

# ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN KAPAZITÄTSBILANZ 2020 - 2035



Eine Studie im Auftrag der  
RWE Power AG



## IMPRESSUM

### **enervis energy advisors GmbH**

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

[www.enervis.de](http://www.enervis.de)

[kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)

**Eine Studie im Auftrag der:**

**RWE Power AG**

**Datum: März 2020**

enervis hat diese Unterlage sorgfältig zusammengestellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der in den Unterlagen dargestellten Informationen übernommen.  
Die aufbereiteten Informationen stellen keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden. Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

## Inhalt

Kernergebnisse .....	4
1 Ausgangssituation und Zielstellung .....	5
2 Methodik und Fokussierung .....	6
3 Zentrale Annahmen zur Referenzentwicklung .....	8
3.1 Zentrale Annahmen in der Übersicht.....	8
3.2 Verfügbarkeitsannahmen .....	8
3.3 Spitzenlastentwicklung .....	10
3.4 Stilllegungen und Zubauten.....	12
3.5 Umgang mit Kraftwerksreserven .....	15
3.6 Zwischenfazit.....	16
4 Nationale Kapazitätsbilanz.....	18
4.1 Zeitliche Entwicklung der Kapazitätssituation .....	18
4.2 Zeitliche Entwicklung der Systemmarge .....	19
4.3 Kapazitätsbilanz 2019 .....	19
4.4 Kapazitätsbilanz 2020 .....	21
4.5 Kapazitätsbilanz 2025 .....	22
4.6 Kapazitätsbilanz 2030 .....	23
4.7 Kapazitätsbilanz 2035 .....	23
4.8 Zwischenfazit.....	24
5 Sensitivitäten zur Kapazitätsbilanz 2030 .....	25
5.1 Kapazitätsbilanz 2030 – Sensitivitätsbetrachtung.....	25
5.2 Deckungslücke und potentiell benötigter Ausbau an Gaskapazitäten .....	26
5.3 Zwischenfazit.....	27
6 Entwicklung der deutschen Strombilanz.....	28
6.1 Entwicklung der nationalen Strombilanz .....	28
6.2 Zwischenfazit.....	30
7 Anhang.....	31

## Kernergebnisse

### Kernergebnisse auf einen Blick

- Bei nationaler Kapazitätsbilanzierung sind die Kapazitätsreserven im Zuge des Kernenergieausstiegs sowie der zusätzlichen Stilllegungen durch den Kohleausstieg in Deutschland gemäß den Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung bzw. dem geplanten Kohleausstiegspfad nach Gesetzentwurf der Bundesregierung aufgezehrt. Dies bewirkt ein erhebliches Leistungsdefizit, das bereits im Jahr 2025 6 GW beträgt und bis 2030 auf 11 GW bzw. 2035 auf 17 GW weiter deutlich anwächst.
- Jede über den geplanten Ausstiegspfad hinausgehende Kapazitätsreduktion vergrößert das Leistungsdefizit und führt zu einer weiteren Verschärfung des Anspannungsgrades hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- Im Kontext einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors und bei gleichzeitiger Stagnation des Windenergieausbaus steigt das Leistungsdefizit im Jahr 2030 im Vergleich zum betrachteten Referenzszenario von 11 auf 28 GW an.
- Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen über den Ausbau von Klein-KWK, Großbatteriespeichern und Demand-Side Management (DSM) sowie weiteren Stilllegungen, müssten so im Zeitraum 2020 – 2030 18 bis 42 GW an installierter Nettoleistung zugebaut werden. Dies entspricht einem jährlichen Zubau von 1,8 bis 4,2 GW an Nettoleistung.
- Soll eine ausgeglichene nationale Leistungsbilanz trotz des parallelen Kernenergie- und Kohleausstiegs erreicht werden, so müssen Stilllegungen durch andere Maßnahmen kompensiert werden. Möglich wäre eine Erschließung von lastseitiger Flexibilität oder der Neubau weiterer Kraftwerke über das hier bereits angenommene Maß hinaus.
- Im Zuge des Kernenergie- und voranschreitenden Kohleausstiegs entwickelt sich Deutschland mittelfristig temporär zum Nettoimporteur für Strom. Sollten die politischen Zielsetzungen (wie z.B. 65 % EE-Ausbau laut Klimapakete) nicht erreicht werden und sollte der Stromverbrauch durch die Sektorenkopplung steigen, so bleibt Deutschland auch langfristig Nettoimporteur.

# 1 Ausgangssituation und Zielstellung

Die Eckpunkte des Kohleausstiegs sehen mittelfristig eine Reduzierung der Kohlekapazitäten von aktuell rd. 40 GW auf 17 GW bis zum Jahr 2030 vor.

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ (WSB-Kommission) hat im Februar 2019 einen Vorschlag für einen Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung in Deutschland vorgelegt. Spätestens im Jahr 2038 soll danach das letzte Kohlekraftwerk stillgelegt werden. Des Weiteren empfiehlt die Kommission die Reduzierung der Kohlekapazitäten von aktuell knapp 40 Gigawatt (GW) auf 30 GW bis Ende 2022 und maximal 17 GW bis zum Jahr 2030. Die Bundesregierung folgt den Empfehlungen der WSB-Kommission und will diese durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) konsequent umsetzen.<sup>1,2</sup> Mit Blick auf den Kernenergieausstieg (9,5 GW) bis zum Jahr 2022, soll dabei der Kohleausstieg so erfolgen, dass zu jedem Zeitpunkt die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt.

Zielstellung dieser Studie ist es, einen Ausblick auf die Entwicklung der deutschen Kapazitätsbilanz zu geben.

Zielstellung dieser Studie ist es, eine quantitative und transparente Aussage darüber zu treffen, wie sich die deutsche Kapazitätsbilanz im Kontext des Kohleausstiegs entwickelt. In einem Referenzszenario und einem Stresstest wird untersucht, wie sich der aktuelle Überschuss an gesicherter Leistung mittelfristig entwickelt und welcher Zubau an Kapazitäten notwendig ist, damit eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt.

Die vorliegende Studie stellt keinen Ersatz für umfassende probabilistische Netzsimulationen zur Versorgungssicherheit dar, ermöglicht aber eine Einschätzung zur zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz. Dies dient einer sachorientierten Diskussion über die Implikationen des Kohleausstiegs für die nationale Kapazitätsbilanz.

## Zwischenfazit

- Die Bundesregierung folgt den Empfehlungen der WSB-Kommission und will diese durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz konsequent umsetzen.
- Der anvisierte Kohleausstiegspfad bedeutet eine deutliche Reduktion von Kraftwerksleistung v. a. im Kontext des Kernenergieausstiegs.
- Vor diesem Hintergrund hat die RWE AG die enervis energy advisors GmbH beauftragt einen quantitativen und transparenten Ausblick auf die mittelfristige Entwicklung der deutschen Kapazitätsbilanz zu geben.

<sup>1</sup> BMWi (2019): Rahmen und nächste Schritte für die Kohleausstiegsgesetzgebung

<sup>2</sup> Deutscher Bundestag (2020): Drucksache 19/17342 – Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze

## 2 Methodik und Fokussierung

Die Leistungs-bilanzierung wird für eine Referenz-entwicklung vorgenommen. Für das Jahr 2030 erfolgt zusätzlich eine Stresstest-betrachtung.

Im Fokus der Studie steht eine deterministische Kapazitätsbilanzierung für Deutschland sowie Analysen zur Entwicklung der Kapazitätssituation für die Stützjahre 2020, 2025, 2030 und 2035. Die Leistungsbilanzierung wird für eine Referenzentwicklung vorgenommen und für das Zieljahr 2030 zusätzlich einem „Stresstest“ unterzogen.

Für das Marktgebiet Deutschland wird in der Analyse eine blockscharfe Entwicklung der Erzeugungskapazitäten bis 2035 hinterlegt. Für die Referenzentwicklung kann auf die enervis-Kraftwerksdatenbank zurückgegriffen werden, ergänzt um zentrale energiewirtschaftliche Studien, die einen aktuellen Ausblick auf diese Entwicklung beinhalten. Abbildung 1 skizziert die zentralen Annahmen für die Referenzentwicklung und den Stresstest der vorliegenden Studie.

	Referenzentwicklung	Stresstest
Aufsatzpunkt Leistungsbilanz	Kraftwerksliste der BNetzA mit Stand vom 11.11.2019	
Stilllegungsanzeigen	Kraftwerksstilllegungsanzeigen nach KWSAL mit Stand vom 17.01.2020	
Reserveelemente	Fortschreibung der Netzreserve, Aufbau der Kraftwerksreserve und Neubausegment Netzstabilitätsanlagen, Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG, Berücksichtigung Ablav	
Entwicklung Kohlekapazitäten	Kabinettschlussfassung KVBG	
Ausbaupfade Erneuerbare Energien	Kurzfristig entlang aktueller Ausschreibungsvolumen / Projektpipeline; Mittel- bis langfristig: 20 GW Offshore und 65 % EE-Zielerreichung bis 2030	Verzögerter Ausbau Erneuerbarer Energien bei gleichzeitig steigender Stromnachfrage: rd. 50 % EE-Anteil in 2030
Entwicklung der nationalen Spitzenlast und des Systemdienstleistungsbedarfs	Konstante Spitzenlast mit Aufsatzpunkt 2017, konstanter SDL-Bedarf	Anstieg der Spitzenlast im Kontext Sektorenkopplung und Klimapaket
Nettostromverbrauch	Konstanter Nettostromverbrauch bei rd. 540 TWh (inkl. Netzverluste exkl. Pumpspeichernachfrage)	Anstieg des Nettostromverbrauchs auf rd. 647 TWh in 2035 (inkl. Netzverluste exkl. Pumpspeichernachfrage)
KWK, DSM und Batteriespeicher	Mäßiger Zubau von Klein-KWK, DSM und weiterer Großbatteriespeicherausbau gemäß Referenzentwicklung enervis	Verzögerter Ausbau von DSM und Batteriespeichern

Abbildung 1: Annahmen in der Übersicht

Eine deterministische Kapazitätsbilanz ist kein Ersatz für eine probabilistische Modellierung, dennoch aber eine wertvolle Ergänzung.

Eine deterministische Leistungsbilanzierung ist eine in der energiewirtschaftlichen Literatur weit verbreitete Methode zur Beurteilung der Situation der Versorgungssicherheit. So sind deterministische Leistungsbilanzierungen häufig in der energiewirtschaftlichen Literatur und auch in verschiedenen öffentlichen Monitoringansätzen zu finden.<sup>3</sup> Losgelöst von energieökonomischen Effizienzüberlegungen, richtet sich zum Teil auch das politische Interesse an Kapazitätsbilanzen bzw. an einer nationalen Kapazitätsautarkie aus.

<sup>3</sup> Agora Energiewende (2017): Kohleausstieg, Stromimporte und -exporte sowie Versorgungssicherheit. [https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/user\\_upload/Agora\\_Kurzanalyse-Kohleausstieg-und-Versorgungssicherheit\\_10112017.pdf](https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/user_upload/Agora_Kurzanalyse-Kohleausstieg-und-Versorgungssicherheit_10112017.pdf).  
 Übertragungsnetzbetreiber (2018): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021, Stand 29.10.2019. [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2018.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2018.pdf)

Eine deterministische Leistungsbilanz kann keine Ergebnisse zur Wahrscheinlichkeit, zum Umfang, zur Dauer und zu den Kosten einer Versorgungsunterbrechung liefern und stellt somit keinen Ersatz für komplexe probabilistische Simulationen zur Versorgungssicherheit dar. Dennoch erlaubt die Methodik eine aussagekräftige Beurteilung der Situation der Versorgungssicherheit.

Die deterministische Leistungsbilanzierung weist Vorteile insbesondere in Hinsicht auf Transparenz und Nachvollziehbarkeit auf. Die Methodik ist weniger von Annahmen getrieben und liefert zumeist stabilere Ergebnisse. So ist sie geeignet, um einen Eindruck der zeitlichen Entwicklung zu geben oder um den Einfluss bestimmte Parameter aufzuzeigen.

In der vorliegenden Studie wird grundsätzlich der in den letzten Jahren fortlaufend weiterentwickelten Methodik der Leistungsbilanzierung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gefolgt.<sup>4</sup>

#### Zwischenfazit

- Im Fokus der Studie steht eine deterministische Kapazitätsbilanzierung für Deutschland für die Stützjahre 2020, 2025, 2030 und 2035.
- Eine deterministische Leistungsbilanzierung ist eine in der energiewirtschaftlichen Literatur weit verbreitete, transparente und nachvollziehbare Methode zur Beurteilung der Versorgungssicherheit. Die Methodik ist weniger von Annahmen getrieben und liefert zumeist stabilere Ergebnisse.
- Losgelöst von energieökonomischen Effizienzüberlegungen, richten sich auch Monitoringprozesse sowie zum Teil das politische Interesse an Kapazitätsbilanzen aus.
- Vorteile der Methodik liegen in den transparenten und nachvollziehbaren Ergebnissen.

---

<sup>4</sup> 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2018): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021, Stand 29.10.2019. [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2018.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2018.pdf)

## 3 Zentrale Annahmen zur Referenzentwicklung

In diesem Kapitel werden die zentralen Annahmen der vorliegenden Studie vorgestellt.

### 3.1 Zentrale Annahmen in der Übersicht

Analysen zur Versorgungssicherheit stützen sich auf eine Vielzahl von Annahmen und Parametern.

Die im Rahmen dieser Analyse getroffenen Annahmen stützen sich weitgehend auf Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur (BNetzA), der deutschen Stromnetzbetreiber und des Verbands europäischer Stromnetzbetreiber (entso-e). Hierbei wurde ebenso auf den Netzentwicklungsplan 2030 (NEP2030 Version 2019) zurückgegriffen.<sup>5</sup> Die Fokussierung auf eine Auswahl qualitativ priorisierter Quellen von in der energiewirtschaftlichen Diskussion etablierten Institutionen, insbesondere Behörden und Netzbetreibern bzw. ihren Verbänden, gewährleistet die Konsistenz und Plausibilität der getroffenen Annahmen.

In denjenigen Bereichen, in denen keine umfassenden Informationen durch Netzbetreiber bereitgestellt werden, wurden eigene Recherchen angestellt. Dies betrifft insbesondere Kraftwerksverfügbarkeiten zum Zeitpunkt der Spitzenlast. Darauf aufbauend wurde eine überwiegend blockscharfe, jedoch mindestens kraftwerkscharfe Übersicht des relevanten Kraftwerksparks erarbeitet. Ferner werden regulatorische Maßnahmen zum Erhalt der Versorgungssicherheit, sofern sie zum jetzigen Zeitpunkt absehbar sind, im Rahmen der Untersuchung berücksichtigt. Dies umfasst insbesondere die Netzreserve, Kapazitätsreserve, Netzstabilitätsanlagen und die Sicherheitsbereitschaft.

### 3.2 Verfügbarkeitsannahmen

Ausfälle konventioneller Kraftwerke wurden basierend auf einer statischen Faltung abgeleitet.

Für eine deterministische Leistungsbilanzierung sind statische Verfügbarkeiten für alle Technologien zu Spitzenlastzeiten anzunehmen. In Bezug auf die Verfügbarkeiten der konventionellen und erneuerbaren Leistungen spielt die implizite Annahme eines Sicherheitsniveaus eine entscheidende Rolle. Je höher die Anforderung an ein Sicherheitsniveau, desto niedriger ist die anzusetzende Verfügbarkeit. Diese Überlegungen lassen sich in einer deterministischen Kapazitätsbilanz, bedingt durch die Methodik, nicht vollständig auflösen. Daher müssen zum Teil Annahmen, die ein unterschiedliches Sicherheitsniveau widerspiegeln, in der Analyse zusammengeführt werden.

Abbildung 2 verschafft eine Übersicht über die in dieser Studie zugrunde gelegten Annahmen.

---

<sup>5</sup> 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030.  
[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf)



Die Annahmen zu Nicht-Verfügbarkeiten des konventionellen Kraftwerkparks aufgrund von Ausfällen wurden aus einer rekursiven Faltung abgeleitet. Hierzu wurde auf Modellierungen der RWTH Aachen zurückgegriffen. Die Ergebnisse der rekursiven Faltung wurden in deterministische Faktoren überführt. Zusätzlich wurden Nicht-Verfügbarkeiten zu Spitzenlastzeiten aufgrund von Kraftwerksrevisionen berücksichtigt, die entsprechend den Angaben der ÜNB angesetzt worden sind.

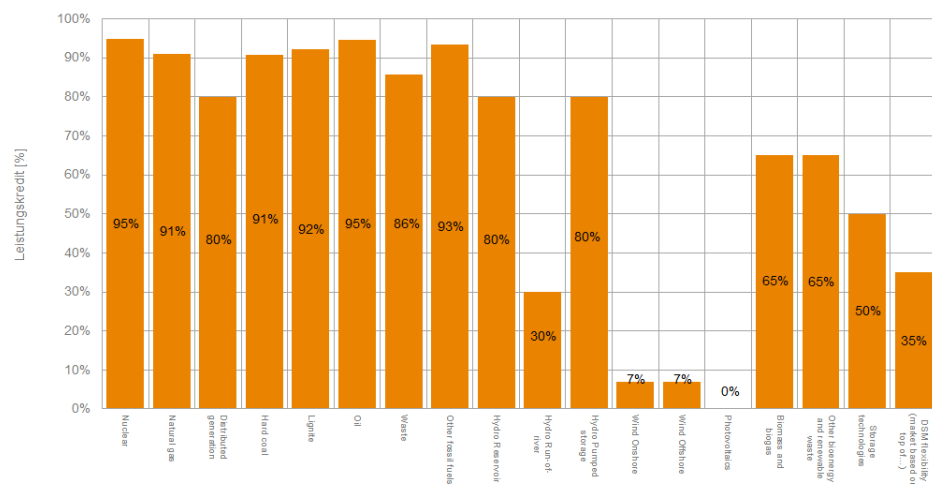


Abbildung 2: Annahmen zur Verfügbarkeit verschiedener Technologien

Verfügbarkeiten von EE-Anlagen basieren auf der Mittelung verschiedener Literaturwerte und berücksichtigen Glättungseffekte.

Darüber hinaus sind Annahmen zur Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien (EE) zu Spitzenlastzeiten zu treffen. Hierbei kann auf einen breiten Literaturkörper zurückgegriffen werden, der eine realistische Einschätzung der Verfügbarkeiten ermöglicht. Der im Sinne der Versorgungssicherheit relevante Verfügbarkeitswert, wird auch als Kapazitätskredit bezeichnet.

Die niedrigen Kapazitätskredite Erneuerbarer Energien spiegeln wider, dass diese nur eingeschränkt zur Versorgungssicherheit beitragen können. Für die Photovoltaik ergibt sich basierend auf Angaben der ÜNB ein Kapazitätskredit von 0 %, da kritische Stunden aus Versorgungssicherheitsperspektive in den Abendstunden von Wintertagen liegen, in denen die Photovoltaik erwartungsgemäß keine relevanten Beiträge liefern kann.<sup>6</sup>

Für Windkraftanlagen setzten die ÜNB pauschal einen Kapazitätskredit von 1 % an. Dieser Wert bezieht sich auf die minimale Erzeugung von Anlagen innerhalb Deutschlands und berücksichtigt keine eventuellen Ausgleichseffekte. In der vorliegenden Studie wurde daher der Wert für die Onshore- und Offshore-Windenergie auf 7 % angehoben.<sup>7</sup> Diesem Kapazitätskredit liegt eine Metaanalyse verschiedener Studien zur Verfügbarkeit der Windenergie zugrunde.

<sup>6</sup> Übertragungsnetzbetreiber (2018): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021, Stand 29.10.2019.

<sup>7</sup> Eine Unterteilung in Onshore- und Offshore-Windenergie war nicht möglich, da ein Großteil der verfügbaren Quellen hier nicht differenziert.

In der Mehrzahl der analysierten Studien bewegt sich die Verfügbarkeit von Windenergie zwischen 5 und 10 %. Die gewählten 7 % entsprechen dem Mittelwert, wobei bei jährlichen Schwankungen jeweils der untere Wert des Korridors eingegangen ist. Nicht explizit berücksichtigt ist dabei, dass die Bereitstellung gesicherter Leistung durch Windkraft, durch die hohe Anlagenkonzentration im Norden und die damit verbundenen Netzengpässe erschwert wird.

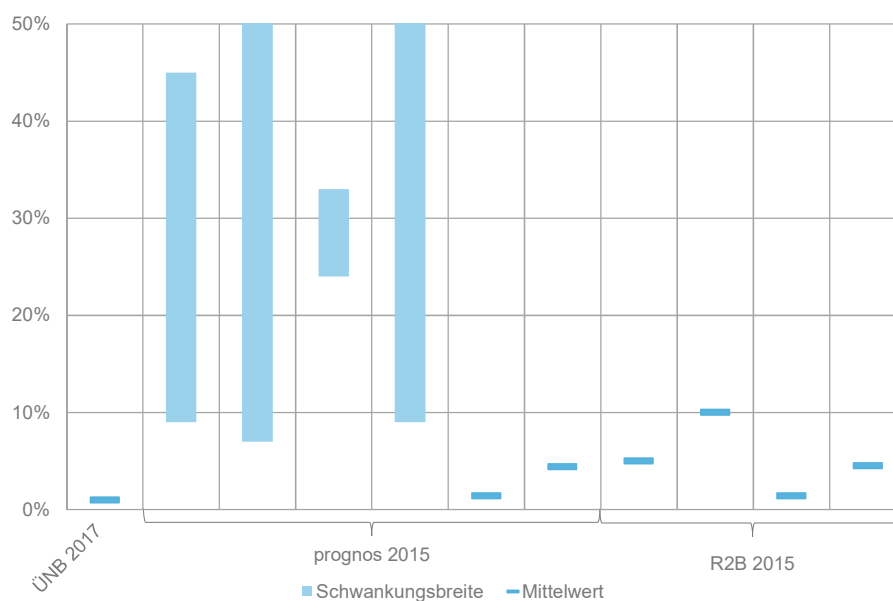


Abbildung 3: Verfügbarkeit europäischer Windkraftanlagen zur Spitzenlast, (y-Achse beschnitten, Werte gehen z.T. über 50 % hinaus; Balken repräsentieren Schwankungsbreiten)

Für die Verfügbarkeit weiterer Technologien, wie Biomasse, Wasserkraft, dezentrale Erzeuger, und Demand Side Management, wurden weiterführende Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB Leistungsbilanz, ENTSO-E Mid Term Adequacy Forecast und Netzentwicklungsplan 2019, Version 2) herangezogen. Annahmen zur Verfügbarkeit von Speichern und Demand Side Management greifen auf Prognos (2018) zurück.<sup>8</sup>

### 3.3 Spitzenlastentwicklung

Die Spitzenlast ist geprägt von der strukturellen Verbrauchsentwicklung und wetterbedingten Schwankungen.

Das Niveau der Versorgungssicherheit wird neben der Angebotsseite von der maximal abzudeckenden Nachfrage bzw. Spitzenlast bestimmt, deren Entwicklung wiederum von zwei sich überlagernden Faktoren geprägt ist.

Zum einen können Veränderungen des Stromverbrauchs Rückwirkungen auf die Spitzenlast haben. Tendenziell ist beispielsweise durch die Sektorenkopplung und fortschreitende Elektrifizierung, mit zunehmendem Stromverbrauch und auch mit höheren Spitzenlasten zu rechnen.

<sup>8</sup> Boston Consulting Group, prognos (2018): Klimapfade für Deutschland. [https://www.prognos.com/uploads/tx\\_atwpubdb/BDI-Studie\\_-\\_Klimapfade\\_f%C3%BCr\\_Deutschland\\_-\\_Druckversion\\_12.01.2018.pdf](https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/BDI-Studie_-_Klimapfade_f%C3%BCr_Deutschland_-_Druckversion_12.01.2018.pdf)

Die Annahmen zur zeitlichen Entwicklung der Nachfrage stützen sich auf eine Metaanalyse unterschiedlicher Studien, u.a. auf den bestätigten NEP2030 (Version 2019), den Entwurf zum Szenariorahmen des NEP2035 (2021) und den Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year Network Development Plan) TYNDP 2018 der entso-e.<sup>9</sup> Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der nationalen Spitzenlast in den unterschiedlichen Studien auf Basis des Jahres 2016.

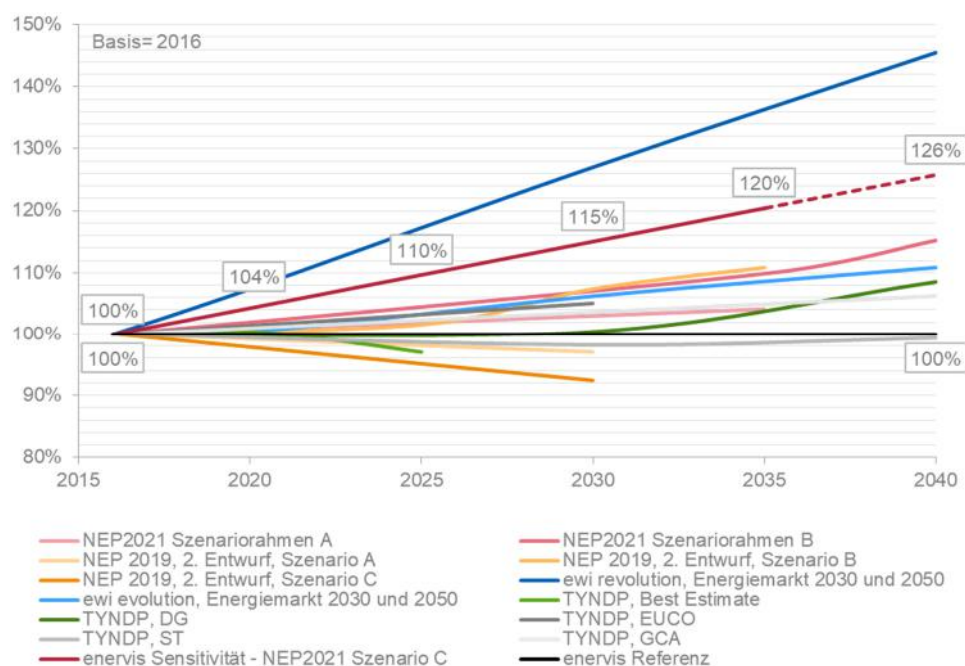


Abbildung 4: Entwicklung der nationalen Spitzenlast bis 2035

Für die vorliegende Studie wird im Referenzszenario das Niveau der nationalen Spitzenlast auf Basis des Jahres 2016 fortgeschrieben, die mit 86,6 GW in etwa im langfristigen Mittel liegt (vgl. Abbildung 5). Hierbei wird angenommen, dass eine Steigerung der Spitzenlast durch zusätzliche Stromnachfrage durch eine steigende Energieeffizienz kompensiert wird. Für den Stresstest 2030 wird eine lineare Steigerung der nationalen Spitzenlast gemäß Szenario C des Entwurfs für einen Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) angenommen.

Spitzenlast schwankt allein aufgrund der Wetterabhängigkeit um 4-5 GW; zwischen rd. 87 und fast 92 GW.

Neben der langfristigen Entwicklung des Stromverbrauchs, ist die Spitzenlast entscheidend vom Wetter bzw. insbesondere der Temperatur im jeweiligen Jahr geprägt. Abbildung 5 zeigt auf Grundlagen von Modellierungen der RWTH Aachen die deutsche Spitzenlast exklusive Leistungsvorhaltung für Systemdienstleistungen im Jahr 2020 für einen einheitlichen temperaturbereinigten Jahresstromverbrauch in der zeitlichen Entwicklung.

<sup>9</sup> 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf)

Die witterungsbereinigte Betrachtung ist notwendig, um Jahresstromverbräuche aussagekräftig miteinander vergleichen zu können. Erkennbar schwankt die Spitzenlast allein aufgrund der Wetterabhängigkeit um 4-5 GW zwischen rund 87 und fast 92 GW.

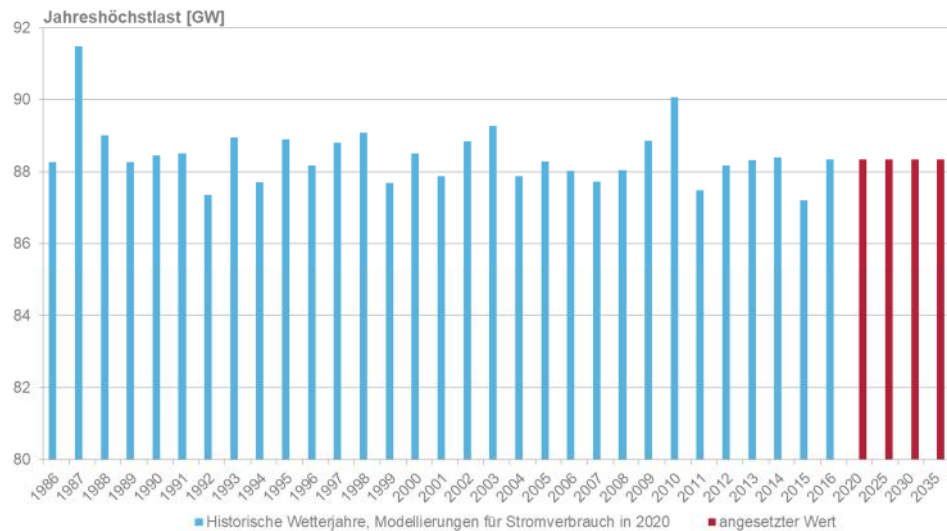


Abbildung 5: Jahreshöchstlast modelliert für historische Wetterjahre (y-Achse gekürzt)

Der Aufsatzpunkt der Spitzenlast des Jahres 2016 wird im Folgenden fortgeschrieben. Der gewählte Aufsatzpunkt liegt im langfristigen Mittel und stellt somit einen repräsentativen Wert dar.

### 3.4 Stilllegungen und Zubauten

Die Stilllegungen sind vor allem durch den Kernenergie- und Kohleausstieg geprägt.

Wichtige Einflussfaktoren der Entwicklung der Versorgungssicherheit sind zum einen Kraftwerksstilllegungen, zum anderen die Annahmen zu den Kraftwerkszubauten.

Die Kraftwerksstilllegungen wurden für die Entwicklung auf Basis der Kraftwerksstilllegungsanzeigelinste (KWSAL) der Bundesnetzagentur (BNetzA) und Veröffentlichungen zu weiteren absehbaren Rückbauten der BNetzA übernommen.<sup>10</sup> Darüber hinaus wurden die gesetzlich festgeschriebenen Stilllegungsdaten des Kernenergieausstiegs<sup>11</sup> und der Stilllegungen aus der Sicherheitsbereitschaft berücksichtigt. Der Ausstiegspfad für die Kohlekraftwerke orientiert sich dabei an der aktuellen Fassung des KVBG (mit Stand Februar 2020).

Die Stilllegungen werden dabei dem Jahr zugeordnet, in dem sie erstmalig wirksam werden. Unterjährige Austritte, z.B. aus der Sicherheitsbereitschaft Ende September, werden somit bereits im selben Jahr wirksam.

<sup>10</sup> Bundesnetzagentur (2020): Kraftwerksstilllegungsanzeigelinste (KWSAL) – Stand: 17.01.2020

<sup>11</sup> Spätestes Stilllegungsdatum ohne Berücksichtigung von Reststrommengen.

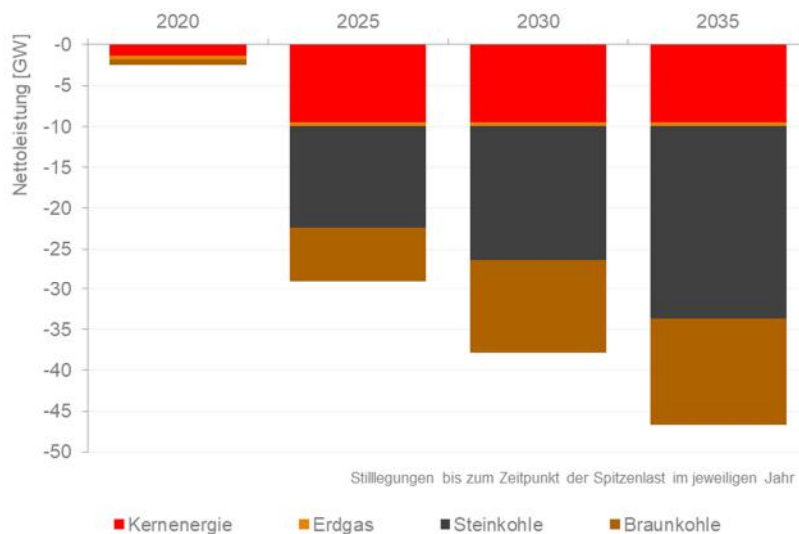


Abbildung 6: Kraftwerksstilllegungen im deutschen Marktgebiet nach Energieträger (kumuliert in GW); Zeitpunkt der Spitzenlast zum Jahresende

Bis Ende 2025 erfolgen Stilllegungen im Umfang von fast 30 GW gegenüber 2019. Rund 12 GW entfallen dabei auf Stein- und 7 GW auf Braunkohlekapazitäten. Bis 2030 bzw. 2035 summieren sich die Stilllegungen auf 38 GW bzw. 47 GW. Stilllegungen aus der Netzreserve werden durch Wiederinbetriebnahmen von zurzeit vorübergehend stillgelegten Anlagen kompensiert.

Entsprechend den Empfehlungen der Kommission soll die Kohleverstromung schrittweise reduziert und bis spätestens 2038 vollständig beendet werden. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Kohleausstieg greift diese Empfehlungen auf. Als Zielmarken sind die Jahre 2022 mit 30 GW (je 15 GW Braun- und Steinkohle) und 2030 mit 17 GW an Kohlekapazitäten (9 GW Braun- und 8 GW Steinkohle) festgelegt. Abbildung 7 zeigt einen Kohleausstiegspfad, der sich am Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz orientiert.

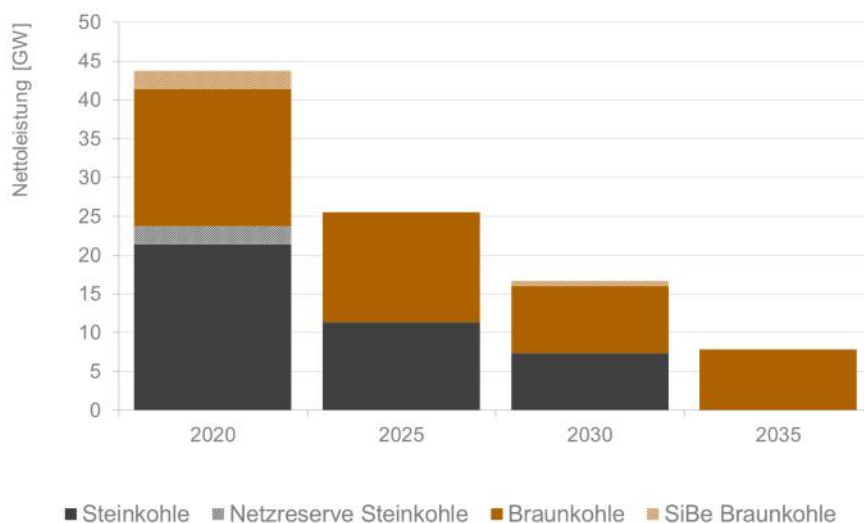


Abbildung 7: Ausstiegspfad Kohleverstromung

Analog zur Sicherheitsbereitschaft der Braunkohle wird angenommen, dass die bestehenden Steinkohlekapazitäten in der Netzreserve bis 2025 abgebaut werden.

Annahmen zu zukünftigen Inbetriebnahmen sind vor allem durch Batteriespeicher und Nachfrageflexibilitäten geprägt.

Die Annahmen zur weiteren Inbetriebnahme von steuerbaren Leistungen fasst Abbildung 8 kumuliert für die Stützjahre zusammen. Die Kapazitäten sind dabei kurzfristig von gasgefeuerten Großanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der geplanten Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln IV geprägt. Darüber hinaus wird die kontinuierliche Inbetriebnahme von dezentralen KWK-Anlagen, zentralen Batteriespeichern und DSM-Flexibilität angenommen. Hinter diesen Inbetriebnahmen steht aktuell keine konkrete Projektpipeline, die Annahmen beruhen auf einer enervis Einschätzung basierend auf dem Netzentwicklungsplans 2030 (Fortführung Szenario B). Zusätzlich zu den dargestellten Kapazitäten wird ein Potenzial von 2 GW an Gaskraftwerkskapazitäten durch (Wieder-)Inbetriebnahme berücksichtigt.

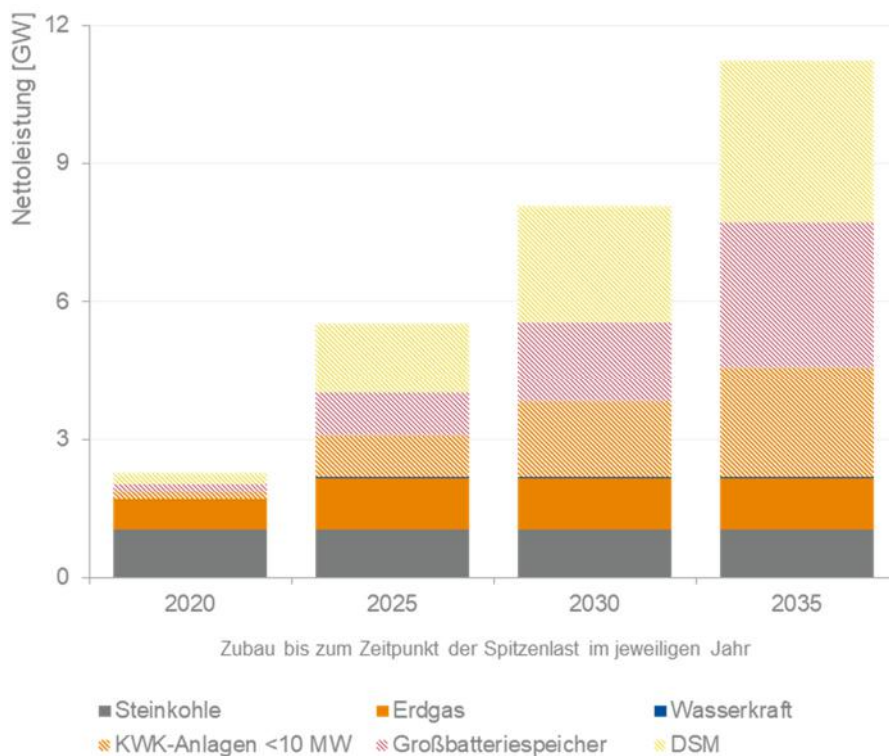


Abbildung 8: Zubau-Annahmen für das deutsche Marktgebiet (kumuliert in GW)

Zusätzliche altersbedingte Stilllegungen von rd. 7 GW bis zum Jahr 2035 erwartbar.

Der NEP2030 hinterlegt für die Bewertungen des erforderlichen Netzausbaus eine pauschale Betriebsdauer für konventionelle Kraftwerke von 45 Jahren (Szenario A). Dies ist gerade für Gaskraftwerke und damit mit Blick auf eine ausgeglichene Leistungsbilanz als eher optimistisch zu werten. Folgt man den Annahmen, ergäben sich zusätzliche altersbedingte Stilllegungen von 4,6 GW bis zum Jahr 2025 respektive rund 6 GW bis zum Jahr 2035. Die bei konsequenter Anwendung des NEP-Ansatzes zusätzlichen altersbedingten Stilllegungen werden in den weiteren Betrachtungen zur Kapazitätsbilanz nicht wirksam, sondern dienen lediglich als Anhaltswert für ein mittelfristiges, zusätzlich benötigtes Neubaupotenzial von Kraftwerkskapazitäten. Abbildung 9 zeigt das Potenzial an zusätzlichen altersbedingten Stilllegungen nach NEP-Ansatz für die betrachteten Stützjahre 2020, 2025, 2030, 2035.

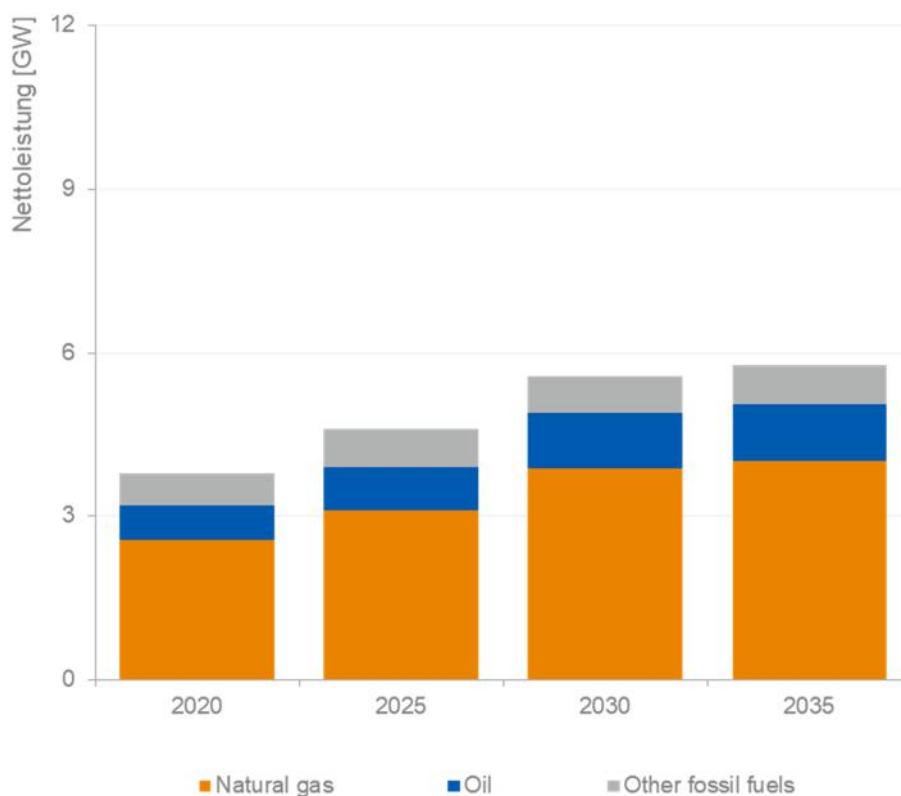


Abbildung 9: Mögliche zusätzliche altersbedingte Stilllegungen (kumuliert in GW)

### 3.5 Umgang mit Kraftwerksreserven

Voraussichtliches Abschmelzen der Reserven und kein weiterer Neubau von Kraftwerken in der Kapazitätsreserve.

Im Folgenden wird der Umgang mit diversen Reservemechanismen diskutiert. Insgesamt wird ein Rückgang der in Reserven gebundenen Kraftwerksleistungen erwartet. Das Volumen der Netzreserve sinkt gemäß der Angaben zum Winterreservebedarf<sup>12</sup> von 6,6 GW in 2019 auf 5,1 GW im Jahr 2020. Darüber hinaus kommt es zu Verschiebungen der Kraftwerke innerhalb

<sup>12</sup> Bundesnetzagentur (2019): Feststellung Netzreservekraftwerksbedarf für den Winter 2019/2020 und das Jahr 2022/2023



der Netzreserve, die bereits in Abschnitt 3.4 diskutiert wurden.

Die Kapazitätsreserve wird entsprechend der aktuellen Pläne mit 2 GW angesetzt, wobei grundsätzlich gemäß den regulatorischen Vorgaben auch ein Anstieg auf bis zu 5 % der deutschen Spitzenlast möglich ist, was rund 4 GW entsprechen würde. Bis 2025 kommt es zudem zu einem Neubau von Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW.

Da Anlagen gleichzeitig Kapazitäts- und Netzreserve bereitstellen können, sind die durch die beiden Reserve-segmente gebundenen Leistungen vor allem vom Maximalwert der beiden Reservevolumen abhängig. Ein Neubau von Anlagen in der Kapazitätsreserve wird nicht angenommen.

Die bestehende Sicherheitsbereitschaft von acht Kraftwerksblöcken mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW wird bis zum Jahr 2023 aufgelöst. Nach Gesetzentwurf KVBG wird Jänschwalde Block A für den Zeitraum 2026-2028, Block B für das Jahr 2028 sowie für den Zeitraum 2030-2033 ein 600-MW-Block in Niederaußem in die Sicherheitsbereitschaft überführt.<sup>13</sup> Es wird angenommen, dass die Anlagen zur Spitzenlastdeckung mit marktüblichen Verfügbarkeiten zur Verfügung stehen.

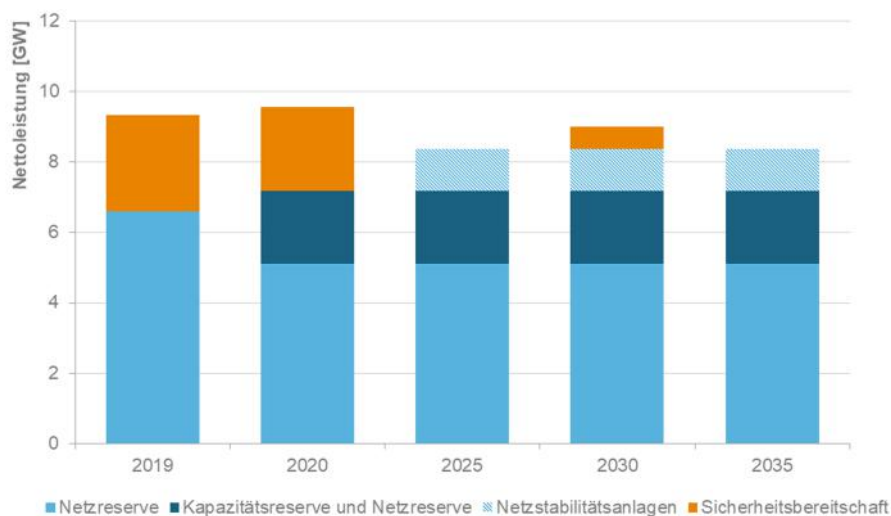


Abbildung 10: Reservesegmente (exkl. AbLaV)

### 3.6 Zwischenfazit

- Die angestellten Kalkulationen und Analysen zur Versorgungssicherheit stützen sich auf eine Vielzahl von Annahmen und Parametern. Für die Referenzentwicklung wurde dabei eine realistische und tendenziell konservative (d.h. zu einer positiven Kapazitätsbilanz neigende) Entwicklung zusammengestellt.

<sup>13</sup> Stand des Gesetzentwurfs zum KVBG wird entweder der Kraftwerksblock G oder der Kraftwerksblock H am Standort Niederaußem in die Sicherheitsbereitschaft geführt. In der vorliegenden Studie wurde wertneutral Niederaußem G für etwaige Folgerechnung herangezogen



- Die im Rahmen der Untersuchung getroffenen Annahmen stützen sich weitgehend auf Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur, der deutschen Stromnetzbetreiber oder des Verbandes der europäischen Stromnetzbetreiber entso-e. Besonders auf den Netzentwicklungsplan 2030 (2019) wurde zurückgegriffen. Der Rückgriff auf eine möglichst geringe Anzahl von in der energiewirtschaftlichen Diskussion etablierten Quellen gewährleistet die Konsistenz und Plausibilität der getroffenen Annahmen.
- In denjenigen Bereichen, in denen keine umfassenden Informationen durch die Netzbetreiber bereitgestellt werden, wurden ausführliche eigene Recherchen angestellt. Dies betrifft insbesondere Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Kraftwerksstillegungen und -zubauten.
- Hervorzuheben ist dabei, dass von einer auf niedrigem Niveau stabilen Leistungsnachfrage ausgegangen wird. Allein Wettereffekte können Schwankungen um 4-5 GW zwischen rund 87 und fast 92 GW in 2020 auslösen. Die im Rahmen dieser Studie getroffenen Annahmen sind daher, als eine Abschätzung hin zu einer positiven Systemmarge zu interpretieren.

## 4 Nationale Kapazitätsbilanz

Die im vorangegangenen Kapitel erläuterte Methodik zur Ableitung einer statischen deutschen Kapazitätsbilanz, wird im Folgenden für die Stützjahre 2020, 2025, 2030 und 2035 angewendet. Die Betrachtung repräsentiert dabei eine Analyse der Kapazitäts- und Lastsituation zum Zeitpunkt der nationalen Spitzenlast.

### 4.1 Zeitliche Entwicklung der Kapazitätssituation

Antizipierte Inbetriebnahmen können den Kohle- und Kernenergieausstieg nicht kompensieren.

In Abbildung 11 ist erkennbar, dass Kohle- und Kernenergieausstieg die Entwicklung der Leistungsbilanz maßgeblich beeinflussen. Mit rund 28 GW entfallen annähernd die gesamten Stilllegungen bis zum Jahr 2025 auf die zuvor genannten Energieträger. Weitere Marktaustritte finden nach 2025 vor allem im Stein- und Braunkohlesegment durch den bereits angekündigten Ausstiegspfad gemäß Gesetzentwurf KVBG statt. Zwar wächst die Gesamtkapazität trotz Stilllegungen im konventionellen Kraftwerkspark durch den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, muss dabei allerdings beachtet werden, dass Photovoltaik und Windkraft aufgrund der niedrigeren Kapazitätskredite nur eingeschränkt zur Versorgungssicherheit beitragen können.

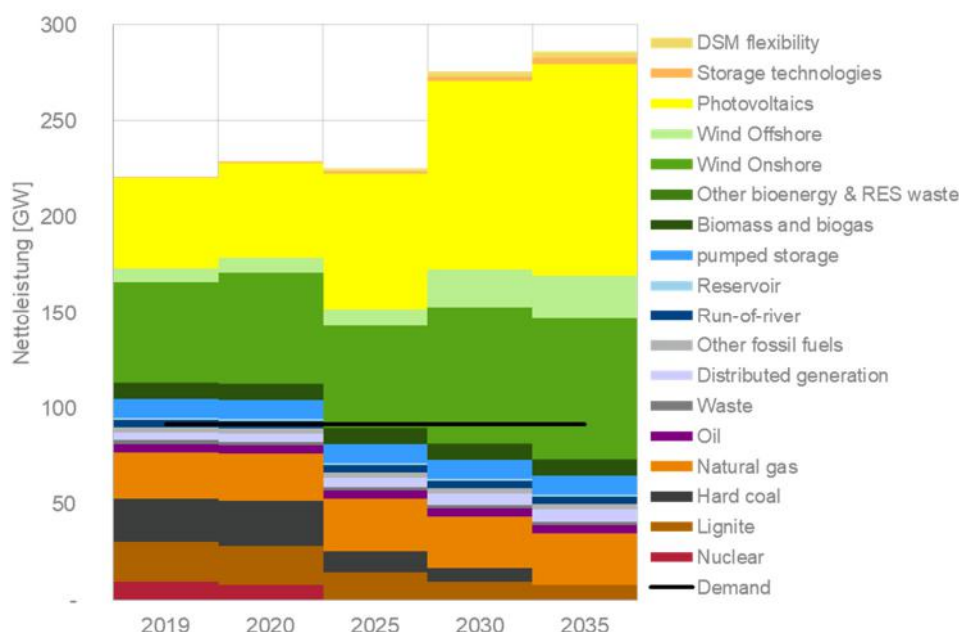


Abbildung 11: Entwicklung der Leistungsbilanz bis zum Jahr 2035

Aktuell im Bau befindliche Kraftwerkskapazitäten und darüberhinausgehende Annahmen zur Entwicklung atypischer Flexibilitäten und dezentraler Erzeugungsanlagen können den Leistungsrückgang nur anteilig ausgleichen. Weitere altersbedingte Stilllegungen, die in der Leistungsbilanz noch nicht berücksichtigt sind, müssen entweder verhindert oder durch die weitere Erhöhung von gesicherter Leistung kompensiert werden. Möglich wäre eine

Erschließung von lastseitiger Flexibilität oder der Neubau weiterer Kraftwerke über das hier bereits angenommene Maß hinaus.

## 4.2 Zeitliche Entwicklung der nationalen Systemmarge

Im Referenzszenario ergibt sich ein Defizit der deutschen Leistungsbilanz spätestens im Jahr 2025.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der gesicherten Leistung im Vergleich zur Spitzenlast im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2035. Betrachtet man die resultierende nationale Systemmarge ist erkennbar, dass ohne weitere Maßnahmen spätestens im Jahr 2025 ein Leistungsdefizit besteht. Bis 2030 und 2035 steigt dieses Defizit durch weitere Stilllegungen von Kohlekraftwerken an. In den folgenden Unterkapiteln wird die Entwicklung der Leistungsbilanz im Zeitverlauf eingehend analysiert.

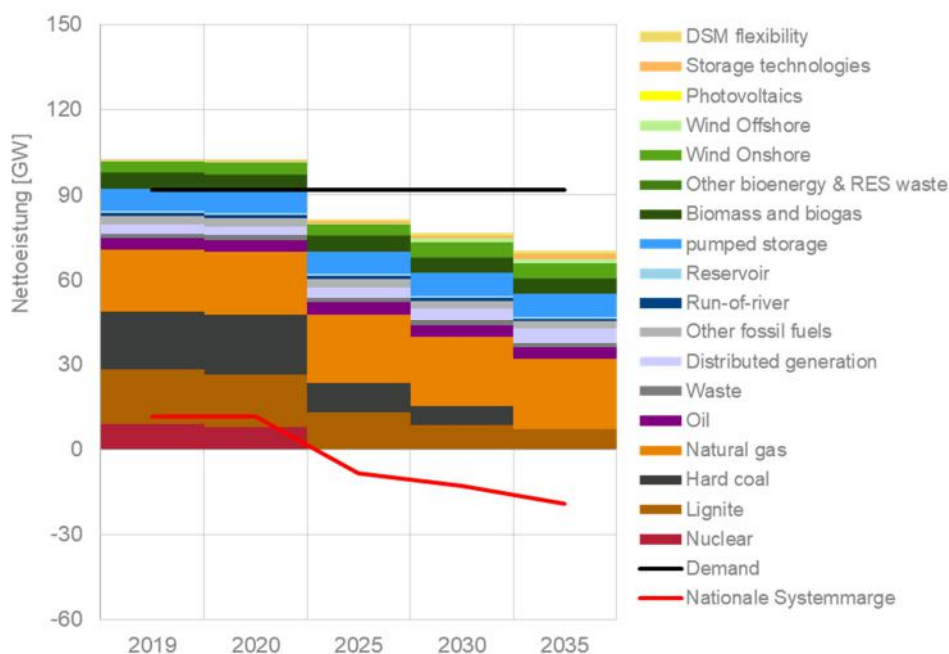


Abbildung 12: Entwicklung der Leistungsbilanz bis zum Jahr 2035

## 4.3 Kapazitätsbilanz 2019

Die Differenzbetrachtung erlaubt eine Beurteilung des nationalen Kapazitätsbudgets.

Ausgangspunkt bildet die Summe der (netto) installierten steuerbaren Leistung Ende 2019. Die resultierende Kapazität wird um Verfügbarkeit und Nicht-Verfügbarkeiten bereinigt, und entspricht alsdann der Leistung, die effektiv zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden kann.

Mit weiteren Annahmen zu Netzstabilitätsanlagen und unter Berücksichtigung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLAV), ergibt sich das gesicherte Leistungsangebot im entsprechenden Stützjahr für Deutschland. Die Reservemechanismen sind in den grafischen Darstellungen gesondert ausgewiesen.

Zusätzlich werden Verfügbarkeiten von Übertragungskapazitäten (Simultane Importkapazitäten „NTC“) in einem vereinfachten Ansatz auf Erzeugerseite berücksichtigt.<sup>14</sup> Das gesicherte Leistungsangebot wird der zu versorgenden Last gegenübergestellt, die sich aus Spitzenlast und Vorhaltungen für Systemdienstleistungen (SDL) ergibt. Die Differenzbetrachtung erlaubt anschließend eine Beurteilung des nationalen Systems für die betrachteten Situationen. Abbildung 13 zeigt das Angebot an gesicherter Kraftwerksleistung und Nachfrage der statischen Leistungsbilanz. Reserveähnliche Elemente sind in dunkelgrau, sich positiv auf die Bilanz auswirkende Elemente in grün, sich negativ auswirkende Elemente in rot dargestellt.

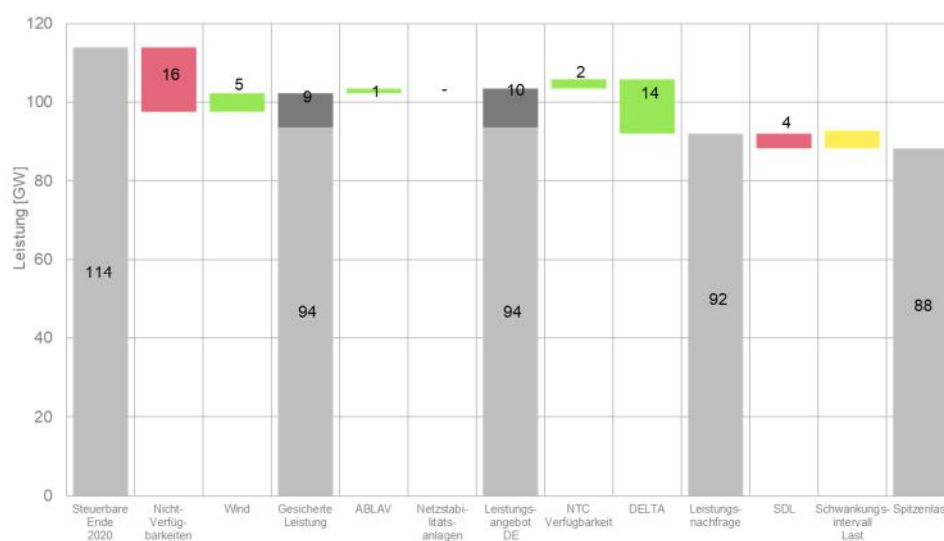


Abbildung 13: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2019

**Auskömmliches nationales Leistungsangebot in 2019. Leistungsüberschuss resultiert vor allem aus Reserven.**

Zum Ende des Jahres 2019 ist eine gesamte Leistung an steuerbaren Kraftwerkskapazitäten von 114 GW installiert. Davon stammen rund 43 GW aus Stein- und Braunkohlekraftwerken, 32 GW aus Gas- und Ölkraftwerken sowie 9,5 GW aus Kernenergie. Steuerbare Erneuerbare Energien tragen mit rund 15 GW Wasserkraft und 8 GW biogenen Brennstoffen zur Kapazitätsbilanz bei. Diese installierte Nettoleistung ist jedoch zum Zeitpunkt der Lastspitze nicht in vollem Umfang verfügbar. Technische Verfügbarkeiten, Wasserdargebot und Speicherfüllstände schränken die verfügbare gegenüber der installierten Leistung ein.

Dem Leistungsangebot steht eine Spitzenlast von 88 GW gegenüber. Hierbei sind Übertragungsnetzverluste von 2 % miteinberechnet. Systemdienstleistungen an Regelleistungsmärkten erhöhen die Leistungsnachfrage um weitere 4 GW auf insgesamt 92 GW. Somit verbleibt im Jahr 2019 ein Leistungsüberschuss von 14 GW in den deutschen Regelzonen unter Berücksichtigung aller Reserven.

<sup>14</sup> Übertragungsnetzbetreiber (2018): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021, Stand 29.10.2019.

## 4.4 Kapazitätsbilanz 2020

Stagnation des Leistungsangebots bis 2020 durch Inbetriebnahmen und Stilllegungen.

Im Jahr 2020 verändert sich das Leistungsangebot durch Stilllegungen von Bestandskraftwerken und Inbetriebnahmen von weiterer Kraftwerksleistung nur geringfügig. Abbildung 14 veranschaulicht die Entwicklung der Leistungsbilanz bis zum Jahr 2020.

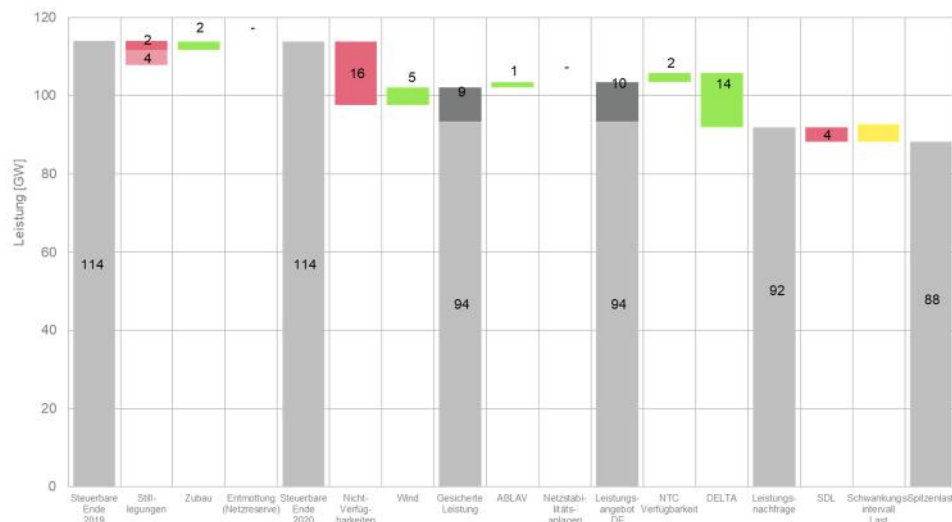


Abbildung 14: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2020

Für das Jahr 2020 ist die endgültige Stilllegung von rund 2 GW an netto-installierter Leistung zu berücksichtigen. Davon entfallen in etwa zwei Drittel der Leistung auf das Kernkraftwerk Philippsburg 2, das Ende 2019 aus dem Markt ging. Wird der pauschale Ansatz einer technischen Kraftwerkslebensdauer gemäß NEP2030 unterstellt, ergäbe sich eine weitere Kapazitätsreduzierung von rund 4 GW. Diese zusätzliche Reduktion wird in der hier aufgezeigten Kapazitätsbilanz aufgrund der Unsicherheit über Höhe und zeitliche Entwicklung nicht wirksam.

Weitere Inbetriebnahmen von im Bau befindlichen Kraftwerken erhöhen die netto-installierte Leistung um ca. 2 GW und gleichen so die endgültig stillgelegten Kapazitäten aus. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeitsannahmen, des Leistungskredits aus Windenergieanlagen, sowie weiteren verfügbarkeitsbereinigten Leistungen aus Lastabschaltungen, ergibt sich ein Leistungsangebot von 104 GW.

Mit einer Gesamtleistungsnachfrage von 92 GW ergibt sich wiederum ein Leistungsüberschuss von 14 GW, wobei 7 GW auf Leistungen in diversen Reserveelementen wie Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft sowie zusätzliche 2 GW in den Aufbau der Kapazitätsreserve fallen.

## 4.5 Kapazitätsbilanz 2025

Sinkende gesicherte Leistung im Zuge des Kernenergie- und Kohleausstiegs bis 2025, es resultiert ein Leistungsdefizit von rd. 6 GW.

Im Zuge des Kernenergie- und Kohleausstiegs sinkt der Überschuss des Leistungsangebots ab und es entsteht bis zum Jahr 2025 ein Leistungsdefizit von rund 6 GW. Die Leistungsnachfrage kann in der nationalen Betrachtung nicht durch im Markt verfügbare Kraftwerksleistung gedeckt werden. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung und Zusammensetzung der nationalen Kapazitätsbilanz bis zum Jahr 2025.

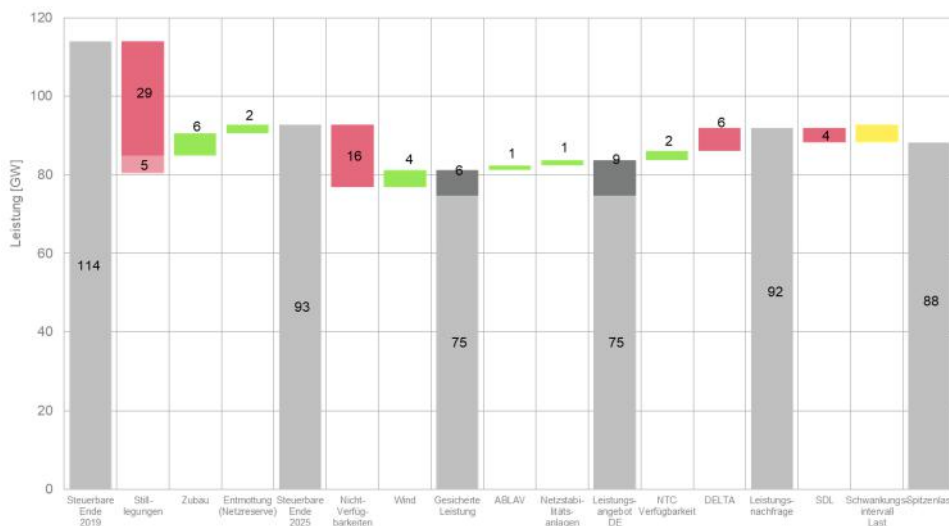


Abbildung 15: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2025

Weitere altersbedingte Stilllegungen im Umfang von bis zu 6 GW möglich.

Bis 2025 erfolgen Kraftwerksstilllegungen im Umfang von 29 GW. Weitere altersbedingte Stilllegungen im Umfang von 5 GW würden durch die beschriebene NEP-Methodik auf Basis von Kraftwerkslebensdauern erfolgen. Diese sind in Abbildung 15 jedoch nur indikativ abgetragen und fließen nicht in die Leistungsbilanz mit ein.

Unter Berücksichtigung der Annahmen zum Zubau und Entmottung von Gaskraftwerken, Kraftwerksverfügbarkeiten, Leistungskredit Windenergie und weiteren Reserveelementen ergibt sich zum Jahresende 2025 ein Leistungsangebot von 84 GW. Davon sind wiederum 5 GW in der Netzreserve gebunden und 2 GW für die Kapazitätsreserve vorgesehen.

Bei einer Gesamtleistungsnachfrage von 92 GW verbleibt, unter Berücksichtigung der NTC-Verfügbarkeiten, ein Leistungsdefizit von 6 GW. Durch das im Markt verfügbare Leistungsangebot, ist die Leistungsnachfrage auf nationaler Ebene somit nicht mehr zu decken.

## 4.6 Kapazitätsbilanz 2030

Der angenommene Leistungszubau aus atypischen Flexibilitäten und dezentralen Erzeugern kann die Kraftwerksstilllegungen nicht decken. Im Jahr 2030 resultiert ein Defizit von 11 GW.

Bis zum Jahr 2030 verschlechtert sich die Leistungsbilanz weiter. Der angenommene Leistungszubau aus atypischen Flexibilitäten und dezentralen Erzeugern kann die Kraftwerksstilllegungen im Zuge des weiteren Kohleausstiegs nicht decken. Das Angebot an verfügbarkeitsbereinigter Leistung auf nationaler Ebene beträgt demnach inkl. Reserven rd. 79 GW. Es ergibt sich ein Leistungsdefizit von 11 GW unter Berücksichtigung der NTC-Verfügbarkeiten. Die Entwicklung der Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030 ist in Abbildung 16 dargestellt.

Der Ansatz einer pauschalen Außerbetriebnahme nach Altersstruktur der Kraftwerke würde die negative Leistungsbilanz um bis zu 6 GW weiter verschärfen.

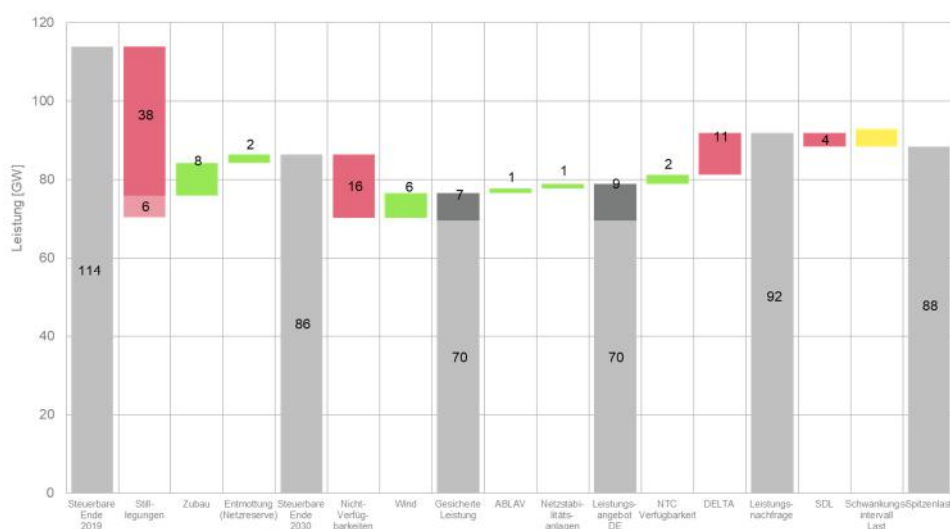


Abbildung 16: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2030

## 4.7 Kapazitätsbilanz 2035

Bis 2035 verschlechtert sich die Leistungsbilanz weiter. Es verbleibt ein Leistungsdefizit von rd. 17 GW.

Auch die zeitliche Entwicklung bis 2035 folgt dem zuvor beschriebenen Trend, wie Abbildung 17 zeigt. Das Leistungsdefizit vergrößert sich aufgrund des Kohleausstiegs weiter.

Bei einer Leistungsnachfrage von 92 GW verbleibt unter Berücksichtigung der NTC-Verfügbarkeiten ein Defizit von rund 17 GW.

Zusätzlich zu den kumulierten Stilllegungen aus dem Markt von 47 GW bis zum Jahr 2035 ergäben sich gemäß NEP-Methodik altersbedingte, zusätzliche Stilllegungen von fast 6 GW gesicherter Leistung.

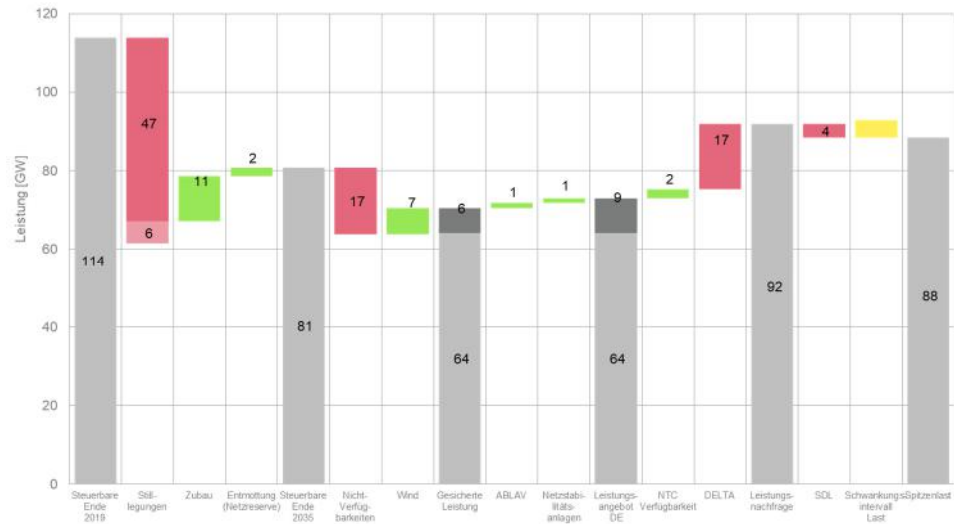


Abbildung 17: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2035

## 4.8 Zwischenfazit

- Aktuell weist Deutschland, nicht zuletzt durch diverse Reservemechanismen, einen auskömmlichen, nationalen Leistungsüberschuss auf.
- Im Zuge des Kernenergie- und Kohleausstiegs sinkt die gesicherte Leistung deutlich ab. Die Annahmen zu Stilllegungen werden dabei konservativ getroffen. Bei nationaler Kapazitätsbilanzierung in Deutschland sind die aktuell bestehenden Kapazitätsreserven mit dem Vollzug des Kernenergieausstiegs im Ergebnis aufgezehrt. Die zusätzlichen Stilllegungen durch den Kohleausstieg bewirken ein erhebliches Leistungsdefizit, das bereits im Jahr 2025 6 GW beträgt und bis 2030 auf 11 GW bzw. 2035 auf 17 GW weiter stark anwächst.
- Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Reserven nicht zur Auflösung von Knappheit am Strommarkt zu Verfügung stehen. Hier könnte es also bereits früher zu einer Zunahme der Wahrscheinlichkeit von Knappheitspreisen kommen.
- Soll eine ausgeglichene nationale Leistungsbilanz im Zuge des parallelen Kernenergie- und Kohleausstiegs erreicht werden, so müssen Stilllegungen durch andere Maßnahmen kompensiert werden. Möglich wäre eine Erschließung von lastseitiger Flexibilität oder der Neubau weiterer Kraftwerke über das hier bereits angenommene Maß hinaus.



## 5 Sensitivitäten zur Kapazitätsbilanz 2030

Zusätzlich zur Referenzentwicklung wird im folgenden Kapitel die Kapazitätsbilanz für 2030 im Stresstest-Szenario ausgewertet. Dies eröffnet die Möglichkeit, die Robustheit der Ergebnisse einzuschätzen und zu diskutieren.

### 5.1 Kapazitätsbilanz 2030 – Sensitivitätsbetrachtung

Die Annahmen in der Referenz wurden eher hin zu einer höheren Systemmarge gewählt. Die Sensitivität betrachtet realistische Annahmen mit einer im Ergebnis niedrigeren Systemmarge.

Wie in Kapitel 2 dargelegt, wurden für die Sensitivitätsbetrachtung die Einflussfaktoren Spitzenlast und Zubauraten dezentraler Flexibilitäten und Erneuerbarer Energien variiert.

Im Stresstest wird basierend auf Szenario C des Entwurfs für einen Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) eine Steigerung der nationalen Spitzenlast um ca. 15 % ggü. 2016 bis zum Jahr 2030 angenommen (vgl. Abbildung 18). Es ergibt sich dadurch eine Spitzenlast von rund 102 GW in 2030. Eine Erhöhung der Spitzenlast begründet sich dabei in erster Linie durch die Auswirkungen der Sektorenkopplung: Durch eine steigende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors kann bereits kurzfristig die Spitzenlast deutlich ansteigen.

Zusätzlich wird der Umfang des Ausbaus von Netzersatzanlagen, abschaltbaren Lasten und Batteriespeichern variiert. Auch wenn der Entwurf zum Klimapakete progressive Zielvorgaben für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien beinhaltet, zeichnet die aktuelle Situation mit schwachen Ausbauraten bei Wind und Photovoltaik ein deutlich zurückhaltenderes Bild. Für einen verzögerten Ausbau Erneuerbarer Energien wird daher eine EE-Zielerreichung von rd. 50 % in 2030 modelliert, für dezentrale Flexibilitäten wird auf Szenario A des Netzentwicklungsplans zurückgegriffen.

Zentrale Risiken liegen in einer niedrigeren Windverfügbarkeit, in einer starken Elektrifizierung und in altersbedingten Kraftwerksstilllegungen.

Im Stresstest Szenario steigt das Leistungsdefizit nochmals deutlich an. Nach Verrechnung resultierender Kapazitäten aus Stilllegungen, Zubauten und (Wieder-)Inbetriebnahmen sowie Bereinigung um Verfügbarkeiten, verbleibt ein Leistungsangebot auf nationaler Ebene von rund 75 GW, wobei davon 8 GW in den Reserveelementen Netz- und Kapazitätsreserve sowie Sicherheitsbereitschaft gebunden sind (vgl. Abbildung 10).

Bei einer Gesamtleistungsnachfrage von 105 GW verbleibt auch unter Berücksichtigung der NTC ein Leistungsdefizit von rund 28 GW. Zentrale Risiken liegen zusätzlich in einer niedrigeren Windverfügbarkeit und in einer starken Elektrifizierung.

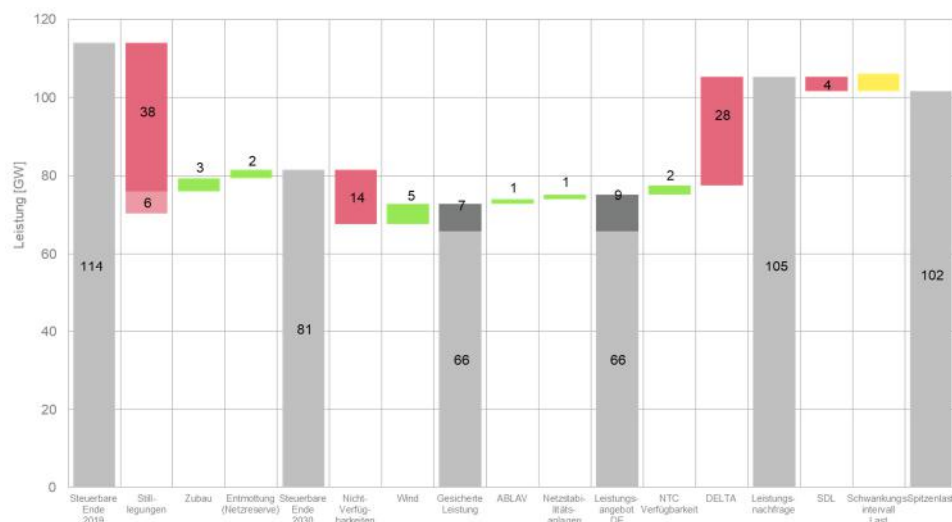


Abbildung 18: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2030 im Stresstest

Nicht zuletzt besteht, je nachdem welche Annahmen man in Bezug auf Lebensdauern von konventionellen Kraftwerken ansetzt, das Risiko von weiteren Stilllegungen konventioneller Erzeugungskapazitäten.

## 5.2 Deckungslücke und potentiell benötigter Ausbau an Gaskapazitäten

Zusätzlich benötigter Nettozubau an Gaskraftwerken im Bereich von 12 bis 30 GW.

Abbildung 19 zeigt den benötigten Nettozubau an Gaskapazitäten, um die sich im Referenz- und Stresstest Szenario für 2030 ergebende Deckungslücken auszugleichen.

Bereits im Referenzszenario ergibt sich für das Jahr 2030 ein Leistungsdefizit von rund 11 GW. Wird der angenommene Verfügbarkeitsfaktor für Gaskraftwerke miteinbezogen, entspricht dies einem notwendigen Nettozubau von fast 12 GW an Gaskapazität.

Im Stresstest-Szenario vergrößert sich die Deckungslücke von rund 11 GW auf rund 28 GW (vgl. Abbildung 16 und Abbildung 18) und damit auch der notwendige Gasausbau auf rund 30 GW. Erfolgen weitere Stilllegungen, kann die Deckungslücke um weitere 6 GW im Jahr 2030 ansteigen. Abzüglich des angenommenen Ausbaus atypischer Flexibilitäten verbleibt damit ein Leistungsdefizit, das mit Gaskapazitäten im Umfang von rund 12 bis rund 30 GW bzw. 36 GW unter Berücksichtigung weiterer Stilllegungen (NEP-Methodik) gedeckt werden müsste. Mit Berücksichtigung der Annahmen über den Ausbau von Klein-KWK, Großbatteriespeicher und DSM (zusammen rund 6 GW) sowie weiteren Stilllegungen an konventionellen Kapazitäten, müssten so im Zeitraum 2020 – 2030 18 bis 42 GW an netto installierter Leistung zugebaut werden. Dies entspricht einem jährlichen Zubau von 1,8 bis 4,2 GW an Nettoleistung.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Ggfs. Abweichungen zu Abbildung 19 aufgrund von Rundung.

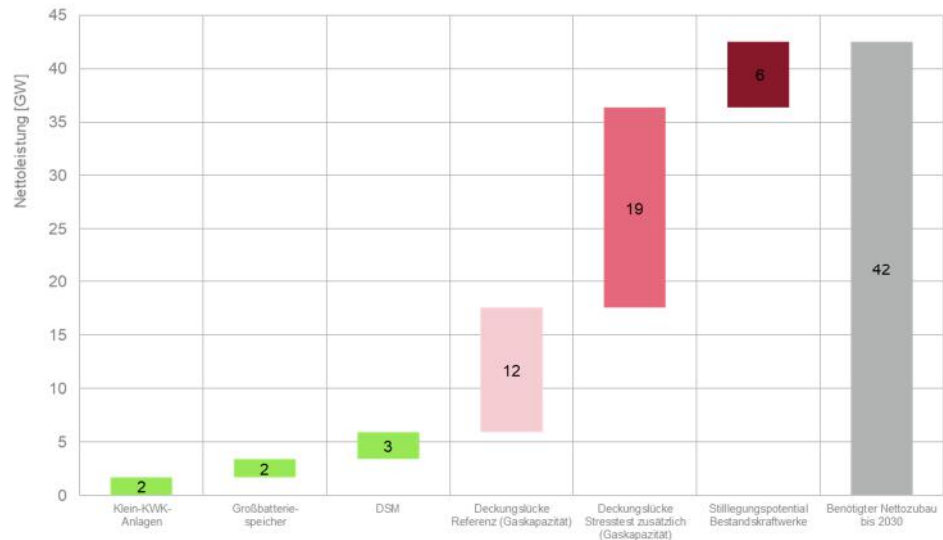


Abbildung 19: Deckungslücken und benötigter Nettozubau an Gaskapazitäten bis 2030

### 5.3 Zwischenfazit

- Die betrachtete Sensitivität analysiert eine Entwicklung der deutschen Leistungsbilanz im Kontext einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors bei gleichzeitiger Verzögerung des Windenergieausbaus.
- Vor diesem Hintergrund steigt das Leistungsdefizit im Stützjahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario von rund 11 auf 28 GW.
- Inklusive der Annahmen über den Ausbau von Klein-KWK, Großbatteriespeicher und DSM sowie der Berücksichtigung des pauschalen NEP-Ansatzes weiterer Stilllegungen konventioneller Kapazitäten nach Alter, müssten so im Zeitraum 2020 – 2030 rund 18 bis 42 GW an netto installierter Leistung (wobei konventionelle Kapazitäten mittels Gaskapazitäten ersetzt werden) zugebaut werden, um entstehende Deckungslücken in der deutschen Leistungsbilanz zu schließen. Dies entspricht einem jährlichen Zubau von 1,8 bis 4,2 GW an netto installierter Leistung.

## 6 Entwicklung der deutschen Strombilanz

Mit dem enervis Strommarktmodell erfolgt die Modellierung der deutschen Strombilanz für die betrachteten Stützjahre und Szenarien. Das Strommarktmodell ist ein umfangreiches europäisches Marktmodell zur Abbildung und Analyse von Strommärkten, das auf ökonomischen und energiemarktspezifischen Fundamentaldaten basiert.

### 6.1 Entwicklung der nationalen Strombilanz

Die Modellierung nationaler Strombilanzen für Referenz- und Stresstest-Szenario erfolgt mit dem enervis Strommarktmodell.

Ausgangspunkt der Fundamentalanalyse sind die individuellen Grenzkosten der Kraftwerke sowie die Übertragungskapazitäten ins Ausland für die zu analysierenden Märkte. Die Modellierung erfolgt sowohl für das Referenzszenario, als auch für das Stresstest-Szenario gemäß der festgelegten Szenarioentwicklung (vgl. Kapitel 2).

Im Referenzszenario bauen sich die bestehenden Exportüberschüsse bis 2025 ab. Langfristig, bis 2030 bzw. 2035, zeigt das deutsche Marktgebiet wieder eine ausgeglichene Handelsbilanz

Die Entwicklung des nationalen Kraftwerkparcs in den betrachteten Szenarien hat folglich auch Rückwirkungen auf die Strombilanz Deutschlands. Abbildung 20 und Abbildung 21 veranschaulichen für das Referenz- bzw. Stresstest-Szenario die modellierte Stromerzeugung nach Technologie und die Stromnachfrage Deutschlands für die Jahre 2020, 2025, 2030 und 2035.

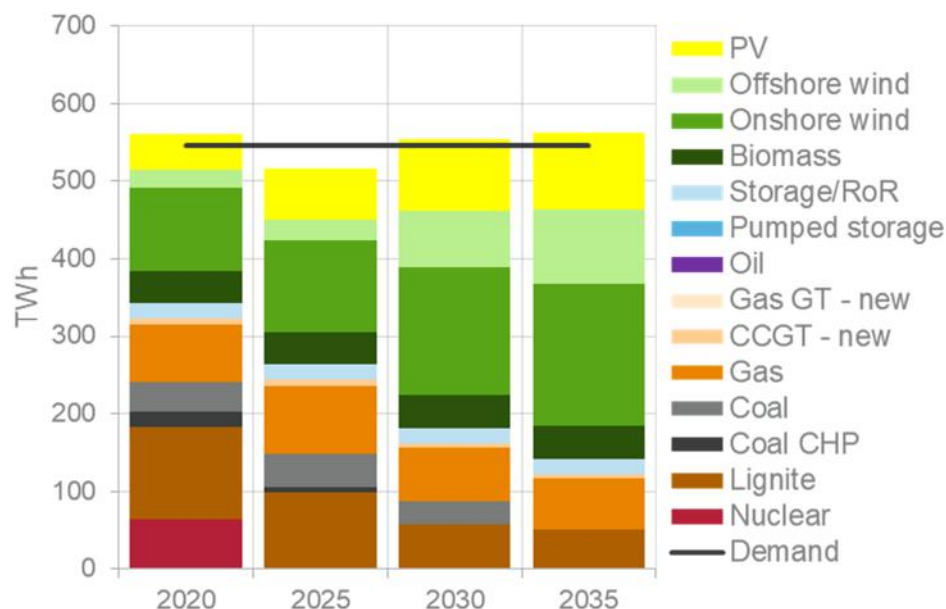


Abbildung 20: Entwicklung der Strombilanz bis zum Jahr 2035 im Referenzszenario

Im Referenzszenario liegt die modellierte Nettostromerzeugung im Jahr 2020 bei rund 560 TWh. Gemäß der Prämissen des Referenzszenarios bleibt die Stromnachfrage in den betrachteten Stützjahren konstant. Dahingegen sinkt die Nettostromerzeugung Deutschlands bis 2025 im Zuge des endgültigen Kernenergie- bzw. voranschreitenden Kohleausstiegs um 8 % (bezogen auf

das Jahr 2020). In den Folgejahren ist die kohlebasierte Stromerzeugung stark rückläufig. Eine massive Steigerung der Stromerzeugung durch PV- und Windkapazitäten bewirkt bis zum Jahr 2030 eine relativ ausgeglichene, sowie in 2035 eine leicht positive nationale Strombilanz. Hierbei liegt, gemäß der politischen Zielsetzung, sowohl das 65 % Ziel erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung als auch der Ausstieg aus der Kohleverstromung nach KVBG zugrunde.

Im Stresstest-Szenario bauen sich die bestehenden Exportüberschüsse zügig ab. Langfristig bleibt Deutschland Nettostromimporteur.

Gemäß den Prämissen des Stresstestszenarios (erhöhte Stromnachfrage durch Sektorenkopplung, fortschreitende Elektrifizierung) steigt die Stromnachfrage von rund 564 TWh im Jahr 2020 auf rund 647 TWh in 2035.<sup>16</sup> Mit diesem Anstieg hält die Stromerzeugung auch aufgrund des verzögerten Ausbaus erneuerbarer Kapazitäten bei sinkender Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken nicht Schritt. Im Stresstestszenario ergibt sich folglich eine deutlich defizitäre deutsche Strombilanz.

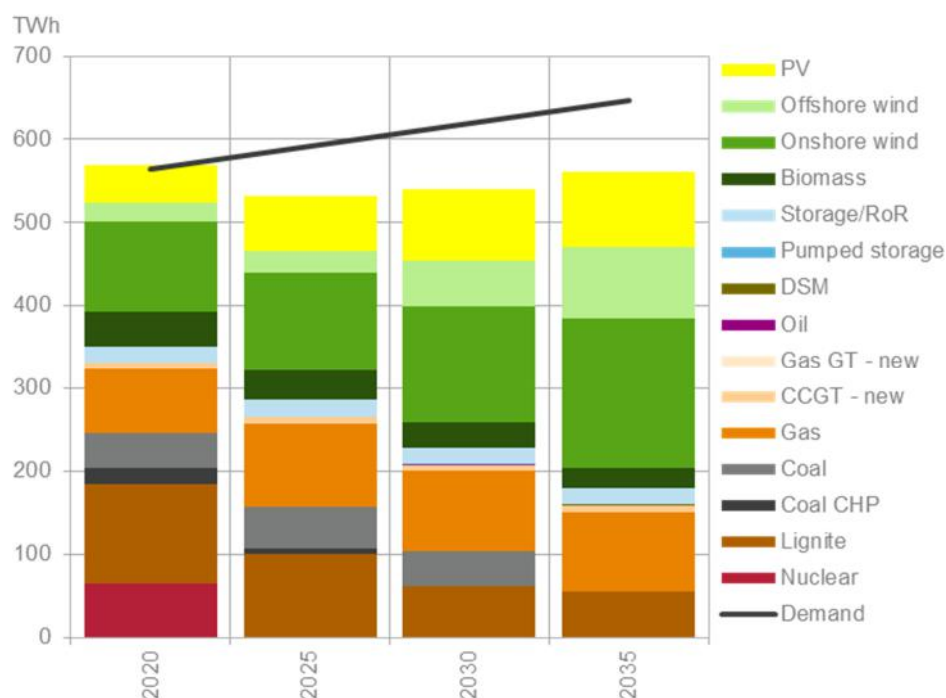


Abbildung 21: Entwicklung der Strombilanz bis zum Jahr 2035 im Stresstestszenario

Deutschland wird im Zuge des Kernenergie- und Kohleausstiegs sowohl im Referenz-, als auch im Stresstest-Szenario temporär zum

Die beschriebenen Ergebnisse spiegeln sich in einem langfristigen Netto-Importsaldo Deutschlands wider. Wie Abbildung 22 veranschaulicht, wird Deutschland mittelfristig sowohl im Referenz-, als auch im Stresstestszenario zum Nettoimporteur von Strom. Die modellierten Exportüberschüsse betragen für 2020 noch etwa 14 TWh im Referenz- und rund 4 TWh im Stresstest-Szenario.

<sup>16</sup> Entsprechend der Bilanzgrenzen des enervis Strommarktmodells. Nettostromnachfrage inkl. Netzverluste, exkl. Pumpspeichernachfrage

Nettoimporteur von Strom. Im Stresstestszenario bleibt Deutschland strukturell Nettoimporteur.

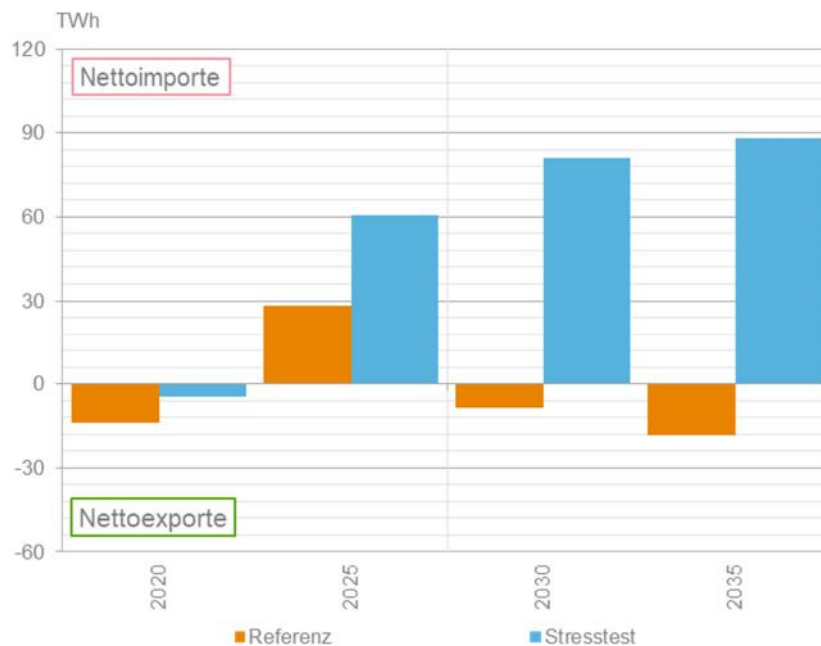


Abbildung 22: Entwicklung des Import/Exportsaldo bis zum Jahr 2035

Bereits im Jahr 2025 werden im Referenzszenario rund 28 TWh Strom importiert. Anschließend kehrt sich der Trend um. Bis zum Jahr 2035 zeigt die deutsche Marktzone eine knapp ausgeglichene Handelsbilanz.

In den Modellierungsergebnissen für das Stresstestszenario zeigt sich ein deutlich stärkerer Anstieg der Netto-Importmengen. Bereits für 2025 ergibt sich mit 61 TWh eine deutliche Importabhängigkeit. Deutschland bleibt auch daran anschließend Nettostromimporteur. Bis zu den Jahren 2030 und 2035 steigt der Nettoimport bis auf 81 TWh bzw. 88 TWh an. Es zeigt sich, dass sich Deutschland strukturell in eine Importsituation bewegt, sollten die politischen Zielsetzungen laut Klimapakets (wie z.B. 65 % EE-Ausbau) nicht erreicht werden.

## 6.2 Zwischenfazit

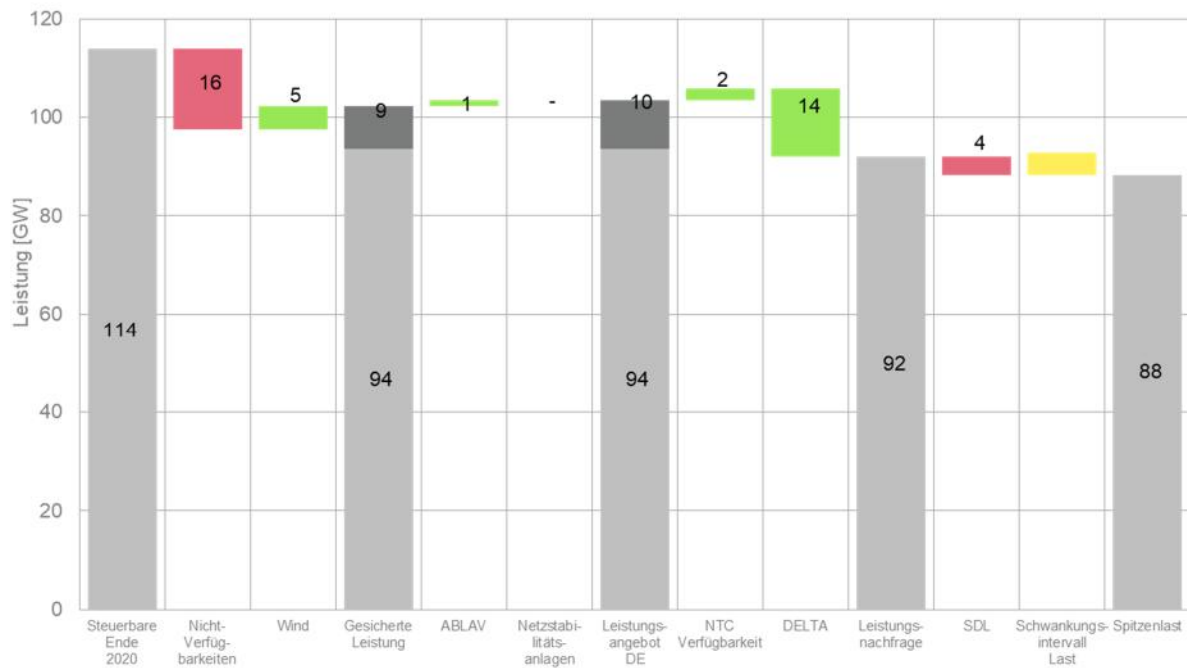
- Im Referenzszenario wird Deutschland im Zuge des Kernenergie- und Kohleausstiegs temporär Nettoimporteur für Strom. Im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung des 65 % Ziels bis zum Jahr 2030 kehrt sich dieser Trend wieder um und es wird langfristig eine ausgeglichene Strombilanz erreicht.
- Im Stresstestszenario bleibt Deutschland auch langfristig Nettoimporteur. Dies ergibt sich im Vergleich zum Referenzszenario durch einen Anstieg des Stromverbrauchs durch die voranschreitende Sektorenkopplung sowie aufgrund eines verzögerten Ausbaus erneuerbarer Energien.
- Sollten die politischen Zielsetzungen laut Klimapakets (wie z.B. 65 % EE-Ausbau) nicht erreicht werden zeigt sich, dass Deutschland langfristig Nettoimporteur von Strom in Europa wird.

## 7 Anhang

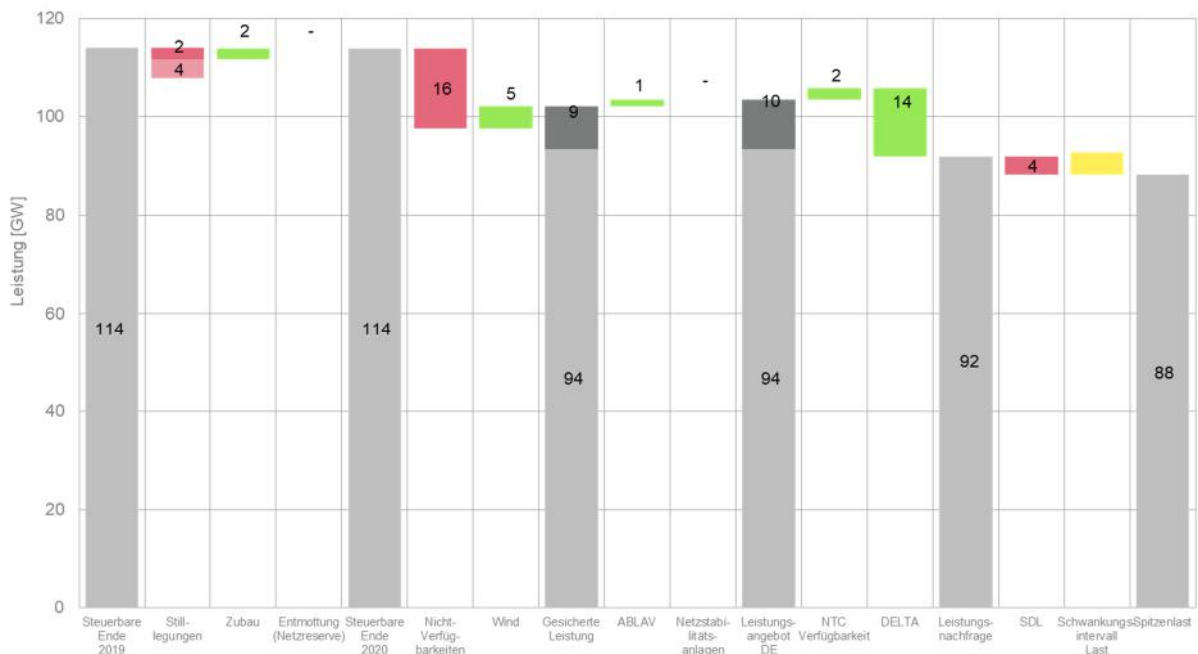
Im vorliegenden Appendix befinden sich die Abbildungen zur Deutschen Leistungsbilanz im Großformat.

- A. Abbildung 13: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2019
- B. Abbildung 14: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2020
- C. Abbildung 15: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2025
- D. Abbildung 16: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2030
- E. Abbildung 17: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2035
- F. Abbildung 18: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2030 im Stresstest

A. Abbildung 13: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2019

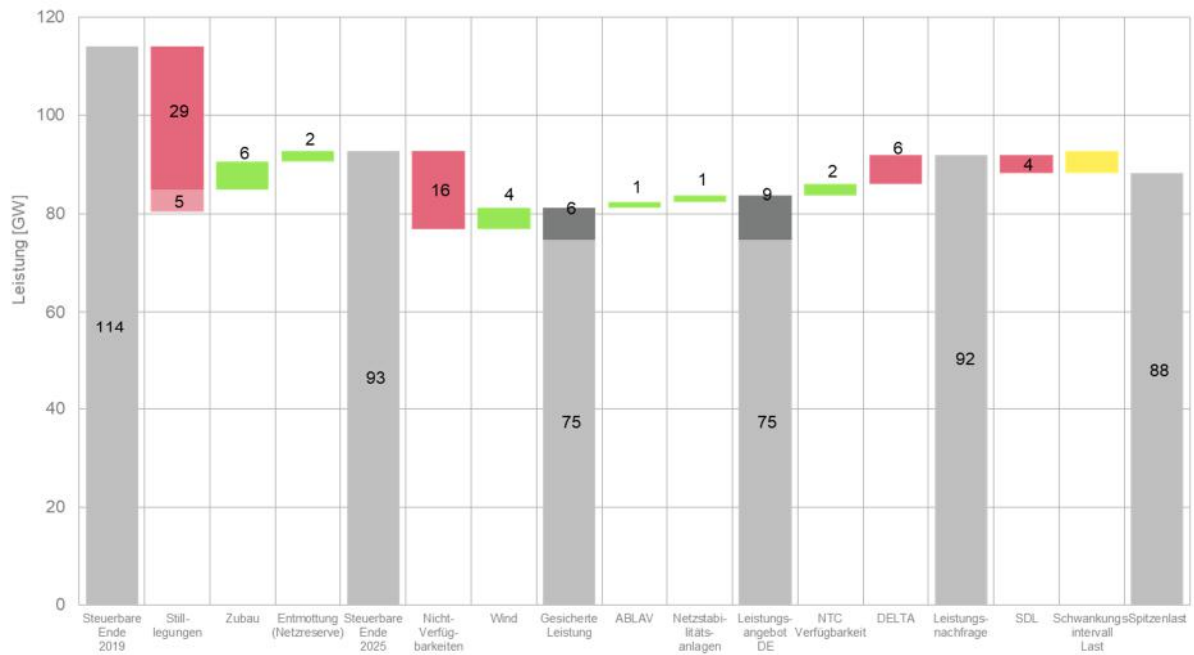


B. Abbildung 14: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2020

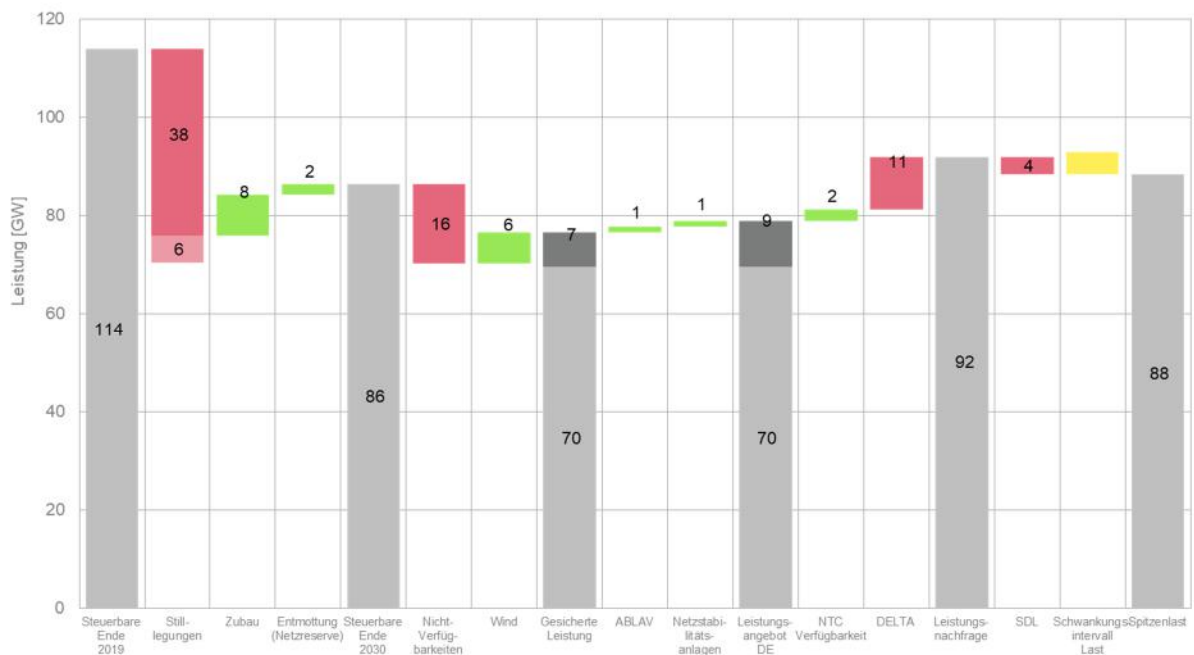




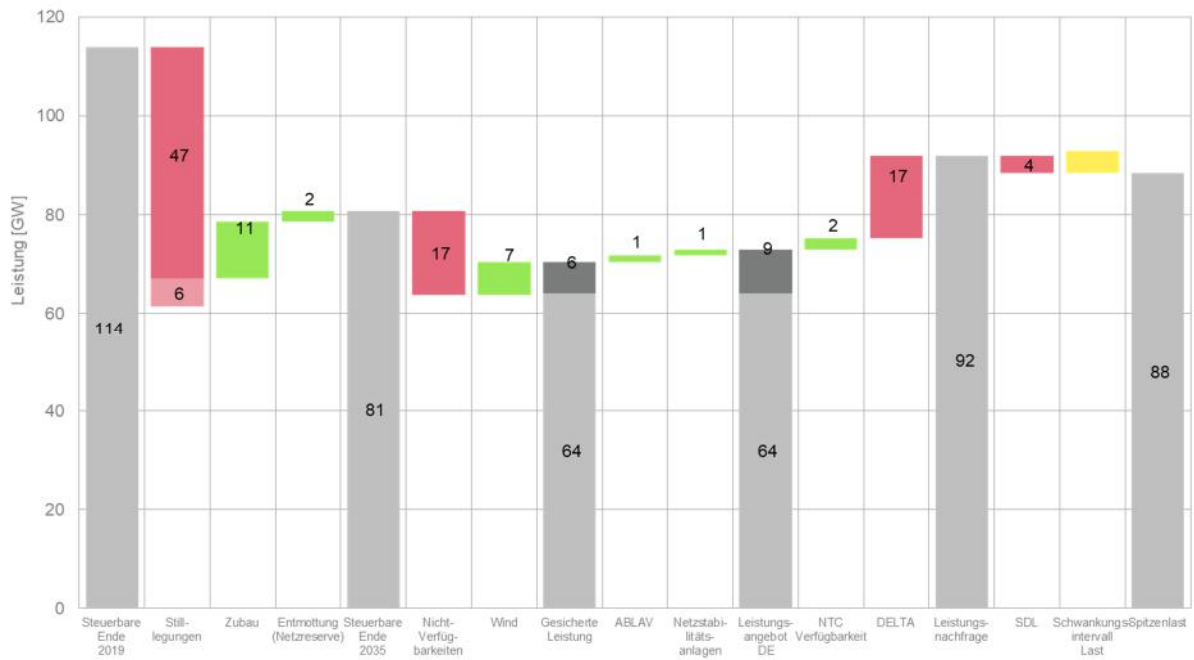
C. Abbildung 15: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2025



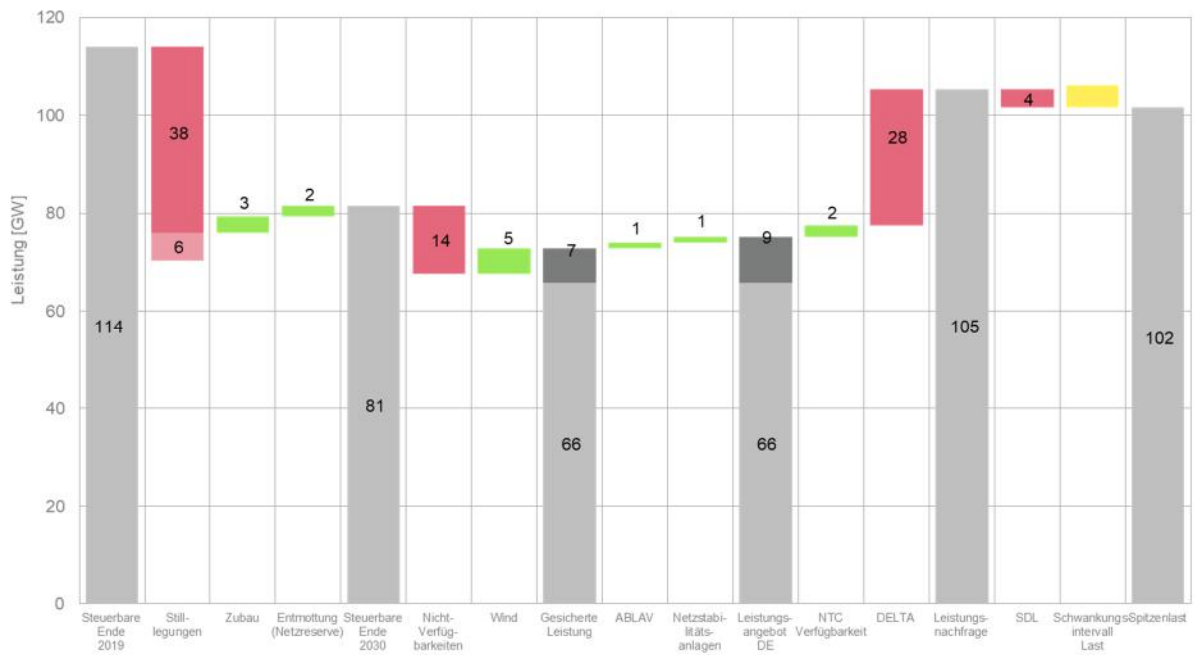
D. Abbildung 16: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2030



E. Abbildung 17: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2035



F. Abbildung 18: Deutsche Leistungsbilanz im Jahr 2030 im Stresstest



**enervis** energy advisors GmbH  
Schlesische Str.29 - 30  
10997 Berlin  
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0  
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20  
kontakt@enervis.de  
[www.enervis.de](http://www.enervis.de)

