres, und 2015 sogar 4.867 km, also eine Erhöhung des erforderlichen Netzzubaus um über 140 % innerhalb von 2 Jahren.

Dieser große Zuwachs an Planungen für den Leitungsausbau resultiert ganz überwiegend aus der Vorgabe des Netzentwicklungsplans, dass Kohlekraftwerke gesichert einspeisen können, auch wenn diese Stromproduktion nicht für die deutsche Stromversorgung erforderlich ist, sondern ausschließlich dem Stromexport dient⁷. Mit jeder Steigerung der erneuerbaren Stromproduktion ist dann bei in etwa konstanter Kohlestromproduktion ein entsprechender Netzausbau erforderlich. Zudem bleibt eine Spitzenkappung⁸ von konventionellen Kraftwerken bei der Netzplanung völlig unberücksichtigt.

Laut Netzentwicklungsplan 2025 sollen ost- und westdeutsche Braunkohlekraftwerke als Ersatz für süddeutsche Kernkraftwerke dienen. Dafür sind starke neue Stromleitungen von den Braunkohlerevieren zu den süddeutschen Kernkraftwerksstandorten geplant. Das ist eine technisch einfache und sichere Lösung, die aber viele kommunale und private Energiewende-Investitionen und die Energiewende insgesamt konterkariert. Auch deshalb haben sich z.B. alle betroffenen bayerischen Landkreise strikt gegen die geplanten neuen Leitungen von Ostdeutschland nach Bayern ausgesprochen.

Mit folgenden Investitionskosten für den geplanten Netzausbau ist gemäß Netzentwicklungsplan 2025 zu rechnen:

- Maßnahmen des Startnetzes (Tab.1, Z. (2.1)) rund 5 Mrd. €.⁹
- Maßnahmen im HGÜ-Netz und im Zubaunetz (Tab. 1, Z. (1) und (2.2)) mit Kosten von insgesamt rund 22 bis 25 Mrd. €, bei Vollverkabelung aller geplanten HGÜ-Leitungen 31 bis 36

* Dipl.-Kaufmann (Univ. Regensburg), M. S. (School of Engineering, Stanford Univ., USA), Hochschule RheinMain Wiesbaden, Bereich Informatik.

1. Seit 2015 werden von den Übertragungsnetzbetreibern die Netzentwicklungspläne nicht mehr mit dem Jahr der Erarbeitung bezeichnet, sondern mit dem Zieljahr, also z.B. statt bisher Netzentwicklungsplan 2015 (Jahr der Fertigstellung) nun Netzentwicklungsplan 2025 (Zieljahr). In Analogie hierzu werden im Folgenden der Netzentwicklungsplan 2013 (mit Zieljahr 2023) als Netzentwicklungsplan 2023 und der Netzentwicklungsplan 2014 (mit Zieljahr 2024) als Netzentwicklungsplan 2024 bezeichnet.

2. Siehe [BNetzA 2015a, S. 21ff.] sowie [NEP 2024, S. 15]. Zukünftig soll der Netzentwicklungsplan nicht mehr jährlich, sondern nur noch alle 2 Jahre erstellt werden [BT 2015]; [NEP 2025/1, S. 17].

3. Geringer, mittlerer und hoher Anstieg der erneuerbaren Energieträger sowie ein Szenario mit CO₂-Begrenzungsvorgabe [NEP 2025/1, S. 19].

4. Am 18. Januar 2016 wurde der Entwurf des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 veröffentlicht [BNetzA 2016].

5. Die Marktmodellierung erfolgt nach dem „Prinzip eines optimalen ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke“ [BNetzA 2015a, S. 24]: Diejenigen Kraftwerke produzieren und speisen Strom ins Netz ein, die dies am preiswertesten können. Strom wird ins Ausland exportiert, „wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann“ [BNetzA 2015a, S. 24].

6. [NEP 2025/1, S. 19].

7. [NEP 2025/1, S. 52/53]. Im Netzentwicklungsplan werden alle Kohlekraftwerke berücksichtigt, die laut „merit order“ betriebswirtschaftlich konkurrenzfähig sind.

8. Vgl. [Jarass/Jarass 2016, Kap. 2.1.2].

9. [NEP 2025/1, S. 90].

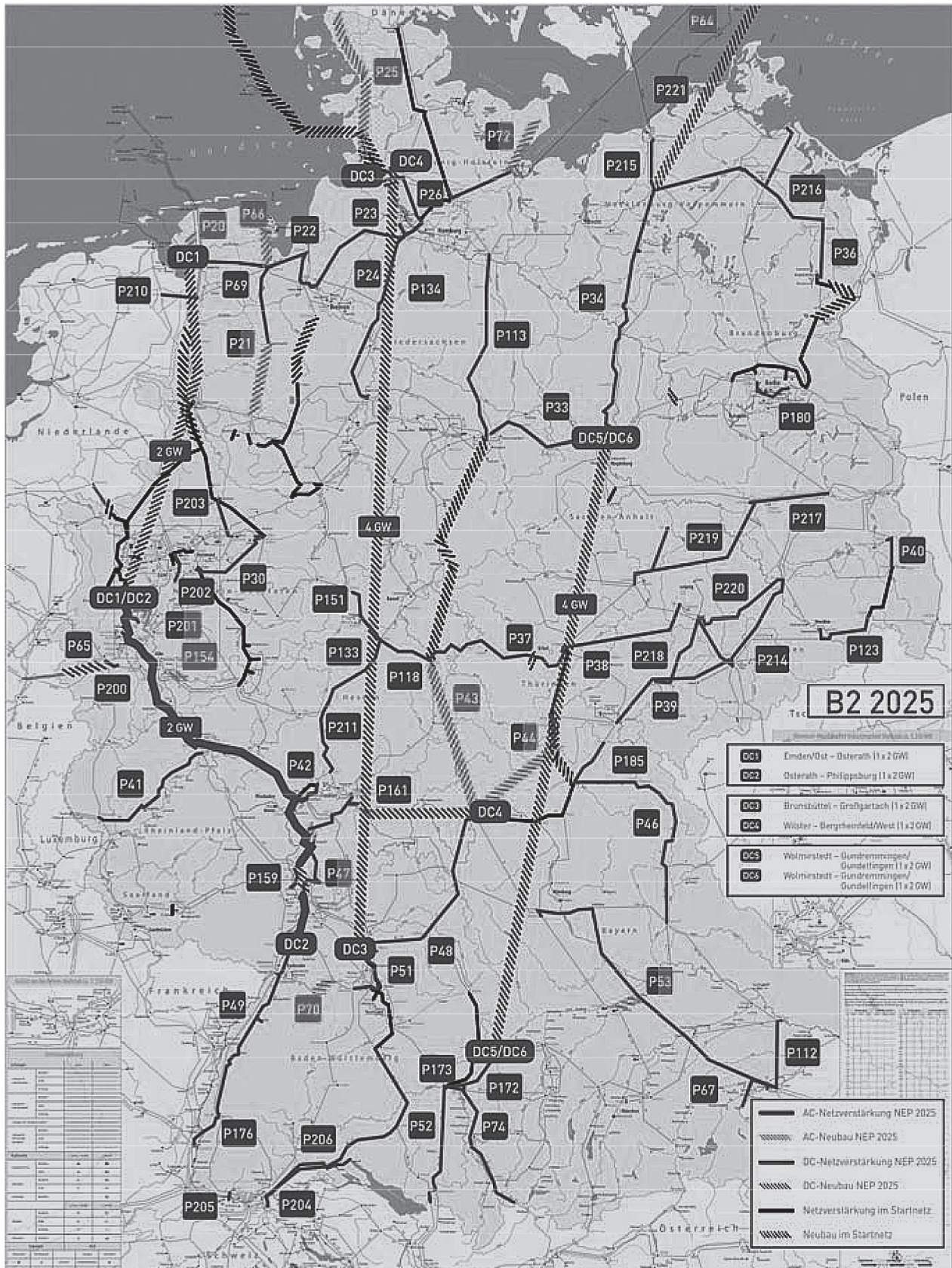


Abbildung 1: Leitungsprojekte gemäß Netzentwicklungsplan Strom 2025.
 Quelle: [NEP 2025/1, Abb. 43, S. 107: Szenario B2 2025 (also mit CO₂-Begrenzung)].

Tabelle 1: Leitungsneubau gemäß Bundesbedarfsplangesetz 2013 und Netzentwicklungsplänen aus 2014 und 2015

[km]	(1) Bundesbedarfsplangesetz aus 2013			(2) Netzentwicklungsplan 2024 aus 2014 <small>durch Bundesnetzagentur bestätigt</small>			(3) Netzentwicklungsplan 2025 aus 2015 <small>1 Entwurf</small>		
	Summe	neue Trasse	besteh. Trasse	Summe	neue Trasse	besteh. Trasse	Summe	neue Trasse	besteh. Trasse
(1) Gleichstrom (HGÜ)	3.395	1.915	1.480	3.395	1.915	1.480	3.355	1.895	1.460
(2) Drehstrom (380 kV)	3.426	813	2.613	4.331	931	3.400	6.308	1.018	5.290
(2.1) Startnetz (ENLAG 2009)	1.424	614	810	1.439	614	825	1.442	617	825
(2.2) Zubaunetz	2.002	199	1.803	2.892	317	2.575	4.867	402	4.465
(3) Summe	6.821	2.728	4.093	7.726	2.846	4.880	9.663	2.913	6.750

Hinweise: Die jeweils im Startnetz (Z. (2.1)) berücksichtigten Leitungen basieren auf dem Energieleitungsausbaugesetz aus dem Jahr 2009.
 Die in Sp. (1) berücksichtigten Leitungen basieren auf dem 2013 verabschiedeten Bundesbedarfsplangesetz.
 Die in Sp. (2) berücksichtigten Leitungen basieren auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan¹⁰ mit Zieljahr 2024, dessen überarbeiteter Entwurf¹¹ von den Übertragungsnetzbetreibern Anfang November 2014 vorgelegt wurde.
 Die in Sp. (3) berücksichtigten Leitungen basieren auf dem Netzentwicklungsplan mit Zieljahr 2025, dessen 1. Entwurf¹² von den Übertragungsnetzbetreibern Ende Oktober 2015 vorgelegt wurde. Die Notwendigkeit dieser Leitungsprojekte wird von der Bundesnetzagentur in 2016 abschließend geprüft werden.
 Quellen: [Jarass/Jarass 2016, Tab. 8.1]; zu Sp. (3): verwendetes Szenario B2, also mit CO₂-Begrenzung.

Mrd. €.¹³ Mitte Dezember 2015 wurde gesetzlich festgelegt, dass die geplanten HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedostLink verkabelt werden müssen.¹⁴

1. Beispiel: HGÜ-SuedostLink erforderlich für Kohlestromexport zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion

B Netzentwicklungsplan 2025 hat gravierende Defizite

- Der Netzentwicklungsplan Strom 2025 hat gravierende Defizite:
- Der geplante kohlebedingte Netzausbau konterkariert die Energiewende.
 - Kostengünstige Alternativen werden unzureichend berücksichtigt.
 - Die Kosten des Netzausbaus bleiben gänzlich unberücksichtigt.
 - Der Netzentwicklungsplan führt zu überhöhten Stromkosten.

I. Kohlebedingter Netzausbau konterkariert Energiewende

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass kritische Versorgungssituationen nicht etwa bei prognostizierten Stromdefiziten („Dunkelflauten“) auftreten, sondern ausschließlich im Falle eines Stromüberschusses.¹⁵ Dabei führt nicht etwa eine hohe erneuerbare Stromproduktion zu einer Netzüberlastung, sondern die zusätzliche, zeitgleiche Kohlestromproduktion.

Gemäß Netzentwicklungsplan soll das Stromnetz für eine wachsende erneuerbare Stromproduktion ausgebaut werden, OHNE dass die Kohlestromproduktion nennenswert reduziert wird. Bei wachsender erneuerbarer Stromproduktion erfordert dies zwangsläufig einen laufenden Ausbau des Stromnetzes. Zudem werden durch den resultierenden überdimensionierten Stromnetzausbau Bau und Betrieb von Gaskraftwerken, die in Süddeutschland dringend für die Umsetzung der Energiewende benötigt werden, endgültig unrentabel gemacht.

Der Netzentwicklungsplan 2025 sieht eine neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ-Leitung) vom Raum Magdeburg nach Bayern in den Raum KKW Gundremmingen (östlich von Ulm) vor (siehe Abb. 1, Leitung DC5/DC6 nach DC5/DC6). Die Übertragungsnetzbetreiber begründen die Notwendigkeit von SuedostLink auch im Netzentwicklungsplan 2025 keineswegs mit der ostdeutschen Braunkohlestromproduktion zeitgleich zu hoher ostdeutscher erneuerbarer Stromproduktion, dem wahren Grund für den geplanten Netzausbau, sondern – wie schon in den früheren Netzentwicklungsplänen – mit der wachsenden erneuerbaren Stromproduktion.

Die Notwendigkeit dieser HGÜ-Leitung wird von den Netzbetreibern zweifach begründet¹⁶:

- Wegen der Abschaltung aller süddeutschen Kernkraftwerke bis 2023 drohe in Süddeutschland ein Stromengpass.
- Die geplante HGÜ-Leitung diene der Versorgungssicherheit in Bayern und dem Transport erneuerbaren ostdeutschen Stroms.

10. [BNetzA 2015b]. Die Bundesnetzagentur hat, wie üblich, nur für einen Teil der beantragten Leitungen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestätigt und die in Kap. C II. erläuterten Regierung-Eckpunkte in ersten Ansätzen berücksichtigt.

11. [NEP 2024].

12. [NEP 2025/1].

13. [NEP 2025/1, S. 95].

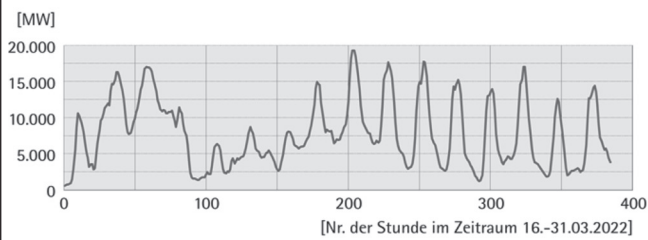
14. Vgl. Kap. B II.

15. [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3]; siehe auch [Jarass/Jarass 2016, Kap. 4.1].

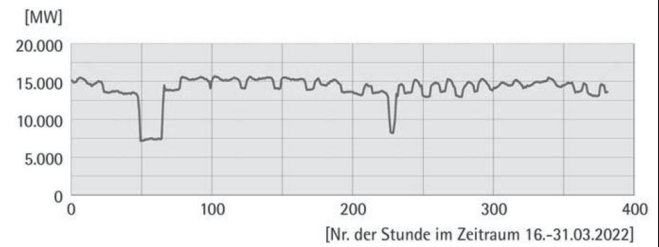
16. [NEP 2025/1, S. 259/260].

Abbildung 2: Keine Abregelung ostdeutscher Kohlekraftwerke trotz zeitgleicher hoher ostdeutscher Wind- und Photovoltaikstromproduktion

a) Ostdeutsche Wind- und Photovoltaikstromproduktion



b) Ostdeutsche Stromproduktion durch sonstige Kraftwerke (v.a. Kohle)



Hinweis: Stromproduktion in der 50Hertz-Regelzone gemäß Prognosen der Bundesnetzagentur, Prognosezeitraum 16. bis 31. März 2022. Quelle: [Jarass 2015, S. 45].

Auch die Bundesnetzagentur behauptet, dass der geplante Suedost-Link wegen des Transports von erneuerbarem Strom erforderlich ist: „Das langfristige Ziel des Projekts ist es, die Einbindung der Offshore-Windkraftanlagen und der landseitigen Windkraftanlagen in Nordostdeutschland mit der Deckung des Verbrauchs in Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke zu verbinden.“¹⁷

Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf zeigen aber¹⁸, dass – jedenfalls bis auf Weiteres – kritische Versorgungssituationen nicht etwa bei Dunkelflauten¹⁹ auftreten, sondern ausschließlich im Falle eines prognostizierten Stromüberschusses. Dabei führt nicht etwa eine hohe erneuerbare Stromproduktion zu einer Netzüberlastung, sondern die zusätzliche, zeitgleiche Kohlestromproduktion.²⁰ Im Klartext: Die in Süddeutschland stillzulegenden Kernkraftwerke sollen durch ostdeutsche Braunkohlekraftwerke ersetzt werden, wofür zusätzliche Stromleitungen erforderlich sind.

Unsere auf der Basis von Daten der Bundesnetzagentur für das Zieljahr 2022 durchgeführten Untersuchungen geben hierzu ein besonders beredtes Beispiel²¹:

- Abb. 2 zeigt für einen Starkwindzeitraum in Abb. 2a die stark fluktuierende erneuerbare Stromproduktion.
- Die in Abb. 2b gezeigte konventionelle Stromproduktion passt sich gemäß dieser Plandaten der Bundesnetzagentur keineswegs an die Stromproduktion aus Wind und Sonne an, sondern ist, von technisch bedingten Abschaltungen abgesehen, weitgehend konstant.

Wenn trotz hoher erneuerbarer Stromproduktion die Kohlestromproduktion – wie in Abb. 2 gezeigt – nicht zurückgeregelt wird, werden die bestehenden Leitungen durch den wachsenden Kohlestromexport tendenziell überlastet. Würden die konventionellen Kraftwerke ausreichend abgeregelt, wären keine neuen Leitungen erforderlich. Die von Ostdeutschland nach Bayern geplanten Leitungen sind also *ausschließlich* für den Weiterbetrieb von ostdeutschen Braunkohlekraftwerken trotz hoher erneuerbarer ostdeutscher Stromproduktion erforderlich. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, die wachsende erneuerbare Stromproduktion verursache den erhöhten Netzausbaubedarf.

Fazit:

Nicht nur die Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch die Bundesnetzagentur erwecken den Eindruck, als ob in Süddeutschland ohne Leitungsneubau ein Versorgungsengpass drohen würde. Die Bundesnetzagentur erwähnt zwar ausdrücklich die hohe Braunkohlestromproduktion in Ostdeutschland²², vergisst aber zu erwähnen, dass diese Braunkohlestromproduktion gemäß ihren eigenen Prognosen zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion erfolgt und genau deshalb der geplante massive Netzausbau erforderlich ist.

Die beiden Blöcke des Kernkraftwerks Gundremmingen, die Ende 2017 bzw. Ende 2021 stillgelegt werden, werden dann nicht durch erneuerbare Kraftwerke in Verbindung mit schnell regelbaren Reservekraftwerken ersetzt, sondern durch schmutzige und schlecht regelbare ostdeutsche Braunkohlekraftwerke. Der hierfür

erforderliche Netzausbau wird aber gegenüber den Stromverbrauchern, die diesen Netzausbau bezahlen müssen, mit dem Ausbau der erneuerbaren Kraftwerke begründet.

2. Keine Spitzenkappung bei konventioneller Stromproduktion

Bei der Netzplanung wird zwar ab 2015 bei erneuerbaren Kraftwerken eine Spitzenkappung berücksichtigt. Hingegen wird die Möglichkeit einer Spitzenkappung bei konventionellen Kraftwerken bei der Netzausbauplanung nicht berücksichtigt, sondern nur im konkreten Betrieb bei einem Netzengpass. Dies führt zu einem unnötigen Leitungsausbau und zu unnötigen Kosten für den Stromverbraucher.²³

Es ist in vielen Fällen volkswirtschaftlich kostengünstiger, einzelne Produktionsspitzen von konventionellen Kraftwerken abzuschneiden, wenn dadurch ein kostenaufwändiger Leitungsneubau vermieden werden kann.

3. Kohlebedingter Netzausbau behindert sozialverträgliche Stilllegung von Kohlekraftwerken

Nach dem derzeit im Netzentwicklungsplan angewandten Marktmodell wird der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen gemäß deren jeweiligen variablen Kosten bestimmt²⁴: Ein gegebener Stromverbrauch wird durch die im In- und Ausland einsatzbereiten Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten der Stromproduktion gedeckt. Entsprechend werden in Deutschland auch bei hoher erneuerbarer Stromproduktion Kohlekraftwerke für den Kohlestromexport betrieben, und zwar deshalb, weil die variablen Kosten der deutschen Kohlekraftwerke niedriger sind als die variablen Kosten der damit konkurrierenden ausländischen Kraftwerke.²⁵

Kritische Versorgungssituationen sind gemäß Bundesnetzagentur *nicht* durch die erneuerbare Stromproduktion bedingt, sondern durch den wachsenden Export von Kohlestrom.²⁶ Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, die wachsende erneuerbare Stromproduktion verursache den erhöhten Netzausbaubedarf.

17. [BNetzA 2015a, S. 85/86].

18. [Jarass/Jarass 2016, Kap. 4.1].

19. Also durch eine sehr niedrige momentane erneuerbare Stromproduktion.

20. Siehe [Jarass/Jarass 2016, Kap. 4.1.1.].

21. Siehe hierzu auch [Jarass 2013a].

22. Vgl. die Jahresdauerlinie der Braunkohlestromproduktion der 50Hertz-Regelzone in 2024 und 2034, mit einem Rückgang der maximalen Braunkohlestromproduktion von 10 GW auf 7,8 GW [BNetzA 2015a, S. 90].

23. Vgl. hierzu auch [Jarass 2014, S. 233].

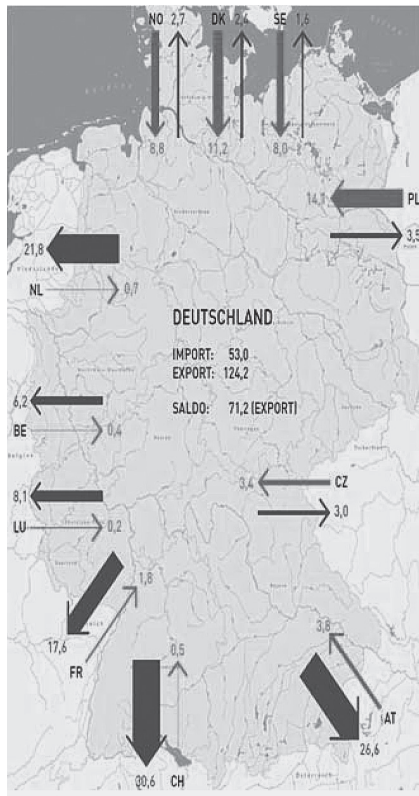
24. [NEP 2015/1, Kap. 3.1, S. 52].

25. [NEP 2015/1, Kap. 3.1, S. 58].

26. [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3]; siehe auch [Jarass/Jarass 2016, Kap. 4.1].

Abbildung 3: Zusätzliche deutsche CO₂-Abgaben reduzieren deutschen Stromexport gemäß Netzentwicklungsplan 2025

a) Stromexport 71,2 TWh **ohne** CO₂-Begrenzung



b) Stromimport 32,0 TWh **mit** CO₂-Begrenzung



Quellen: [NEP 2025/1, Abb. 16, S. 61, Szenario B1 2025; NEP 2025/1, Abb. 17, S. 61 Szenario B2 2025].

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

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

Solange den Kohlekraftwerken die von ihnen verursachten Netzausbaukosten nicht angelastet werden, sie vielmehr für Abregelungen sogar weiterhin entschädigt werden, werden die Kohlekraftwerksbetreiber kein Interesse haben, die Kohlekraftwerke schrittweise stillzulegen.

4. Zusätzliche deutsche CO₂-Abgaben erhöhen ausländische Kohlestromproduktion

Für den Netzentwicklungsplan 2025 schreibt die Bundesnetzagentur die Untersuchung eines zusätzlichen Szenarios mit geringeren CO₂-Emissionen vor, und zwar bei konstanter installierter Leistung der konventionellen Kraftwerke: Für die „... Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation“ wird als Nebenbedingung vorgegeben, „... dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 187 Mio. t CO₂ emittiert ..., im Jahr 2035 maximal 134 Mio. t CO₂ ...“²⁷.

Entsprechend untersucht der Netzentwicklungsplan 2025 in einem CO₂-Begrenzungsszenario eine CO₂-bedingte Abregelung bzw. Stilllegung von konventionellen Kraftwerken. Die in Tab. 1 angegebenen Werte für den Leitungsneubau basieren auf diesem Szenario. Die Begrenzung wird erreicht, indem im Netzentwick-

lungsplan 2025 für deutsche Kraftwerke, nicht aber für ausländische Kraftwerke, pro t CO₂ ein Zertifikatspreis von 60 € statt 21 € angesetzt wird, und für 2035 von 71 € statt 31 €. ²⁸ Wegen dieses nationalen CO₂-Aufschlags erhöhen sich die Produktionskosten der deutschen Kraftwerke, v.a. der deutschen Kohlekraftwerke, gegenüber den ausländischen Kraftwerken.

Abb. 3 zeigt das Ergebnis der CO₂-Begrenzung mittels zusätzlicher rein deutscher CO₂-Abgaben:

- Die deutsche Stromproduktion wird im Jahr 2025 um insgesamt 106 TWh von 640 TWh²⁹ auf 534 TWh reduziert.
- Die deutsche Kohlestromproduktion wird dabei um 95 TWh³⁰ reduziert, trägt also über 90 % zur Reduzierung bei.
- Die geringere deutsche Kohlestromproduktion wird durch erhöhten Einsatz von ausländischen konventionellen Kraftwerken (v.a. von Kohlekraftwerken) ausgeglichen.

Zusätzliche deutsche CO₂-Abgaben bringen also gemäß dem vom Netzentwicklungsplan verwendeten Simulationsmodell für den Klimaschutz wenig.

5. Zusätzliche deutsche CO₂-Abgaben erhöhen deutschen Netzausbaubedarf

Eine CO₂-Begrenzung erhöht den Stromimport insbesondere von osteuropäischem Kohlestrom, wofür gemäß Netzentwicklungsplan 2025 zusätzliche Leitungen insbesondere im östlichen Teil Ostdeutschlands erforderlich werden.

27. [BNetzA 2014a, S. 3].

28. [NEP 2025/1, S. 54].

29. Siehe [Jarass/Jarass 2016, Tab. 1.5, Z. (3), Sp. (4)].

30. Siehe [Jarass/Jarass 2016, Kap. 8.2.1(4)].

Tab. 2 zeigt die zusätzlichen und die entfallenden Leitungen: Durch die CO₂-Begrenzung werden 931 km zusätzlich benötigt, aber nur 360 km eingespart; netto werden also zusätzlich 571 km benötigt.

Durch die CO₂-Begrenzung und die dadurch bewirkte Reduzierung der deutschen Kohlestromproduktion werden also nicht etwa weniger Leitungen benötigt, sondern mehr Leitungen. Neue Trassen werden allerdings nicht benötigt.

Die Werte in der vorherigen Tab. 1 berücksichtigen bereits die CO₂-Begrenzung. Ohne CO₂-Begrenzung würden nicht 4.465 km (Tab. 1, Z. (2.2), Sp. (3.2)) Leitungsneubau in bestehender Trasse benötigt, sondern, wie in Tab. 2 gezeigt, 571 km weniger, also insgesamt nur 3.894 km. Ohne CO₂-Begrenzung wäre also der Leitungsbedarf rund ein Siebtel (= 571 km / 4.465 km) niedriger.

Leistungsbedarf	[km]
(1) zusätzliche Leitungen durch CO ₂ -Begrenzung	931
(2) entfallende Leitungen durch CO ₂ -Begrenzung	360
(3) zusätzliche Leitungen netto durch CO ₂ -Begrenzung	571

Quelle: [Jarass/Jarass 2016, Tab. A2.1, A2.2 und A2.3, Erläuterungen in der Randspalte].

Fazit:

Die deutschen Stromverbraucher bezahlen die deutschen Kohlestromproduzenten, damit diese weniger Kohlestrom erzeugen, und zudem den Ausbau des Netzes, damit ein Teil der in Deutschland reduzierten Kohlestromproduktion durch polnische Kohlekraftwerke nach Deutschland und weiter nach West- und Südeuropa geliefert werden kann: „*Ist dies schon Wahnsinn, so hat es doch Methode*“³¹.

II. Kostengünstige Alternativen werden unzureichend berücksichtigt

Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Alternativen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports ohne Netzneubau, die im Netzentwicklungsplan 2025 nur unzureichend berücksichtigt werden.

1. Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile unzureichend berücksichtigt

Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile können zu einer deutlichen Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen.³²

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen nach ihren Angaben das „NOVA-Prinzip: Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. ... Ein Leitungsneubau wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.“³³ Das klingt gut, aber die offiziellen Netzentwicklungsplanungen verstehen unter Netzoptimierung und Netzverstärkung im Wesentlichen nur Optimierung von Stromflüssen, Auflegung von zusätzlichen Leiterseilen auf bisher nicht voll genutzte Masten und Ersatz von bestehenden 220-kV-Freileitungen durch den Neubau von 380-kV-Freileitungen.

Eine Netzoptimierung mittels **Leiterseiltemperaturmonitoring**³⁴ durch Messung der Leiterseiltemperatur in allen Teilbereichen der Leitungsabschnitte wird bei keiner Einzelmaßnahme auch nur erwähnt. Vielmehr werden nur nicht näher spezifizierte pauschale Erhöhungen des zulässigen Stromtransports „*bei Mittel- oder Starkwindenszenarien*“³⁵ für die Netzentwicklungsplanung berücksichtigt und zwar für nicht näher spezifizierte Leitungen.

Der Einsatz von **Hochtemperaturleiterseilen**³⁶ wird im Netzentwicklungsplan 2025 bei deutlich mehr Leitungsplanungen vorgesehen als in den früheren Netzentwicklungsplänen: „*Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, wird die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen berücksichtigt.*“³⁷

Wegen der fehlenden Leiterseiltemperaturmessungen können die Netzbetreiber aber nur Vermutungen anstellen, wo besonders gefährdete Teilbereiche einzelner Leitungsabschnitte liegen könnten, z.B. in windgeschützten Tallagen. Deshalb können die Netzbetreiber die teuren Hochtemperaturleiterseile nicht kostenoptimal nur für besonders gefährdete Teilbereiche einplanen, sondern pauschal für den gesamten Leitungsabschnitt.

2. Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland unzureichend berücksichtigt

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf für 2019/20 zeigen, dass kritische Versorgungssituationen bis auf Weiteres ausschließlich im Falle eines Stromüberschusses auftreten. Dabei führt nicht etwa eine hohe erneuerbare Stromproduktion zu einer Netzüberlastung, sondern die zeitgleiche Kohlestromproduktion.

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Kraftwerke resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, weshalb mehr und mehr konventionelle Kraftwerke wegen sinkender betriebswirtschaftlicher Konkurrenzfähigkeit stillgelegt werden. Zudem wurde in den Regierungseckpunkten vom 01. Juli 2015 beschlossen, bis 2020 schrittweise 2,7 GW Braunkohlekraftwerksleistung in die deutsche Netzreserve zu überführen und bis 2024 endgültig stillzulegen.³⁸

Inwieweit zukünftig wegen fehlender Kraftwerksleistung bei Dunkelflauten kritische Versorgungssituationen resultieren und v.a. wann diese voraussichtlich eintreten könnten, wurde bisher nicht untersucht. Spätestens dann ist wohl zusätzliche Reserveleistung insbesondere in Süddeutschland erforderlich.

In den Regierungseckpunkten vom 01. Juli 2015 wurde beschlossen, in Süddeutschland spätestens bis zum Jahr 2020 bis zu 2 GW neue Reservekraftwerke zu installieren.³⁹ Die Vorgabe von 2 GW stellt eine Untergrenze eines politischen Kompromisses dar, für eine kostenoptimale Netzentwicklungsplanung sind mittelfristig wahrscheinlich deutlich mehr Reservekraftwerke in Süddeutschland erforderlich. Dies sollte zumindest beim Szenario 2035 des Netzentwicklungsplans 2025 berücksichtigt werden.

Durch den beschlossenen Bau von zusätzlichen süddeutschen Reservekraftwerken wird es nun ermöglicht, die bestehenden Nord-Süd-Leitungen durch Leiterseiltemperaturmonitoring deutlich stärker auszulasten (häufig mehr als eine Verdoppelung). In den sehr seltenen Stunden einer nicht möglichen Erhöhung (z.B. bei sehr hoher Lufttemperatur und wenig Wind in Süddeutschland) kann die erneuerbare Stromproduktion in Nord- und Ostdeutschland vorübergehend reduziert werden und zum Ausgleich können die süddeutschen Reservekraftwerke hochgefahren werden.

Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich reduziert. Dies bleibt bei der bisherigen Netzausbauplanung unberücksichtigt, was die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans fragwürdig macht. Der im Netzentwicklungsplan 2025 geplante Strom-

31. [Shakespeare 1601, 2. Akt, 2. Szene, Polonius].

32. Siehe [Jarass/Jarass 2016, Kap. 6.2].

33. [NEP 2025/1, S. 86].

34. Siehe [Jarass/Jarass 2016, Kap. 6.2.1].

35. [NEP 2025/1, S. 86].

36. Siehe [Jarass/Jarass 2016, Kap. 6.2.2]; Hochtemperaturleiterseile werden von der Bundesnetzagentur als „*Hochstrombeseilung*“ [BNetzA 2015a, S. 137] bezeichnet.

37. [NEP 2025/1, S. 86].

38. [Eckpunkte 2015, S. 7].

39. [Eckpunkte 2015, S. 4]; ganz ähnlich [BMWi 2015, S. 84].

netzausbau führt zu sehr niedrigen Benutzungsdauern für diese Reservekraftwerke und macht sie betriebswirtschaftlich endgültig unrentabel. Die für Regel- und Reserveleistung in Süddeutschland dringend benötigten Gaskraftwerke werden deshalb nur gebaut nach Zusicherung hoher Vorhalteprämien, die wiederum der ohnehin schon gebeutelte Stromverbraucher bezahlen muss.

3. *Spitzenkappung von erneuerbarem Strom unzureichend berücksichtigt*

Der Netzentwicklungsplan 2025 sieht erstmalig bei der Netzdimensionierung die Möglichkeit einer Abregelung von Produktionsspitzen vor, um einen Netzausbau für selten auftretende Produktionsspitzen zu vermeiden. Dies gilt allerdings nur für Windkraftwerke onshore und für Photovoltaikanlagen.

Bei der Umsetzung dieser Abregelung gibt es in jedem Fall mindestens zwei erhebliche Defizite:

- Zum einen werden die Abregelungen übernommen, die sich aus Engpässen in den vorgelagerten Verteilnetzen ergeben.⁴⁰ Aber Engpassituationen in den Verteilnetzen führen nicht notwendig zu Engpässen im übergelagerten Übertragungsnetz.
- Zum anderen werden die Abregelungen pauschal bei hoher erneuerbarer Stromproduktion durch ein **statisches** Einspeisemanagement umgesetzt. Dies ist nicht sinnvoll, da eine hohe erneuerbare Stromproduktion nicht zwingend zu Netzengpässen im Übertragungsnetz führt.

Gemäß Netzentwicklungsplan 2025 werden im Standardszenario B 2025 maximal 8,2 GW abgeregelt⁴¹, das sind nur gut 20 % der in 2014 installierten erneuerbaren Kraftwerksleistung von 88,2 GW⁴².

Zukünftig sollten Abregelungen nicht nur im Verteilnetz berücksichtigt werden, sondern insbesondere auch störungsbedingte Engpässe im Übertragungsnetz durch ein **dynamisches** Einspeisemanagement. Dadurch könnte die Einsparung an Netzausbau deutlich erhöht werden.

III. *Netzentwicklungsplan führt zu überhöhten Stromkosten*

1. *Kosten des Netzausbaus bleiben unberücksichtigt*

Auch der Netzentwicklungsplan 2025 geht in seinem Marktmodell fälschlicherweise von der Prämisse aus, dass eine kostengünstige Stromversorgung sichergestellt wird, indem ausschließlich die variablen Stromproduktionskosten für den Kraftwerkseinsatz berücksichtigt werden (merit order) und die dadurch verursachten Netzausbaukosten unberücksichtigt bleiben können. Für den Kraftwerkseinsatz spiele gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen die Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern keine Rolle⁴³ und deshalb blieben die resultierenden Netzausbaukosten unberücksichtigt: „Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber/Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten.“⁴⁴

Beispiel Stromexport:

- Strom wird ins Ausland exportiert, „wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann.“⁴⁵
- Die durch den Stromexport resultierenden Netzausbaukosten bleiben unberücksichtigt.

Beispiel Reserveleistung:

- Ein zusätzlicher Stromverbrauch in Süddeutschland wird gemäß dem Marktmodell des Netzentwicklungsplans grundsätzlich zuerst durch Kohlekraftwerke mit ihren gegenüber Gaskraftwerken niedrigeren variablen Erzeugungskosten abgedeckt, auch wenn die Kohlekraftwerke in Nord- oder Ostdeutschland stehen und in Süddeutschland Gaskraftwerke verfügbar wären. Für einen daraus resultierenden Stromtransportengpass, z.B.

von Hamburg nach Stuttgart oder von Leipzig nach München, wird in den Netzentwicklungsplan eine neue Leitung eingestellt, ohne deren Kosten zu berücksichtigen.

- Jedenfalls bei der Netzausbauplanung müssen die Netzausbaukosten dem Kostenverursacher, in unserem Beispiel dem angeblich kostengünstigeren Kohlekraftwerk, zugerechnet werden. Durch diese Kostenzurechnung würde das norddeutsche Kohlekraftwerk gegenüber einem süddeutschen Gaskraftwerk in vielen Fällen seine Konkurrenzfähigkeit verlieren, eine neue Leitung wäre dann nicht erforderlich.
- Im Netzentwicklungsplan hingegen wird wegen der fehlerhaften Kostenzurechnung für das Kohlekraftwerk in jedem Fall eine neue Leitung eingeplant, was die Gesamtkosten der Stromversorgung unnötig erhöht.

Die Bundesnetzagentur schreibt hierzu: „Auch im Jahre 2024 werden aller Voraussicht nach diejenigen Kraftwerke Strom produzieren und ins Netz einspeisen, die dies am preiswertesten können. ... Derzeit fehlen jegliche Anhaltspunkte, dass der Gesetzgeber eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Prinzipien auch nur in Erwägung ziehen könnte.“⁴⁶

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

Hier liegt einer der zentralen Fehler der derzeitigen Netzplanung: Statt die gesamten Kosten der Stromversorgung zu minimieren, werden nur die Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimiert⁴⁷, nicht hingegen die gesamten Stromversorgungskosten inklusive dem hierfür erforderlichen Netzausbau. Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten ist ein schwerer methodischer Fehler, der die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans 2025 fragwürdig macht.

2. *Netzentwicklungsplan führt zu überhöhtem Netzausbau*

In den Regierungs-Eckpunkten wird ein „*marktwirtschaftlicher Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen*“ gefordert, „*sei es auf der Erzeugungs- oder auf der Nachfrageseite. ... Im Energiewirtschaftsrecht werden wir klar den Grundsatz festlegen, dass die Politik und die Regulierungsbehörde in die Preisbildung am Markt nicht eingreifen.*“⁴⁸

Wenn aber die durch bestimmte Produktionsstrukturen verursachten zusätzlichen Netzausbaukosten nicht den Verursachern angelastet werden und insbesondere bei der Netzentwicklungsplanung diese Kosten gänzlich unberücksichtigt bleiben, dann greifen Politik und Regulierungsbehörden aktiv in die Preisbildung am Markt ein.

Dann kommt nicht zwingend das für den Verbraucher kostengünstigste Kraftwerk in der Netzplanung zum Zug, sondern gegebenenfalls ein Kraftwerk, das zwar im Moment niedrigere variable Stromproduktionskosten hat, aber unter Berücksichtigung der von ihm zusätzlich verursachten Netzausbaukosten für den Verbraucher hö-

40. Siehe [NEP 2025/1, S. 40]; zu der im Netzentwicklungsplan verwendeten Verteilernetzstudie siehe [BMWi 2014].

41. [NEP 2025/1, S. 40].

42. [Jarass/Jarass 2016, Tab. 1.2, Z. (2), Sp. (3)].

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

44. [NEP 2025/1, S. 55].

45. [BNetzA 2015a, S. 24].

46. [BNetzA 2015a, S. 24].

47. Vgl. [Jarass/Jarass 2016, Kap. 2.3.1].

48. [Eckpunkte 2015, S. 2].

here Stromkosten verursacht als ein Kraftwerk mit höheren variablen Stromproduktionskosten, das aber z.B. wegen seiner verbrauchs-günstigeren Lage keine zusätzlichen Netzausbaukosten verursacht.

Deshalb muss schon bei der Netzplanung geprüft werden, ob durch die Stromproduktion mit geringeren variablen Kosten tatsächlich auch die kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht wird. Dies ist nur dann zwingend der Fall, wenn durch diese günstigere Stromproduktion kein Netzausbaubedarf verursacht wird.

Der Netzentwicklungsplan 2025 führt diese erforderliche Prüfung nicht durch, wodurch eine überhöhte Netzausbauplanung resultiert. Die Kosten für diesen unnötigen Netzausbau bezahlt der deutsche Stromverbraucher, der schon die Mehrkosten für die EEG-Vergütung trägt. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, der erhöhte Netzausbaubedarf werde durch die wachsende erneuerbare Stromproduktion verursacht.

Die stark steigenden Redispatchkosten resultieren übrigens nicht aus dem fehlenden Netzausbau, sondern aus der fehlenden Kostenzurechnung des Netzausbaus auf die Kostenverursacher. Kostenverursacher sind Kohlekraftwerke, die zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion produzieren und derzeit nicht etwa die dadurch von ihnen verursachten Netzausbaukosten tragen müssen, sondern bei Abregelung sogar für entgangenen Gewinn entschädigt werden. Mit der Einsparung dieser marktwirtschaftswidrigen und die Energiewende konterkarierenden Entschädigungs- und Redispatchkosten wird dann ein geplanter Netzausbau gegenüber der Öffentlichkeit gerechtfertigt.

Ganz zu Recht bemerkt das Bayerische Energieprogramm vom Oktober 2015, dass die neuen geplanten Gleichstromleitungen nach Bayern deshalb erforderlich sind, weil für die Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes ausschließlich die variablen Stromproduktionskosten der einzelnen Kraftwerke ohne jede Berücksichtigung der dadurch gegebenenfalls verursachten Netzausbaukosten ausschlaggebend seien.⁴⁹

Bau- und Betriebskosten des Netzausbaus, die derzeit bei der Netzentwicklungsplanung gänzlich unberücksichtigt bleiben, müssen zukünftig berücksichtigt werden⁵⁰ und zwar sowohl bei erneuerbarer als auch bei konventioneller Stromproduktion:

- Stromproduktion fernab von den Verbrauchszentren (z.B. Windkraftwerke offshore) erhöht tendenziell den Netzausbaubedarf. Zur Reduzierung der dadurch bedingten und den Verursachern zuzurechnenden Netzausbaukosten würden diese Kraftwerke in der Netzentwicklungsplanung (insbesondere bei erwarteten Netzengpässen) dann stärker abgeregelt als verbrauchsnahe Kraftwerke. Dadurch würden auch die Vorteile einer dezentralen Stromproduktion bei der Netzentwicklungsplanung stärker berücksichtigt.
- Kraftwerken, die nicht aus technisch-physikalischen Gründen für die Stromversorgung erforderlich sind, sondern Stromüberschuss produzieren⁵¹, müssen bei der Netzentwicklungsplanung gemäß den marktwirtschaftlichen Prinzipien die dadurch verursachten Netzausbaukosten zugerechnet werden. Ein Einsatz dieser Kraftwerke sollte also bei der Netzentwicklungsplanung zukünftig unberücksichtigt bleiben, soweit nicht die eingesparten Betriebskosten die verursachten Netzausbaukosten übersteigen. Eine derartige Netzentwicklungsplanung stellt sicher, dass die Stromversorgungskosten für den Endverbraucher minimiert werden, und nicht nur, wie bisher, die Produktionskosten frei Kraftwerk.

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

C Seit 2014 wachsende Zweifel an der Notwendigkeit des geplanten Netzausbaus

I. Parteienübergreifender Konsens zum Netzausbau schwindet

1. Bis 2013 parteienübergreifender Konsens zum Netzausbau

Medien und Politik bestätigen sich wechselseitig die Notwendigkeit der Leitungen mit dem Argument: Im Norden werden Windkraftwerke zugebaut, im Süden die Kernkraftwerke stillgelegt. Deshalb würden neue Nord-Süd-Leitungen benötigt zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland:

- „Sitzen wir bald im Dunkeln?“, fragte WELT-Online bereits am 10. September 2012.
- „Der für die Energiewende unerlässliche Stromnetzausbau stockt“, so FAZ-Online am 07. Dezember 2013.
- „SuedLink zu torpedieren ist ein Angriff auf Energiewende und Versorgungssicherheit“, so eine Erklärung der Energieminister der SuedLink-Anrainerländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg zu den Äußerungen des bayerischen Ministerpräsidenten SEEHOFER zum Energiewendeprojekt SuedLink vom 08. Oktober 2014.
- „Seehofer ist ein energiepolitischer Irrläufer. Der muss dringend ins Abklingbecken“, wird NRW-Wirtschaftsminister DUIN von SPIEGEL-Online am 07. Februar 2015 zitiert. Und der DIHK-Hauptgeschäftsführer WANSELEBEN wird dort zitiert mit „Wir brauchen neue Stromautobahnen“.
- „Droht Bayern ein Energie-Engpass?“, fragt die Augsburger Allgemeine am 06. März 2015.
- „Neue Trassen sind zentral für die Energiewende. ... Denn klar ist: Neue Trassen werden in Deutschland dringend gebraucht.“, so die Süddeutsche-Online am 15. April 2015.
- „Deutschland braucht wegen des stockenden Stromnetzausbaus für den Winter weitere erhebliche Reservekapazitäten bei der Stromproduktion“, so FOCUS-Online am 04. Mai 2015.
- „Der Widerstand der bayerischen Staatsregierung gegen neue Stromtrassen behindert massiv die Energiewende. Ohne neue Leitungen aus dem windreichen Norden zu den Verbrauchszentren im Süden riskieren wir spätestens 2022 einen Versorgungsengpass in Süddeutschland, wenn die letzten AKWs vom Netz gehen, oder aber eine Diskussion über eine erneute Laufzeitverlängerung“, so der stellvertretende Fraktionsvorsitzende der GRÜNEN Bundestagsfraktion KRISCHER zusammen mit den GRÜNEN Energieministern HABECK aus Schleswig-Holstein und UNTERSTELLER aus Baden-Württemberg in einem Gastbeitrag im Handelsblatt am 23. Juni 2015.
- „Zu viel Strom im Norden, zu wenig im Süden. Die Sache ist klar: Die Energiewende braucht mehr Netze, um zu gelingen“, so das Handelsblatt am 13. Juli 2015.
- „Kommen die Stromtrassen nicht, kann die Energie des windreichen Nordens nicht in den Süden gelangen“, wird von Prof. STERNER in der Juli-Ausgabe 2015 der Zeitschrift Neue Energie behauptet.
- „Erforderlich werden die zusätzlichen Stromleitungen, weil ... immer mehr Windstrom ... aus dem Norden Deutschlands in den Westen und Süden geleitet werden“ muss, so das Handelsblatt am 06. Oktober 2015, und nochmals am 12. Januar

49. [BayWiMi 2015c, S. 49].

50. Dieses Problem wird auch im kürzlich veröffentlichten Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums angesprochen: „Effiziente Netznutzung und -ausbau: ... Der Netzausbau wird nicht über den Strommarkt, sondern über Netzentgelte finanziert. Daher muss eine angepasste Netzregulierung das optimale Verhältnis zwischen Nutzung lokaler Flexibilität und Netzausbau herstellen.“ [BMWi 2015, S. 70].

51. Etwa für Kohlestromexport zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion.

2016: „Tatsächlich kann der Strom aus erneuerbaren Quellen oftmals nicht mehr sinnvoll ins System integriert werden, weil die Stromleitungen fehlen.“

Und auch die Bundesnetzagentur erweckt – im klaren Widerspruch zu ihren eigenen Untersuchungsergebnissen⁵² – in einer aktuellen Veröffentlichung den Eindruck, als ob der Netzausbau durch den Ausbau der erneuerbaren Kraftwerke bedingt sei, und dass ohne Netzausbau die Versorgungssicherheit gefährdet sei: „Fortschreitender Zubau von Windkraftanlagen vornehmlich in Norddeutschland und Photovoltaik in Süddeutschland. ... Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze führen kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung.“⁵³

Und irgendwann glauben das immer mehr Leute: „61 % der Deutschen sehen die Energiewende durch den schleppenden Ausbau der „Strom-Autobahnen“ in Gefahr. Gleichzeitig fordert die Mehrheit der privaten Haushalte, die Nutzung von grünem Strom zu forcieren.“⁵⁴

2. Bayern will Belege für die Notwendigkeit neuer Leitungstrassen

Die bayerische Staatsregierung, die bis 2014 alle politischen Entscheidungen zum Netzausbau aktiv mitgetragen hat, stellte in ihrem im Januar 2015 veröffentlichten Fazit ihres Energiedialogs fest, dass die Notwendigkeit neuer Stromleitungen noch belegt werden müsse, in jedem Fall aber neue Reservekraftwerke in Bayern erforderlich seien.

- „... es muss geklärt werden, wie ab 2023 eine Deckungslücke von ~40 TWh bzw. eine Kapazitätslücke von ~5 GW gesicherter Leistung ohne Kernkraft gedeckt werden kann.“⁵⁵
- „Unter Berücksichtigung der Thüringer Strombrücke (10–15 TWh), für die mittlerweile der Planfeststellungsbeschluss vorliegt, bestehen Zweifel an der Notwendigkeit der vorgesehenen Neubautrassen, um den Bedarf in Bayern zu decken. Der Bund hat den Bedarf zu belegen.“⁵⁶

Die Landtagsfraktion der FREIE WÄHLER Bayern hat seit Längerem erhebliche Zweifel an der Notwendigkeit der geplanten Leitungen. „Die Entscheidung für die beiden Stromtrassen durch Bayern ist höchst umstritten“, so ihr stellvertretender Fraktionsvorsitzender GLAUBER am 07. Juli 2015.⁵⁷

Der hessische Ministerpräsident BOUFFIER, dessen Landesregierung ebenfalls bis 2014 den Netzausbau unterstützt hat, erklärte im Februar 2015 zur geplanten HGÜ-Leitung SuedLink: „Wir werden es nicht mitmachen, eine ganze Region in Aufruhr zu bringen, solange nicht erwiesen ist, dass man diese Leitung überhaupt braucht.“⁵⁸

II. Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015

Am 01. Juli 2015 haben die Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende beschlossen (‘Regierungs-Eckpunkte’)⁵⁹, die Anfang Dezember 2015 gesetzlich umgesetzt wurden⁶⁰.

1. Beschlüsse zu Trassenänderungen

Insbesondere für die in Bayern geplanten neuen Wechsel- und Gleichstromleitungen gibt es für den Netzentwicklungsplan 2025 gegenüber 2024 wesentliche Änderungen⁶¹, siehe Abb. 4.

Ergebnis:

- HGÜ-SuedostLink soll von Raum Magdeburg nicht mehr zum KKW Gundremmingen (östlich von Ulm) führen (Abb. 4a, rechte Leitung DC5/DC6 nach DC5/DC6), sondern zum KKW Isar (nördlich von München).
- HGÜ-SuedLink (Abb. 4a, linke Leitung DC4 nach DC3) soll grundsätzlich direkt von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart

geführt werden, möglicherweise mit einer Abzweigung nach Grafenrheinfeld.

Die beiden geplanten Drehstromleitungen vom Kernkraftwerk Grafenrheinfeld nach Altenfeld (südlich Erfurt) und nach Mecklar (bei Fulda) entfallen, vgl. Abb. 5.

2. Beschlüsse zu Erdkabeln

Bei HGÜ-Leitungen wird ein Vorrang von Erdverkabelung eingeführt. Die Bundesregierung will, jedenfalls bei den geplanten HGÜ-Leitungen, Erdkabel zum Regelfall machen: „Erdkabel werden bei neuen Gleichstromtrassen in der Bundesfachplanung Vorrang erhalten. Bisher hatten Freileitungen den Vorrang und Erdkabel waren die Ausnahme. Die Mehrkosten sind gerechtfertigt, da die Maßnahme zu mehr Akzeptanz und zu einem schnelleren Ausbau führt.“⁶² Dies erfordert gemäß Übertragungsnetzbetreiber eine komplette Neutrassierung der geplanten HGÜ-Leitungen.⁶³

Bei neuen Drehstromleitungen soll eine Erdkabelauführung erleichtert werden. Bei Drehstromleitungen (im folgenden Zitat untechnisch mit Wechselstrom bezeichnet) sollen zwar weiterhin nur Pilotprojekte zulässig sein: „Aus technischen Gründen ist der Einsatz von Erdkabeln bei Wechselstrom erheblich schwieriger und teurer. Mit zusätzlichen Pilotprojekten wollen wir Erfahrungen sammeln und die technische Entwicklung vorantreiben.“⁶⁴

Eine Verkabelung soll aber grundsätzlich erleichtert werden⁶⁵:

- Zu den bisher vorgesehenen vier Pilotstrecken für eine teilweise Erdverkabelung kommen weitere hinzu.
- Diese Vorhaben können mit einer Länge von zehn bis zwanzig Kilometern auch länger sein als die bisher geplanten Projekte, die nur eine Länge von drei bis fünf Kilometern aufweisen durften.
- Erdkabel können künftig verlegt werden, wenn eine Freileitung gegen bestimmte Belange des Naturschutzes verstößt oder wenn große Bundeswasserstraßen wie Rhein oder Elbe zu queren sind.

Die Beschlüsse zu Erdkabeln wurden Ende 2015 gesetzlich umgesetzt.⁶⁶

3. Beschlüsse zu Reservekraftwerken

Gemäß den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 sollen die bestehenden Reservekraftwerke in Bayern gesichert und der Bau neuer Reservekraftwerke vorangetrieben werden:

- „Wir werden die Reservekraftwerks-Verordnung anpassen. ... Damit wird auch der Fortbetrieb eines modernen Gaskraftwerkes wie Irsching erreicht. ...“

52. [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3]; siehe hierzu auch [Jarass 2015, S. 45].

53. [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 20].

54. [Energiemonitor 2015].

55. [BayWiMi 2015, S. 2–4].

56. [BayWiMi 2015, S. 13].

57. Siehe dazu auch [FW Bayern 2015].

58. Siehe [Jarass 2015a, S. 23].

59. [Eckpunkte 2015].

60. [BT 2015a].

61. [BayWiMi 2015a, S. 2/3]: „Die jüngsten Verhandlungsergebnisse werden den Übertragungsnetzbetreibern von der Bundesnetzagentur zur Auflage gemacht. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Ergebnisse bei der Überarbeitung des nächsten Netzentwicklungsplans 2025 zu berücksichtigen.“

62. [Eckpunkte 2015, S. 9].

63. So erklärte z.B. der für SuedLink zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT: „Für SuedLink bedeutet der Erdkabel-Vorrang, dass die Planung möglicher Trassenkorridore neu aufgesetzt werden muss.“ [TenneT 2015b].

64. [Eckpunkte 2015, S. 9].

65. [BT 2015, Art. 4, § 2, S. 15/16].

66. [BT 2015a].

Abbildung 4: Trassenänderungen des HGÜ-SuedostLink, Netzentwicklungsplan 2025

a) bisher: Magdeburg – Ulm b) neu: Magdeburg – München



Hinweis: Magdeburg (Wolmirstedt) beim oberen „DC5/DC6“; Ulm (KKW Gundremmingen) liegt in Abb. 4a beim unteren „DC5/DC6“; KKW Isar liegt in Abb. 4b beim unteren „DC5/DC6“.

Quellen: Abb. 4a ist ein Ausschnitt aus Abb. 1; Abb. 4b: [NEP 2025/1, Abb. 42, Szenario B1 2025, Variante GI, S. 104], Abb. 42 wird hilfsweise für Szenario B2 2025 verwendet, da [NEP 2025/1] für dieses Szenario Variante GI nicht zeigt.

- *Darüber hinaus wird ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen, die schwarzstartfähig (d.h. ohne Unterstützung durch das Stromnetz hochfahrbar) und hoch flexibel regelbar sind.*⁶⁷

D Grundlegende Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich

Es bedarf dringend einer grundlegenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans, flankiert von einer Reform des Energiewirtschaftsgesetzes.

I. Gravierende Defizite machen den Netzentwicklungsplan untauglich

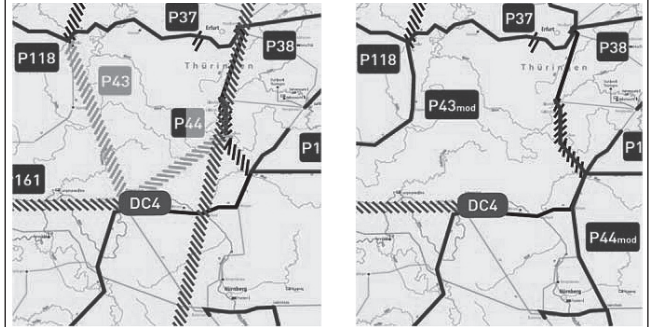
Auch der Netzentwicklungsplan 2025 hat gravierende Defizite, wodurch die gesamte Bedarfsanalyse dieses Netzentwicklungsplans fragwürdig wird:

- Bei der Optimierung der Netzausbauplanung werden nur die variablen Stromproduktionskosten der jeweiligen Kraftwerke berücksichtigt, nicht jedoch die Kosten des hierfür gegebenenfalls erforderlichen Netzausbaus, woraus ein überhöhter Netzausbau resultiert.
- Beispiel: Falls für den Einsatz eines ostdeutschen Braunkohlekraftwerks eine neue Leitung nach Bayern erforderlich ist, blei-

Abbildung 5: Keine neuen Drehstromleitungen nach Grafenrheinfeld gemäß Netzentwicklungsplan 2025

a) *bisherige Planung:*
380-kV-Leitungen Saalfeld – Grafenrheinfeld und Mecklar – Grafenrheinfeld

b) *neue Planung:*
Beide Leitungsplanungen entfallen



Hinweis: UW Mecklar liegt rechts von „P118“; KKW Grafenrheinfeld liegt bei „DC4“; UW Saalfeld liegt rechts von „P44“ in Abb. 5a.

Quellen: Abb. 5a ist ein Ausschnitt aus Abb. 4a; Abb. 5b ist ein Ausschnitt aus Abb. 4b.

ben die Kosten für diese neue Leitung bei der Netzausbauplanung unberücksichtigt.

- Der überhöhte Netzausbau ermöglicht den Weiterbetrieb von ost- und westdeutschen Braunkohlekraftwerken, wodurch süddeutsche Gaskraftwerke endgültig unwirtschaftlich gemacht werden. Dieser derzeit geplante kohlebedingte Netzausbau behindert die Energiewende.
- Zwar wird eine Spitzenkappung von erneuerbaren Kraftwerken berücksichtigt, nicht aber von konventionellen Kraftwerken, was zu einem überhöhten Netzausbau führt.
- Ebenso werden kostengünstige Möglichkeiten zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports **ohne** Netzneubau unzureichend berücksichtigt ebenso wie auch der Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland, was in beiden Fällen zu einem überhöhten Netzausbau führt.

Fazit:

Der Netzentwicklungsplan 2025 fordert einen kohlestrombedingten, weit überhöhten Netzausbau. Dadurch würde die Energiewende behindert sowie Umwelt und betroffene Anlieger unnötig belastet. Die deutschen Stromverbraucher müssten diesen überhöhten Netzausbau durch weitere Strompreiserhöhungen bezahlen.

II. Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Netzplanung erforderlich

Für eine gesamtwirtschaftliche Optimierung muss ein neuer Netzentwicklungsplan folgende Vorgaben berücksichtigen:

- Kein kohlestrombedingter Netzausbau.
- Abregelungsmöglichkeit nicht nur bei erneuerbaren, sondern auch bei konventionellen Kraftwerken.
- Stärkere Berücksichtigung von Nachfragemanagement und dezentraler Energieversorgung.
- Bau von Reservekraftwerken in Süddeutschland zur Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus.
- Angemessene Berücksichtigung von kostengünstigen Alternativen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports ohne Netzneubau, insbesondere durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile.
- Leitungsneubau vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung.

67. [Eckpunkte 2015, S. 4]; ganz ähnlich [BMW 2015, S. 84]

Fazit:

Erst nach einer entsprechenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans 2025 wissen wir, ob und in welchem Umfang neue Stromleitungen für die Energiewende erforderlich sind.

Quellen

[BayWiMi 2015]

Dialogpapier – Schlussfolgerungen aus dem Energiedialog. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, 09. Februar 2015.

https://www.regierung.unterfranken.bayern.de/assets/ew-ufir/4/2015_02_02_schlussfolgerungen_energiedialog.pdf (02.01.2016)

[BayWiMi 2015a]

Pressemitteilung der bayerischen Wirtschaftsministerin AIGNER, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, 02. Juli 2015.

<http://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/pm/140-2015/> (02.01.2016)

[BayWiMi 2015c]

Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, 20. Oktober 2015.

http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Publikationen/2015/2015-21-10-Bayerisches_Energieprogramm.pdf (02.01.2016)

[BMWi 2014]

Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12, Abschlussbericht. E-bridge, IAEW, Offis. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 12. September 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteileretzstudie.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (02.01.2016)

[BMWi 2015]

Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier (Weißbuch) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, Juli 2015.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (02.01.2016)

[BNetzA 2014a]

Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 19. Dezember 2014.

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile (30.01.2016)

[BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation]

Ergebnisdokumentation. Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß ResKV. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. April 2015

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyser_UeNB_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (30.01.2016)

[BNetzA 2015a]

Bedarfsermittlung 2024: Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Februar 2015.

http://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_BNetzA-VorlErg.pdf (02.01.2016)

[BNetzA 2015b]

Bedarfsermittlung 2024: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 04. September 2015.

http://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf (02.01.2016)

[BNetzA 2016]

Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Januar 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 18. Januar 2016.

http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Entwurf.pdf (19.01.2016)

[BT 2015]

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, BT-Drucksache 18/4655, Berlin, 20. April 2015.

<http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/046/1804655.pdf> (02.01.2016)
Siehe hierzu auch die Stellungnahme des Bundesrats, BR-Drucksache 129/15(B), Berlin, 08. Mai 2015.

<http://dipbt.bundestag.de/dip21/brd/2015/0129-15B.pdf> (02.01.2016)

[BT 2015a]

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie. Deutscher Bundestag, BT-Drucksache 18/6909, Berlin, 02. Dezember 2015.

<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/069/1806909.pdf> (02.01.2016)

[Eckpunkte 2015]

Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende – Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD, Berlin, 01. Juli 2015.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (02.01.2016)

[Energienmonitor 2015]

Deutsche sehen Energiewende in Gefahr. Umfrage (2000 Teilnehmer), Energie-Trendmonitor 2015, Stiebel Eltron, Holzminden, 2015.

<https://www.stiebel-eltron.de/de/home/unternehmen/presse/pressemitteilungen/trendmonitor-2015.html> (02.01.2016)

[FW Bayern 2015]

Für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung: Dezentrale Bürgerenergiewende vor Ort statt Endlosplanungen und Kostenexplosion durch HGÜ-Erdverkabelung. Dringlichkeitsantrag der Fraktion FREIE WÄHLER Bayern, Bayerischer Landtag, München, 08. Juli 2015.

http://fw-landtag.de/fileadmin/user_upload/Antrag_HGUE-Erdverkabelung_.pdf (02.01.2016)

[Jarass 2013a]

Jarass L: Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung? EWERK – Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Nomos-Verlag, Baden-Baden, Heft 6/2013, S. 320–326.

http://www.jarass.com/Energie/B/EWERK_6_2013_published.pdf (30.01.2016)

[Jarass 2014]

Jarass L: Rechtliche Defizite fördern überdimensionierten Stromnetzausbau. ZNER – Zeitschrift für Neues Energierecht, Ponte-Press, Bochum, Heft 3/2014, S. 231–233.

<http://www.jarass.com/Steuer/B/ZNER,%20Manuskript,%20published.pdf> (30.01.2016)

[Jarass 2015]

Jarass L: Neue Netzstrukturen für die Energiewende: Kritische Versorgungssituationen durch Export von Kohlestrom. Sonnenenergie, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie – DGS, München, Heft 1/2015, S. 44–46.

<http://www.jarass.com/Energie/B/Sonnenenergie,%202015,%20published.pdf> (02.01.2016)

[Jarass 2015a]

Jarass L: Die Notwendigkeit neuer Stromleitungen – Nicht nur Bayern, sondern auch Hessen hat nun Zweifel. PUBLICUS, Boorberg-Verlag, Stuttgart, 4/2015, S. 23–25.

<http://www.jarass.com/Energie/B/PUBLICUS,%202015,%20published.pdf> (30.01.2016)

[Jarass/Jarass 2016]

Jarass A, Jarass L: Integration von erneuerbarem Strom. Stromüberschüsse, Stromdefizite, mit Netzentwicklungsplan 2025. MV-Verlag, Münster, März 2016.

[NEP 2024]

Netzentwicklungsplan Strom 2014 (Zieljahr 2024), 2. Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 04. November 2014.
http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf (02.01.2016)

[NEP 2025/1]

Netzentwicklungsplan Strom 2025 (Zieljahr 2025), 1. Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 30. Oktober 2015.
<http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-erster-entwurf> (02.01.2016)

[Shakespeare 1601]

Shakespeare W: Hamlet, 1601.
<http://shakespeare.mit.edu/hamlet/full.html> (02.01.2016)

[TenneT 2015b]

SuedLink – die Windstromleitung. Koalitionsbeschluss zu Erdkabel-Vor-rang bei SuedLink. TenneT, Bayreuth, Newsletter vom 28. Juli 2015.
http://suedlink.tennet.eu/fileadmin/tennet_sl/suedlink/newsletter/Sued-Link_Newsletter_03_2015.pdf (02.01.2016).



Anna und Lorenz JARASS

Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse ⚡ Stromdefizite

mit Netzentwicklungsplan 2025