



Anna und Lorenz JARASS

Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

mit Netzentwicklungsplan 2025

Dieses Buch widmen wir unserem akademischen Lehrer und
Freund Prof. Dr. Gustav M. OBERMAIR, der wesentliche
Grundlagen für die Energiewende erarbeitet hat.

Zu den Autoren

Anna JARASS

Dipl. Volkswirtin (Universität Regensburg)

ATW-Forschung GmbH, Wiesbaden

Prof. Dr. Lorenz JARASS

Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg)

Master of Science (School of Engineering, Stanford University, USA)

Hochschule RheinMain, Wiesbaden

c/o Dudenstr. 33, D - 65193 Wiesbaden

T. 0611 / 54101804, Mobil 0171/3573168

mail@JARASS.com, <http://www.JARASS.com>

Die Autoren haben im Energiebereich über 80 Aufsätze und 8 Bücher

veröffentlicht (häufig zusammen mit Prof. Dr. Gustav M. OBERMAIR), zuletzt

- Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, 2012.
- Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung, Springer-Verlag, 2009.

Viele dieser Veröffentlichungen können unter www.JARASS.com, Publikationen, Energie abgerufen werden.

Übersicht

Schon heute übersteigt die momentane Stromproduktion immer häufiger den Stromverbrauch im nördlichen Deutschland, zukünftig sogar deutschlandweit:

- Wie kann dieser Stromüberschuss vernünftig genutzt werden?

Es gibt aber auch Zeiten ohne Wind- und Sonnenstrom:

- Wie können diese Dunkelflauten überbrückt werden, damit die Lichter nicht ausgehen?
- Benötigen wir für eine gesicherte Stromversorgung weiterhin auch Kohlekraftwerke?

Der aktuelle Netzentwicklungsplan mit Zieljahr 2025 fordert fast 10.000 km neue Stromleitungen bei Investitionskosten von über 25 Mrd. €:

- Sind diese Leitungen tatsächlich für erneuerbaren Strom erforderlich?

Ausgangspunkt der Untersuchungen zur Beantwortung dieser Fragen ist der grundlegende Umbau der deutschen Energieversorgung, den die deutsche Bundesregierung beschlossen hat:

- Bis 2023 soll das letzte Kernkraftwerk vom Netz gehen.
- Deutschland soll 2050 nur noch halb so viel Energie wie 2008 verbrauchen.

- Ab 2050 sollen mindestens 80% des Stromverbrauchs mit erneuerbarem Strom gedeckt werden. (► **Kap. 1**)

Die erneuerbare Stromproduktion ist von der aktuellen Wettersituation abhängig und schwankt deshalb sehr stark mit manchmal extremen Anstiegen und Rückgängen:

- Es gibt Tage und sogar Wochen ohne nennenswerte Wind- und Sonnenstromproduktion.
- An windstarken und sonnigen Tagen hingegen ist zukünftig die momentane erneuerbare Stromproduktion immer häufiger höher als der momentane Stromverbrauch.

Deshalb sind sowohl momentane Stromüberschüsse als auch momentane Stromdefizite zu erwarten. (► **Kap. 2**)

Zur Synchronisierung von Stromverbrauch und Stromproduktion ist ein Maßnahmenmix erforderlich zur wechselseitigen Anpassung von konventioneller Stromproduktion und Stromverbrauch. Hierfür werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen und mit Beispielen erläutert:

- Anpassung der konventionellen Stromproduktion,
- Ausgleich durch Stromspeicher,
- Ausgleich durch Stromhandel,
- Anpassung des Stromverbrauchs. (► **Kap. 3**)

In der Öffentlichkeit wird der Eindruck erweckt, dass Reservekraftwerke insbesondere für die Absicherung der süddeutschen Stromversorgung bei Dunkelflauten erforderlich seien. Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf zeigen aber, dass in den nächsten Jahren Reservekraftwerke nicht bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion erforderlich sind, sondern

vielmehr ausschließlich zur Absicherung des Kohlestromexports bei einem Stromüberschuss. (► **Kap. 4**)

Es muss geprüft werden, ob für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ein Netzausbau erforderlich ist. Dieser Netzausbau muss optimiert werden nach dem Motto: Nicht zu viel und nicht zu wenig. (► **Kap. 5**)

Zum Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen und mit Beispielen erläutert:

- Maßnahmen zur Reduzierung des Stromtransportbedarfs,
- Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports **ohne** Leitungsneubau,
- Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports **mit** Leitungsneubau. (► **Kap. 6**)

Für eine konkrete 110-kV-Netzplanung werden Maßnahmen zum Ausgleich von regionalem Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport erläutert. Es wird untersucht, inwieweit bei einem weiteren regionalen Zubau erneuerbarer Kraftwerke tatsächlich neue Leitungen erforderlich sind. (► **Kap. 7**)

Der aktuelle Netzentwicklungsplan mit Zieljahr 2025 fordert einen Netzausbau für den Export von Kohlestrom zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromerzeugung. Wenn man aber die erneuerbare Stromproduktion ausbaut und die konventionellen Kraftwerke auch bei hoher erneuerbarer Stromproduktion weiter einspeisen lassen will, ist offensichtlich ein massiver Netzausbau erforderlich:

- Der aktuelle Netzentwicklungsplan von Februar 2016 verlangt einen Leitungsneubau von 9.700 km.

- Davon waren im Bundesbedarfsplangesetz von 2013 nur gut 6.700 km Leitungsneubau enthalten.
- Der Netzausbaubedarf hat sich also innerhalb von knapp 3 Jahren um fast 3.000 km erhöht.

Dieser Netzausbau ist nach den im Netzentwicklungsplan gemachten Angaben ganz überwiegend **nicht** für die Integration von erneuerbarem Strom erforderlich. Durch den dort vorgeschlagenen weit überhöhten Netzausbau würde die Energiewende behindert sowie Umwelt und betroffene Anlieger unnötig belastet. Die deutschen Stromverbraucher müssten diesen überhöhten Netzausbau, der über 25 Mrd. € kosten wird, durch weitere Strompreiserhöhungen bezahlen.

Das Stromnetz sollte nur für die Integration von erneuerbarem Strom ausgebaut werden. Erst nach einer entsprechenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans 2025 wissen wir, ob und in welchem Umfang neue Stromleitungen für die Energiewende erforderlich sind. (► **Kap. 8**)

Wer Genaueres über die harten Fakten und die daraus resultierenden Ergebnisse erfahren will, findet diese Informationen in den entsprechenden Kapiteln. Für kritische Kommentare, Fehlerhinweise und Verbesserungsvorschläge an MAIL@JARASS.COM sind wir dankbar.

Wiesbaden, 15. März 2016

Anna und Lorenz JARASS

Nachtrag:

Ab 2017 wird das Buch durch den BoD-Verlag, Norderstedt, in etwas geänderten Format verlegt.

Inhaltsverzeichnis

Übersicht

Teil I : Stromverbrauch und Stromproduktion

1. Zukünftige Stromversorgung in Deutschland

1.1 Grundlegender Umbau der Energieversorgung geplant

1.1.1 Energiepolitische Ziele der deutschen Bundesregierung

1.1.2 Geplanter Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

1.2 Derzeitige und zukünftige Stromproduktion

1.2.1 Installierte Leistung und momentaner Stromverbrauch

1.2.2 Stromproduktion und Stromverbrauch

1.2.3 Auslastung einzelner Kraftwerksarten

2. Wachsende Stromüberschüsse und Stromdefizite

2.1 Starke Fluktuationen der erneuerbaren Stromproduktion

2.1.1 Stündliche Fluktuationen

2.1.2 Tägliche, wöchentliche und monatliche Fluktuationen

2.1.3 Extreme Fluktuationen

2.1.4 Prognosen nur für maximal einige Tage zuverlässig

2.2 Problemfälle Stromüberschuss und Stromdefizit

2.2.1 Stromverbrauch versus Stromproduktion

2.2.2 Tages- und Jahresgang des Stromverbrauchs

2.2.3 Entwicklung von Stromüberschuss und Stromdefizit

3. Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion

3.1 Anpassung der Stromproduktion

3.1.1 Konventionelle Reservekraftwerke dauerhaft erforderlich

3.1.2 Grundlastkraftwerke ungeeignet als Reservekraftwerke

3.1.3 Bau von Reservekraftwerken in Süddeutschland in jedem Fall sinnvoll

3.1.4 Ausgleich von Windstromschwankungen

3.2 Ausgleich durch Stromspeicher

3.2.1 Ausgleich durch Kurzzeitstromspeicher

1. Pumpspeicher

2. Batteriespeicher

3.2.2 Ausgleich durch Langzeitstromspeicher: Power to Gas

3.3 Ausgleich durch Stromhandel

3.3.1 Stromexport kann Stromüberschuss reduzieren

3.3.2 Stromimport kann niedrige erneuerbare Stromproduktion nicht ausgleichen

3.4 Anpassung des Stromverbrauchs

3.4.1 Nachfragemanagement

3.4.2 Nutzung von Stromüberschüssen zur
Wärmeerzeugung: Power to Heat

3.4.3 Elektrofahrzeuge als abschaltbare
Stromverbraucher

3.5 Weitere Maßnahmen

3.5.1 Dezentrale Stromversorgung

3.5.2 Virtuelles Stromversorgungssystem

4. Reservekraftwerksbedarf gemäß Bundesnetzagentur

4.1 Reservekraftwerke gemäß
Bundesnetzagentur nur für Stromüberschuss
erforderlich

4.1.1 Tatsächlicher Einsatz von Redispatch
und Reservekraftwerken im Winter 2014/15

4.1.2 Geplanter Einsatz von Redispatch und
Reservekraftwerken bis Winter 2019/20

1. Reservekraftwerke wegen Stromexport
erforderlich

2. Beschränkung des Stromexports
reduziert erforderliche
Reservekraftwerke deutlich

4.1.3 Stromverbrauch und Stromproduktion
bei Stromüberschuss

4.1.4 Stromexport bei Stromüberschuss

4.2 Reservekraftwerke gemäß
Bundesnetzagentur bei niedriger erneuerbarer
Stromproduktion nicht erforderlich

4.2.1 Für niedrige erneuerbare
Stromproduktion keine Reservekraftwerke
erforderlich

4.2.2 Stromverbrauch und gesamte
Stromproduktion bei niedriger erneuerbarer

Stromproduktion

4.2.3 Stromimport bei niedriger
erneuerbarer Stromproduktion

4.3 Stromüberschuss versus Stromdefizit

4.3.1 Warum sind Reservekraftwerke nicht
für Stromdefizit erforderlich, sondern nur für
Stromüberschuss?

4.3.2 Stromdefizit könnte langfristig zum
Problemfall werden

1. Defizitfall 1: Zu wenig Stromleitungen
2. Defizitfall 2: Zu wenig
Reservekraftwerke

4.3.3 Fazit

Teil II : Stromtransport

5. Stromnetz

5.1 Verbundnetz

5.1.1 Regelzone

5.1.2 Unterschiedliche Stromspannungen

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

5.2.1 Nutzen und Kosten eines Netzausbaus

5.2.2 Bestimmung des optimalen
Netzausbaus

5.3 Optimierung des Netzausbaus durch
kostenoptimierten Kraftwerkseinsatz

5.3.1 Niedrige Stromproduktionskosten
können hohe Strompreise verursachen

5.3.2 Kostenoptimale Stromversorgung
durch kostenoptimierten Netzausbau

5.4 Optimierung des Netzausbaus durch
Spitzenkappung

5.4.1 Wie funktioniert Spitzenkappung?

5.4.2 Spitzenkappung bei konventionellen und bei erneuerbaren Kraftwerken erforderlich

1. Spitzenkappung bei konventionellen Kraftwerken
2. Spitzenkappung bei erneuerbaren Kraftwerken

5.4.3 Fallbeispiele für die optimale Spitzenkappung bei Windstrom

1. Netzanschluss eines Onshore-Windparks mit 110-kV-Drehstromleitungen
2. Netzanschluss eines Offshore-Windparks mit 320-kV-Gleichstromleitungen
3. Ferntransport von Windstrom mit 380-kV-Drehstromleitungen

6. Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

6.1 Reduzierung des Stromtransportbedarfs

6.1.1 Spitzenkappung

1. Spitzenkappung bei erneuerbarem Strom
2. Spitzenkappung bei konventionellem Strom

6.1.2 Stromspeicher

1. Kurzfristige Stromspeicherung
2. Langfristige Stromspeicherung

6.1.3 Nachfragemanagement

6.1.4 Dezentrale Stromversorgung

6.2 Erhöhung des zulässigen Stromtransports ohne Leitungsneubau

6.2.1 Leiterseiltemperaturmonitoring

1. Wie funktioniert Leiterseiltemperaturmonitoring?
2. Leiterseiltemperaturmonitoring erfordert Reservekraftwerke in Süddeutschland
3. Leiterseiltemperaturmonitoring für Windstromtransport besonders interessant

6.2.2 Hochtemperaturleiterseile

1. Gesicherte Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Hochtemperaturleiterseile
2. Hochtemperaturleiterseile (bis 150°C) sind Stand der Technik

6.2.3 Großes Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen

1. Deutliche Erhöhung des zulässigen Stromtransports
2. Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile deutlich kostengünstiger als Leitungsneubau

6.2.4 Technische Randbedingungen

1. Thermische Grenzleistung
2. Dynamische Netzstabilität

6.3 Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Leitungsneubau

6.3.1 Neubau von Freileitungen

6.3.2 Neubau von Erdkabeln

6.4 Vergleich der Maßnahmen zum Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

7. Regionale Netzplanung

7.1 Regionaler Stromtransportbedarf

7.1.1 Maßnahmen zur Verringerung des regionalen Stromtransportbedarfs

7.1.2 Resultierender Stromtransportbedarf

1. Realisierung von 50% des Zubaupotenzials (Referenzszenario)
2. Realisierung von 75% des Zubaupotenzials (Alternativszenario)

7.2 Zulässiger Stromtransport

7.2.1 Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports einer bestehenden 110-kV-Leitung

7.2.2 Resultierende Erhöhung des zulässigen Stromtransports einer bestehenden 110-kV-Leitung

1. Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring um 50% (Referenzszenario)
2. Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring um 100% (Alternativszenario)

7.3 Vergleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

8. Überregionale Netzplanung: Netzentwicklungsplan 2025

8.1 Leitungsprojekte

8.1.1 Vom Szenariorahmen zum Planfeststellungsverfahren

8.1.2 Geplanter Leitungsneubau steigt jährlich an

8.2 Netzentwicklungsplan 2025 hat gravierende Defizite

8.2.1 Kohlebedingter Netzausbau konterkariert Energiewende

1. Beispiel: HGÜ-SuedostLink erforderlich für Kohlestromexport zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion
2. Keine Spitzenkappung bei konventioneller Stromproduktion
3. Kohlebedingter Netzausbau behindert sozialverträgliche Stilllegung von Kohlekraftwerken
4. Zusätzliche deutsche CO₂-Abgaben erhöhen ausländische Kohlestromproduktion
5. Zusätzliche deutsche CO₂-Abgaben erhöhen deutschen Netzausbaubedarf

8.2.2 Kostengünstige Alternativen werden unzureichend berücksichtigt

1. Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile unzureichend berücksichtigt
2. Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland unzureichend berücksichtigt
3. Spitzenkappung von erneuerbarem Strom unzureichend berücksichtigt

8.2.3 Netzentwicklungsplan führt zu überhöhten Stromkosten

1. Kosten des Netzausbaus bleiben unberücksichtigt
2. Netzentwicklungsplan führt zu überhöhtem Netzausbau

8.3 Seit 2014 wachsende Zweifel an der Notwendigkeit des geplanten Netzausbaus

8.3.1 Parteienübergreifender Konsens zum Netzausbau schwindet

1. Bis 2013 parteienübergreifender Konsens zum Netzausbau
2. Bayern will Belege für die Notwendigkeit neuer Leitungstrassen

8.3.2 Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015

1. Beschlüsse zu Trassenänderungen
2. Beschlüsse zu Erdkabeln
3. Beschlüsse zu Reservekraftwerken

8.4 Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Netzplanung erforderlich

8.4.1 Gravierende Defizite machen den Netzentwicklungsplan untauglich

8.4.2 Grundlegende Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich

Anhang

A1 Konventionelle Kraftwerke in Bau und in Planung, 2015 bis 2035

A2 Leitungsplanungen gemäß Netzentwicklungsplan 2025

A3 Liste der Abbildungen, Tabellen und Kästen

A3.1 Liste der Abbildungen

A3.2 Liste der Tabellen

A3.3 Liste der Kästen

Fußnoten

Quellen

Teil I : Stromverbrauch und Stromproduktion

Ausgangspunkt der Untersuchungen ist der grundlegende Umbau der deutschen Energieversorgung, den die deutsche Bundesregierung beschlossen hat:

- Bis 2023 soll das letzte Kernkraftwerk vom Netz gehen.
- Deutschland soll 2050 nur noch halb so viel Energie wie 2008 verbrauchen.
- Ab 2050 sollen mindestens 80% des Stromverbrauchs mit erneuerbarem Strom gedeckt werden. (► **Kap. 1**)

Die erneuerbare Stromproduktion ist von der aktuellen Wettersituation abhängig und schwankt deshalb sehr stark mit manchmal extremen Anstiegen und Rückgängen:

- Es gibt Tage ohne jede Wind- und Sonnenstromproduktion.
- An windstarken und sonnigen Tagen hingegen ist zukünftig die erneuerbare Stromproduktion immer häufiger höher als der momentane Stromverbrauch.

Deshalb sind sowohl momentane Stromüberschüsse als auch momentane Stromdefizite zu erwarten. (► **Kap. 2**)

Zur Synchronisierung von Stromverbrauch und Stromproduktion werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen und mit Beispielen erläutert:

- Anpassung der konventionellen Stromproduktion,

- Ausgleich durch Stromspeicher,
- Ausgleich durch Stromhandel,
- Anpassung des Stromverbrauchs. (► **Kap. 3**)

In der Öffentlichkeit wird der Eindruck erweckt, dass Reservekraftwerke für die Absicherung der süddeutschen Stromversorgung erforderlich seien. Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf zeigen aber, dass in den nächsten Jahren Reservekraftwerke nicht bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion erforderlich sind, sondern vielmehr ausschließlich zur Absicherung des Kohlestromexports bei einem Stromüberschuss. (► **Kap. 4**)

1 Zukünftige Stromversorgung in Deutschland

1.1 Grundlegender Umbau der Energieversorgung geplant

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

1.1.1 Energiepolitische Ziele der deutschen Bundesregierung

Im Einzelnen hat die deutsche Bundesregierung in ihrem Energiekonzept² folgende Ziele festgelegt:

- Reduzierung der Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990) bis 2020 um 40%, bis 2030 um 55%, bis 2040 um 70% und bis 2050 um 80% bis 95%.
- Senkung des Primärenergieverbrauchs (gegenüber 2008) bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50%, indem durch sorgsamem Umgang mit Energie die Energieeffizienz³ deutlich erhöht wird.
- Deckung des Stromverbrauchs ab 2050 mit mindestens 80% erneuerbarem Strom.

- Reduzierung des Stromverbrauchs (gegenüber 2008) bis 2020 um 10% und bis 2050 um 25%.
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2023.

Aus dem Energiekonzept der Bundesregierung können die in der folgenden [Tab. 1.1](#) gezeigten CO₂-Reduktionsziele für die Stromproduktion abgeleitet werden.

Tab. 1.1 : Strombedingte CO₂-Emissionen bis 2014 und Reduktionsziele bis 2050

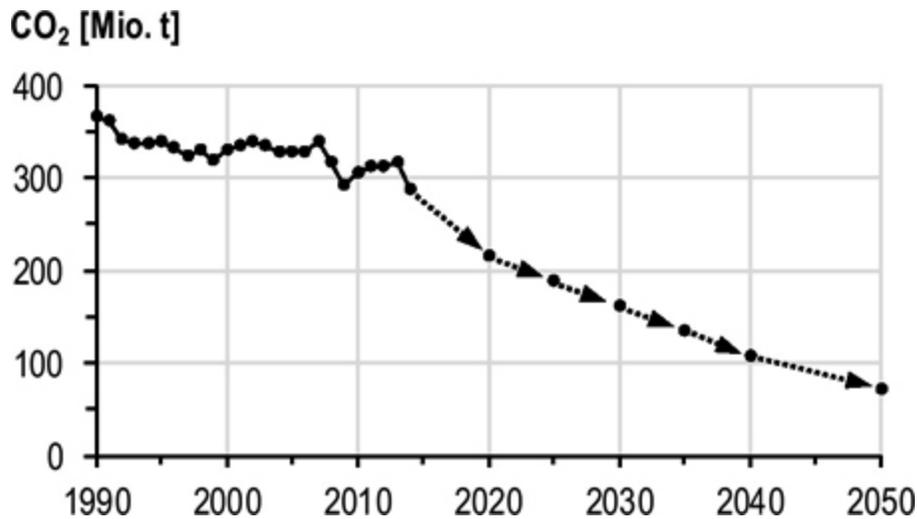
| | 1990 | 2014 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|-----------------|
| (1) Politisches Reduktionsziel gegenüber 1990 | | 20% | 40% | 48% | 55% | 63% | 70% | bis 80% 95% |
| (2) CO ₂ -Emissionen der Stromproduktion [Mio. t] | 357 | 287 | 214 | 187 | 161 | 134 | 107 | 71 bis 18 |

Hinweis: Bis 2014 tatsächliche Entwicklung der CO₂-Emissionen, ab 2020 offizielle CO₂-Reduktionsziele für die Stromproduktion.

Quelle: [NEP 2025/2, Tab. 9, S. 37].

[Abb. 1.1](#) zeigt eine grafische Darstellung der CO₂-Emissionen von 1990 bis 2014 und die Reduktionsziele für die Stromproduktion bis 2050.

Abb. 1.1 : Strombedingte CO₂-Emissionen bis 2014 und Reduktionsziele bis 2050



Hinweis: Bis 2015 tatsächliche Entwicklung, ab 2015 Reduktionsziele.

Quellen: [NEP 2025/2, Abb. 5, S. 38]; [UBA 2015, Tab. 1, S. 2].

Von 1990 bis 2014 konnten die strombedingten CO₂-Emissionen von 357 Mio. t auf 287 Mio. t, also um rund 70 Mio. t reduziert werden.

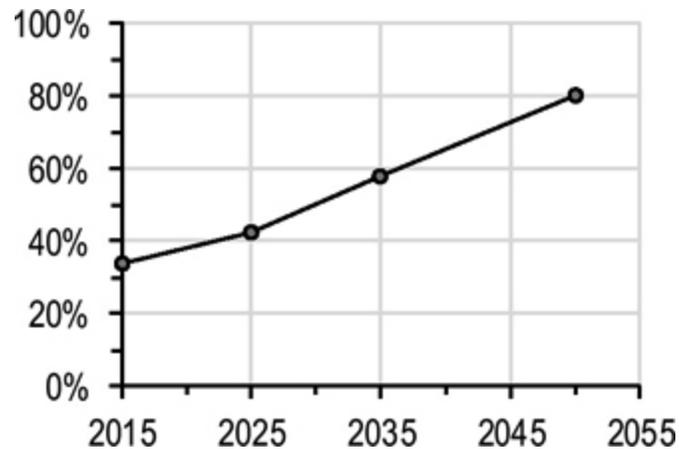
Bis 2020 sollen die CO₂-Emissionen um weitere gut 70 Mio. t auf 214 Mio. t reduziert werden.

In den folgenden beiden Jahrzehnten sollen die CO₂-Emissionen jeweils um weitere gut 50 Mio. t auf 107 Mio. t reduziert werden, bis 2050 sogar auf unter 71 Mio. t, und damit weniger als 20% der CO₂-Emissionen in 1990, die damals 357 Mio. t betragen (vgl. [Tab. 1.1](#)).

1.1.2 Geplanter Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Abb. 1.2 : Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion, 2015 bis 2050

Anteil der erneuerbaren Stromproduktion am Stromverbrauch



Quellen: 2015: Tab. 1.5; ab 2025: [BNetzA 2014a, S. 109].

Abb. 1.2 zeigt die Ausbauziele der deutschen Bundesregierung bis 2050. Der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion am Stromverbrauch betrug 2015 bereits 34%. Der Anteil soll weiter erhöht werden, und zwar

- bis 2025 auf 40% bis 45%,
- bis 2035 auf 55% bis 60%,
- bis 2050 auf mindestens 80%.

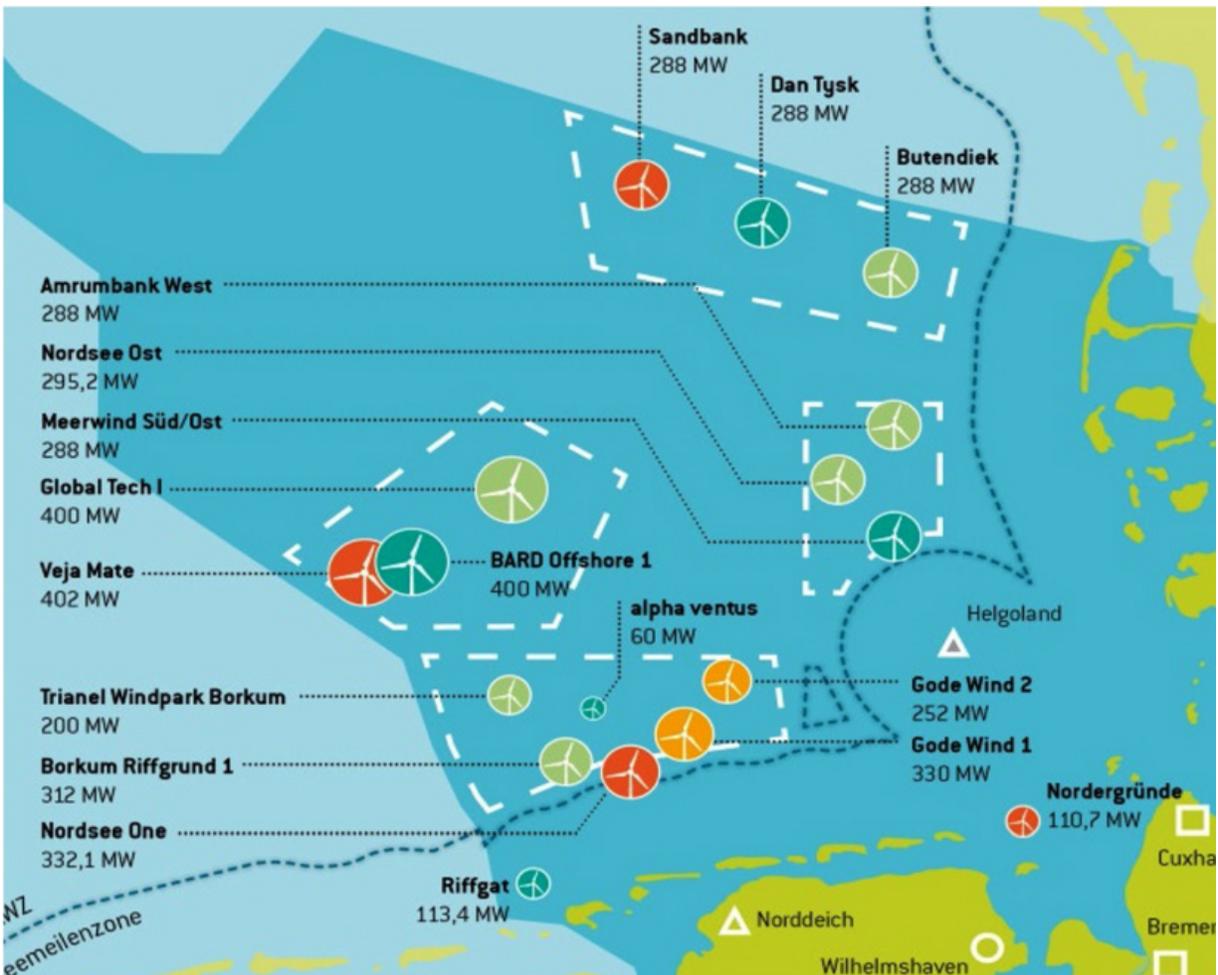
Für erneuerbare Kraftwerke wurden folgende Zubaukorridore festgelegt⁴:

- Windkraftwerke onshore⁵: 2,5 GW pro Jahr ohne Gesamtdeckelung. 2015 waren onshore insgesamt 41,7 GW Windkraftwerke installiert (Tab. 1.2, Z. (2.1)).
- Windkraftwerke offshore⁶: 1,1 GW pro Jahr bis 2020 und 0,8 GW pro Jahr bis 2030. 2015 waren offshore insgesamt 3,3 GW Windkraftwerke installiert (Tab. 1.2, Z. (2.2)).

- Photovoltaikanlagen⁷: 2,5 GW pro Jahr bis maximal insgesamt 52 GW. 2015 waren insgesamt 39,7 GW Photovoltaikanlagen installiert (Tab. 1.2, Z. (2.3)).
- Biomasse⁸: 0,1 GW pro Jahr ohne Gesamtdeckung. 2015 waren insgesamt 6,9 GW Biomassekraftwerke installiert (Tab. 1.2, Z. (2.4)).

Abb. 1.3 zeigt beispielhaft fertiggestellte und geplante Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee.

Abb. 1.3 : Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee, 2016



Quellen: [Windguard 2016]; vgl. auch [BSH 2016].

1.2 Derzeitige und zukünftige Stromproduktion

1.2.1 Installierte Leistung und momentaner Stromverbrauch

Tab. 1.2 zeigt die installierten Leistungen des deutschen Kraftwerksparks für 2015⁹ sowie die Prognosen für 2025 und 2035 gemäß dem Basisszenario des Netzentwicklungsplans mit Zieljahr 2025.

Tab. 1.2 : Installierte Kraftwerksleistung 2015 und Prognosen für 2025 und 2035

* Netto-Engpassleistung:

| Installierte Leistung* [GW] | (1) | (2) Prognose | |
|---|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2025 | 2035 |
| (1) Konventionelle Kraftwerke | 98,5 | 77,3 | 77,5 |
| (1.1) Kernenergie | 10,8 | 0,0 | 0,0 |
| (1.2) Braunkohle | 21,1 | 12,6 | 9,1 |
| (1.3) Steinkohle | 27,1 | 21,8 | 11,0 |
| (1.4) Erdgas | 25,8 | 29,9 | 40,7 |
| (1.5) Öl | 3,9 | 1,1 | 0,8 |
| (1.6) Pumpspeicher | 6,3 | 8,6 | 12,7 |
| (1.7) Sonstige | 3,5 | 3,1 | 3,1 |
| (2) Erneuerbare Kraftwerke | 96,4 | 141,4 | 181,0 |
| (2.1) Wind onshore | 41,7 | 63,8 | 88,8 |
| (2.2) Wind offshore | 3,3 | 10,5 | 18,5 |
| (2.3) Photovoltaik | 39,7 | 54,9 | 59,9 |
| (2.4) Biomasse | 6,9 | 7,4 | 8,4 |
| (2.5) Laufwasser | 3,5 | 4,0 | 4,2 |
| (2.6) Sonstige | 1,4 | 0,8 | 1,2 |
| (3) Alle Kraftwerke | 194,9 | 218,7 | 258,5 |
| (4) Momentane Stromverbräuche ('Last') | | | |
| (4.1) Maximal | 82,8 | 84,0 | 84,0 |
| (4.2) Durchschnittlich | 68,2 | 64,6 | 65,6 |
| (4.3) Minimal | 37,0 | 37,0 | 37,0 |

Quellen:

IST-Werte 2015: Z. (2.1): [Windguard 2016b, S. 1]; Z. (2.2): [Windguard 2016a, S. 1]; Z. (2.3): [Quaschnig 2016];
restliche Werte: [BNetzA 2016a, Tab. 7, S. 45, Stand 09/2015]; ab 2025: [NEP 2025/2, Tab. 2, S. 31, mittleres Szenario B1].

Ergebnis:

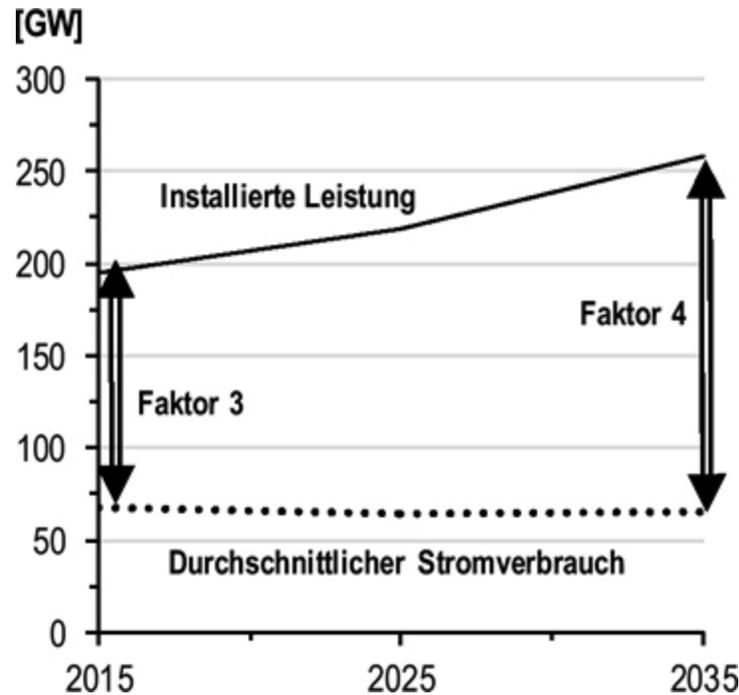
- Die konventionelle Kraftwerksleistung soll von 98,5 GW in 2015 auf 77,3 GW in 2025 reduziert werden¹⁰ (Tab. 1.2, Z. (1)), also um 21%.
- Ab 2025 soll die konventionelle Kraftwerksleistung nicht weiter reduziert werden, um die Stromnachfrage auch bei geringer Wind- und Sonnenstromproduktion abdecken zu können.¹¹
- Die erneuerbare Kraftwerksleistung soll von 96,4 GW in 2015 auf 141,4 GW in 2025 ausgebaut werden (Tab. 1.2, Z. (2)), eine Erhöhung um 47%.
- Bis 2035 ist eine weitere Erhöhung auf 181,0 GW geplant, gegenüber 2025 also um weitere 28%.

Der momentane Stromverbrauch (siehe Tab. 1.2, Z. (4)) wird gemäß Prognose zukünftig in etwa konstant bleiben:

- maximaler Stromverbrauch rund 84 GW (Jahreshöchstlast),
- durchschnittlicher Stromverbrauch rund 66 GW,
- minimaler Stromverbrauch 37 GW.

Abb. 1.4 vergleicht die insgesamt installierte Kraftwerksleistung mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch.

Abb. 1.4 : Stromverbrauch versus installierte Kraftwerksleistung, 2015 bis 2035



Quelle: [Tab. 1.2](#).

Ergebnis:

Die insgesamt installierte Kraftwerksleistung war 2015 dreimal so groß wie der durchschnittliche Stromverbrauch, 2035 wird sie schon viermal so groß sein. Zum Vergleich: In 2005 war sie erst doppelt so groß.

[Tab. 1.2](#) zeigte in Zeile (1) die Prognosen der Bundesnetzagentur für die installierte konventionelle Kraftwerksleistung. [Tab. 1.3](#) zeigt hingegen die entsprechenden Beschlüsse und Planungen der Kraftwerksbetreiber als Summe folgender Größen:

- 2014/2015 fertiggestellte konventionelle Kraftwerksleistung¹²,
- bis 2025 geplanter Neubau von konventioneller Kraftwerksleistung¹³,

- bis 2025 geplante Stilllegung von konventioneller Kraftwerksleistung, soweit die Stilllegung bereits in 2015 bekannt war¹⁴.

Tab. 1.3 : Neubau minus Stilllegung von konventioneller Kraftwerksleistung, 2015 bis 2025

| Installierte Leistung* [GW] | (1) Kernenergie | (2) Braunkohle | (3) Steinkohle | (4) Erdgas | (5) Speicher | (6) Summe | (6a) Anteil |
|---|-----------------|----------------|----------------|-------------|--------------|------------------|--------------------|
| (1) Norden | -4,1 | - | 1,8 | 0,5 | - | -1,8 | 25% |
| (2) Osten | - | 0,0 | -0,1 | 0,0 | 1,5 | 1,3 | -18% |
| (3) Westen | - | -1,3 | -0,2 | 3,3 | - | 1,8 | -25% |
| (4) Süden | -8,0 | - | 0,1 | -1,3 | 0,8 | -8,3 | 118% |
| (5) Summe | -12,1 | -1,4 | 1,6 | 2,5 | 2,3 | -7,1 | 100% |
| (5a) Anteil | 171% | 20% | -23% | -35% | -32% | 100% | |
| (6) zusätzlich Erdgas** < 10 MW insgesamt | | | | 3,0 | | 3,0 | |

* Netto-Engpassleistung; Norden: SH, HH, HB, NI; Osten: Ostdeutschland; Westen: NRW; Süden: HE, RP, SL, BW, BY:

** kleine dezentrale Erdgaskraftwerke mit jeweils weniger als 10 MW installierte Leistung:

Quellen: [NEP 2025/2, Begleitdokumente, NEP und O-NEP 2025, Kraftwerksliste zum Entwurf Szenariorahmen NEP/ONEP 2025]; siehe hierzu Tab. A1.1, A1.2 und A1.3 im Anhang dieses Buchs.

Ergebnis:

Insgesamt übersteigen die Stilllegungen den Neubau um 7,1 GW (Tab. 1.3, Z. (5), Sp. (6)):

- Zwar steigt im Osten die installierte Leistung um 1,3 GW und im Westen um 1,8 GW.
- Aber im Norden sinkt die installierte Leistung um 1,8 GW und im Süden sogar um 8,3 GW, und zwar wegen des endgültigen Ausstiegs aus der Kernenergie.

Zusätzlich wird von der Bundesnetzagentur mit dem Bau von kleineren dezentralen Erdgaskraftwerken in beträchtlichem Umfang gerechnet. Inwieweit die anvisierten 3,0 GW realisiert werden können, scheint wegen der

fehlenden Rentabilität für diese Investitionen sehr zweifelhaft.

Die in [Tab. 1.3](#) gezeigte Stilllegung von 12,1 GW Kernkraftwerksleistung und der Neubau von 2,5 GW bei Erdgaskraftwerken sowie von 2,3 GW bei Speicherkraftwerken passen gut mit den in [Tab. 1.2](#) gezeigten Veränderungen der installierten Kraftwerksleistung von 2015 bis 2025 zusammen. Aber sowohl bei Braunkohle- als auch bei Steinkohlekraftwerksleistung gibt es erhebliche Differenzen:

- Für **Braunkohle** sehen die in [Tab. 1.3](#) gezeigten tatsächlichen Planungen der Kraftwerksbetreiber nur einen Rückgang um 1,4 GW vor. Darauf gestützt haben auch die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem im Herbst 2014 erstellten Entwurf für den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 ebenfalls nur einen Rückgang von 21,2 GW in 2013 auf 19,6 GW in 2025, also um nur 1,6 GW eingeplant.¹⁵ Die Bundesnetzagentur hat diesen Entwurf nicht akzeptiert und eine Reduzierung der installierten Leistung von 8,5 GW vorgegeben, sodass laut diesen Vorgaben in 2025 nur noch 12,6 GW ([Tab. 1.2](#), Z. (1.2), Sp. (2)) Braunkohlekraftwerksleistung installiert ist.

Selbst wenn man zu den von den Kraftwerksbetreibern geplanten Reduzierungen von 1,4 GW die in den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 beschlossene "schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken in einem Umfang von 2,7 GW"¹⁶ berücksichtigt, resultiert nur ein Rückgang von insgesamt 4,1 GW. Ist der in [Tab. 1.2](#) gezeigte, von der Bundesnetzagentur vorgegebene Rückgang der installierten Braunkohlekraftwerksleistung von insgesamt 8,5 GW politisches Wunschdenken?

- Für **Steinkohle** sehen die in [Tab. 1.3](#) gezeigten Planungen der Kraftwerksbetreiber eine Erhöhung der installierten Leistung um 1,6 GW vor. Die Übertragungsnetzbetreiber gingen in ihrem Entwurf von einer Reduzierung um 1,3 GW (von 25,9 GW in 2013 auf 24,6 GW in 2025¹⁷) aus, da sie offensichtlich glaubten, dass ein Teil der geplanten Kohlekraftwerke wegen fehlender Rentabilität von den Kraftwerksbetreibern nicht weiter verfolgt werden würde. Die Bundesnetzagentur hat dies nicht akzeptiert und ab 2013 eine Reduzierung der installierten Leistung von 4,1 GW vorgegeben, sodass laut diesen Vorgaben in 2025 nur noch 21,8 GW ([Tab. 1.2](#), Z. (1.3), Sp. (2)) Steinkohlekraftwerksleistung installiert sein soll.

[Tab. 1.4](#) zeigt den erwarteten Neubau von konventioneller Kraftwerksleistung ohne Berücksichtigung von Stilllegungen im Zeitraum 2025 bis 2035.

Ergebnis:

- Im Süden Deutschlands sollen mit 9,2 GW ([Tab. 1.4](#), Z. (4), Sp. (6)) rund zwei Drittel der insgesamt geplanten Neuinstallationen von 14,2 GW errichtet werden. Dort werden Reservekraftwerke besonders dringend benötigt.

Vom Kraftwerksneubau müssen die in diesem Zeitraum erwarteten Kraftwerksstilllegungen abgezogen werden, über deren Größenordnung in 2016 nur Vermutungen angestellt werden können. Falls die Stilllegungen in der Größenordnung des in [Tab. 1.4](#) angegebenen Neubaus von 14,2 GW liegen, würde insgesamt die installierte Kraftwerksleistung unverändert bleiben.

- Nach Realisierung der Speicherplanungen in Süddeutschland von 2,9 GW ([Tab. 1.4](#), Z. (4), Sp. (5))

könnten Leistungsspitzen der erneuerbaren Stromproduktion zukünftig besser genutzt und gleichzeitig die Versorgungssicherheit in Süddeutschland verbessert werden. Es scheint allerdings sehr fraglich, ob die in [Tab. 1.4](#) gezeigten Kraftwerksplanungen in nennenswertem Umfang umgesetzt werden können, da sowohl neue Gas- als auch Speicherkraftwerke nicht rentabel betrieben werden können, obwohl genau derartige Kraftwerke dringend für die Energiewende benötigt werden.

Tab. 1.4 : Neubau von konventioneller Kraftwerksleistung ohne Berücksichtigung von Stilllegungen, 2025 bis 2035

| Installierte Leistung* [GW] | (1) Kernenergie | (2) Braunkohle | (3) Steinkohle | (4) Erdgas | (5) Speicher | (6) Summe | (6a) Anteil |
|---|-----------------|----------------|----------------|-------------|--------------|------------------|--------------------|
| (1) Norden | - | - | - | 0,5 | 0,2 | 0,7 | 5% |
| (2) Osten | - | - | - | 0,9 | 0,3 | 1,2 | 8% |
| (3) Westen | - | - | - | 2,4 | 0,7 | 3,2 | 22% |
| (4) Süden | - | - | - | 6,2 | 2,9 | 9,2 | 65% |
| (5) Summe | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,1 | 4,1 | 14,2 | 100% |
| (5a) Anteil | 0% | 0% | 0% | 71% | 29% | 100% | |
| (6) zusätzlich Erdgas** < 10 MW insgesamt | | | | 2,0 | | 2,0 | |

* Netto-Engpassleistung;

** kleine dezentrale Erdgaskraftwerke mit jeweils weniger als 10 MW installierte Leistung.

Quelle: [NEP 2025/2, Begleitdokumente, NEP und O-NEP 2025, Kraftwerksliste zum Entwurf Szenariorahmen NEP/O-NEP 2025]; siehe hierzu Tab. A1.3 im Anhang dieses Buches.

[Abb. 1.5](#) gibt einen Vergleich der konventionellen mit der erneuerbaren installierten Kraftwerksleistung (Netto-Engpassleistung) für den Zeitraum 2015 bis 2035