

Neue Gaskraftwerke in Bayern Energiewirtschaftliche Bedeutung und Finanzierungsmöglichkeiten

Freiburg
14.11.2019

Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen
im bayerischen Landtag

Autoren

Christof Timpe
(c.timpe@oeko.de)

Matthias Koch
(m.koch@oeko.de)

Sebastian Palacios
(s.palacios@oeko.de)

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
1. Zusammenfassung	5
2. Hintergrund	7
3. Abschätzung des Bedarfs an zusätzlichen Gaskraftwerken in Bayern	8
3.1. Annahmen für die Szenarien	8
3.1.1. Stromnachfrage	8
3.1.2. Konventioneller Kraftwerkspark	9
3.1.3. Erneuerbare Energien	10
3.1.4. Speicher und Flexibilitäten	10
3.1.5. Strombezug über das Übertragungsnetz	11
3.1.6. Übersicht über die Annahmen in den Szenarien	12
3.2. Vorgehensweise bei der Entwicklung der Szenarien	14
3.3. Ergebnisse der Szenarien	15
3.3.1. Szenario 1: Untere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke	15
3.3.2. Szenario 2: Obere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke	18
3.3.3. Sensitivitätsbetrachtung Versorgungssicherheit	20
3.4. Zusammenfassende Bewertung	21
4. Finanzierungsmechanismen für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern	22
5. Ausblick: Die Rolle von Gaskraftwerken im Kontext weitreichender Klimaschutzziele	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Deckung des Strombedarfs in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 1 (Darstellung nach Kalenderwochen)	16
Abbildung 3-2:	Jahresdauerlinien der Residuallast in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 1	17
Abbildung 3-3:	Deckung des Strombedarfs in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 2 (Darstellung nach Kalenderwochen)	18
Abbildung 3-4:	Jahresdauerlinien der Residuallast in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 2	19
Abbildung 5-1:	Anteil nutzbaren Stroms beim Einsatz von synthetischem Methan in Gaskraftwerken unter günstigen und ungünstigen Annahmen	25
Abbildung 5-2:	Anteil nutzbaren Stroms beim Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Gaskraftwerken unter günstigen und ungünstigen Annahmen	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Annahmen für die Szenarien	13
--------------	----------------------------	----

1. Zusammenfassung

Seit dem Jahr 2011 wird in Bayern über den Neubau von Gaskraftwerken mit einer Leistung von bis zu 4.000 Megawatt (MW) diskutiert. Als Begründung hierfür wird teilweise ein pauschaler Zusammenhang mit der durch den Atomausstieg wegfallenden Kraftwerksleistung im Freistaat genannt, zum Teil wird auch eine Verbindung mit einem möglichen Verzicht auf eine der neu geplanten Gleichstrom-Übertragungsleitungen hergestellt. Im Zuge der Energiewende verschieben sich tatsächlich die Schwerpunkte der Stromerzeugung hin zu den Regionen mit günstigen Bedingungen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom. Bei der Windkraft ist dies vor allem der Norden Deutschlands. Insofern kann es ein Ergebnis einer gut geplanten Energiewende sein, dass Bundesländer mit relativ hohem Strombedarf im Süden Deutschlands, also insbesondere Bayern, Baden-Württemberg und Hessen, zu Stromimporteuren werden. Hierzu werden entsprechend leistungsfähige Stromnetze benötigt.

In dieser Studie wurde abgeschätzt, in welchem Umfang der Bau zusätzlicher Gaskraftwerke in Bayern bis zum Jahr 2035 erforderlich sein könnte. Als Grundlage hierfür wurden zwei Szenarien entwickelt, die eine untere und eine obere Bandbreite des Bedarfs für zusätzliche Kraftwerkskapazität abbilden. Zentrale Parameter für diese Szenarien sind die Entwicklung des Strombedarfs in Bayern, der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien im Freistaat und die absehbare Entwicklung bei den bereits bestehenden oder geplanten fossilen Kraftwerken und Speichern. Von großer Bedeutung ist auch die Abschätzung der Leistung, mit der Bayern in Zeiten geringer eigener erneuerbarer Stromerzeugung aus den benachbarten Bundesländern und den Nachbarstaaten Österreich und Tschechischer Republik Strom beziehen kann. Um die ggf. erforderliche zusätzliche Kraftwerksleistung zu ermitteln, wurden die erwarteten zeitlichen Verläufe des Strombedarfs und der erneuerbaren Stromerzeugung in Bayern saldiert und das Ergebnis mit der Summe der verfügbaren Leistung von steuerbaren Kraftwerken, Speichern und möglichem Strombezug verglichen.

Im Ergebnis dieser Abschätzung zeigt sich, dass es zur Abdeckung der Stromnachfrage des Jahres 2035 keinen Bedarf für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern gibt, wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Freistaat zügig ausgebaut, die heute noch betriebenen Kohle-Heizkraftwerke durch mit Gas betriebene Kraft-Wärme-Kopplung ersetzt und das Übertragungsnetz für Strom wie geplant verstärkt wird. In diesem Fall reichen die verfügbaren Erzeugungsanlagen und Speicher im Freistaat zusammen mit dem möglichen Strombezug über das Verbundnetz aus, um den Bedarf in jeder Stunde des Jahres zu decken.

Wenn jedoch pessimistischere Annahmen zur Entwicklung der genannten Parameter getroffen werden, so ergibt sich für wenige Stunden des Jahres eine Lücke bei der Deckung der Stromnachfrage in Höhe von bis zu 2.140 MW. Zur Schließung dieser Lücke kommen die derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern für Strom ausgeschriebenen Reservekraftwerke nicht in Frage, da diese nur im Fall von Netzengpässen betrieben und nicht im normalen Strommarkt eingesetzt werden dürfen. Insofern könnten in diesem Szenario zusätzliche Gaskraftwerke mit der genannten Leistung benötigt werden. Eine überschlägige „worst-case“-Betrachtung zur Versorgungssicherheit in Bayern zeigt, dass ein zeitgleicher Ausfall der größten Stromverbundleitung und des größten Kraftwerks in Bayern beherrschbar bleiben, da bereits geplante Reservekraftwerke eingesetzt und die Strombezugsleistung über das verbleibende Übertragungsnetz kurzzeitig erhöht werden können. Genauere Analysen könnten die Netzbetreiber mit den bei ihnen vorhandenen Daten und Modellen durchführen.

Unter den heute geltenden Rahmenbedingungen im Strommarkt könnten Investitionen in evtl. benötigte zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern nicht refinanziert werden. Im regulären Strommarkt herrschten in den vergangenen Jahren ungünstige Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke, so dass bestehende, relativ neue Anlagen von ihren Betreibern zur Stilllegung angemeldet wurden. Die aktuellen Entwicklungen an den Terminmärkten für Erdgas und CO₂-Emissionsrechte und der geplante Kohleausstieg lassen es möglich erscheinen, dass sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz bereits bestehender Gaskraftwerke in den kommenden Jahren verbessern. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass Investitionen in neue Anlagen durch die Preise im regulären Strommarkt angeregt werden können. Um dies zu ermöglichen, sollte das Design des Strommarktes im Sinne eines „fokussierten Kapazitätsmarktes“ weiterentwickelt werden, wie ihn das Öko-Institut bereits 2015 vorgeschlagen hat.

Falls neue Gaskraftwerke als Alternative zu einer der geplanten Gleichstrom-Übertragungsleitungen dienen sollen, so würde dies zu zusätzlichen CO₂-Emissionen im Umfang von ca. 9 bis 13 % der heutigen CO₂-Emissionen der gesamten Strom- und Fernwärmeerzeugung in Bayern führen. Eine solche Strategie wäre mit den Klimaschutzzielen des Bundes und des Freistaats nicht vereinbar. Gaskraftwerke sind daher keine sinnvolle Alternative für den geplanten Ausbau des Übertragungsnetzes.

Bei der Planung künftiger Gaskraftwerke in Bayern, einschließlich der vorgesehenen Ersatzbauten für mit Kohle betriebene Heizkraftwerke, sollten die langfristigen Ziele der Treibhausgasreduzierung berücksichtigt werden. Dies erfordert, dass neue oder modernisierte Gaskraftwerke auf einen künftigen Betrieb als hochflexible Anlagen in einem vorwiegend erneuerbaren System der Stromerzeugung und auf den künftigen Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff ausgelegt werden.

2. Hintergrund

Die bayerische Staatsregierung erhebt bereits seit dem Jahr 2011 die Forderung, dass in Bayern eine signifikante Leistung von Erdgaskraftwerken zugebaut werden müsse. Durch diese Anlagen sollte zunächst die im Zuge des Atomausstiegs wegfallende Erzeugungsleistung von Kernkraftwerken ersetzt werden. Aktuell wird die Errichtung solcher Anlagen auch mit einer möglichen Vermeidung des Baus der geplanten HGÜ-Trasse¹ „SuedOstLink“ in Verbindung gebracht.

Tatsächlich verändert sich mit der Stilllegung der letzten Kernkraftwerke die Erzeugungssituation in Bayern erheblich. Entsprechend der Daten des bayerischen Wirtschaftsministeriums war der Austauschsaldo von Strom in den Jahren 2010, 2016 und 2017 in etwa ausgeglichen. In 2017 leistete die Kernenergie dabei noch einen Anteil von 36,8 % der Stromerzeugung im Freistaat. Für das Jahr 2018 wies Bayern einen Nettoimport von Strom in Höhe von ca. 11 % der Bruttostromnachfrage auf (Voigtländer und Ebert 2019, S. 62). Im Zuge der weiteren anstehenden Kraftwerksstilllegungen kann Bayern dauerhaft zu einem Netto-Stromimporteuer werden, sofern es nicht gelingt die erneuerbaren Energien in gleichem Maße auszubauen.

Zu unterscheiden sind hierbei die Aspekte der Bedarfsdeckung und der Versorgungssicherheit.

Einerseits ist also zu fragen, in welchem Umfang der bayerische Strombedarf durch Kraftwerke innerhalb der Grenzen des Freistaats gedeckt werden kann oder soll. Im Zuge der Energiewende und der Umstellung der Stromerzeugung in Deutschland auf erneuerbare Energien könnte eine Entwicklung durchaus wünschenswert sein, in der erneuerbarer Strom überwiegend an Standorten erzeugt wird, die von den Erzeugungskosten und der gesellschaftlichen Akzeptabilität her günstig sind. Für die Windkraft liegen diese Standorte eher im Norden Deutschlands, bzw. im Fall von Offshore vor der deutschen Küste in Nord- und Ostsee. Dass in einer solchen Entwicklung Bundesländer mit relativ hohem Strombedarf im Süden Deutschlands, also insbesondere Bayern, Baden-Württemberg und Hessen, zu Stromimporteuren werden, kann Ergebnis einer gut geplanten Energiewende sein. Hierzu werden entsprechend leistungsfähige Stromnetze benötigt.

Falls die Bayerische Staatsregierung die Strategie eines weiterhin möglichst ausgeglichenen Stromaustauschsaldos verfolgen möchte, so müsste sie vor allem den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Freistaat vorantreiben. Kraftwerke mit fossilen Energieträgern, wozu bis auf Weiteres auch Gaskraftwerke gehören, werden im Zuge einer weiter voranschreitenden Energiewende vorrangig zur Deckung der Residuallast eingesetzt werden, also des Anteils der Stromnachfrage, der zum jeweiligen Zeitpunkt nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Insofern erscheint es nicht sinnvoll, neue Gaskraftwerke in Bayern als Alternative zu den aktuell geplanten HGÜ-Trassen zwischen Nord- und Süddeutschland anzusehen. Zu berücksichtigen ist im Zusammenhang mit der Bedarfsdeckung auch, dass Bayern mit den Blöcken Irsching 4 und 5 zwei moderne Erdgaskraftwerke zur Verfügung stehen, die unter den aktuellen Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt nicht kostendeckend betrieben werden können und daher von ihren Betreibern wiederholt zur Stilllegung angemeldet wurden. Daher ist kritisch zu prüfen, ob neue Gaskraftwerke in Bayern in einem unveränderten energiewirtschaftlichen Umfeld aus dem Strommarkt heraus refinanziert werden könnten.

Zusätzlich zur Bedarfsdeckung muss die Frage nach der Versorgungssicherheit gestellt werden. Für die Sicherheit der Stromversorgung sind in Deutschland die Netzbetreiber verantwortlich. Hierbei spielen die Grenzen der Bundesländer keine wesentliche Rolle. Vielmehr muss das deutsche

¹ HGÜ = Hochspannungs-Gleichstromübertragung

und europäische Stromnetz so entwickelt werden, dass es auch im Falle von Ausfällen einzelner Netzkomponenten eine sichere Versorgung ermöglicht. Hierzu gehört auch die Vorhaltung von Reservekapazitäten in Kraftwerken. Gemäß dem Strommarktgesetz vom Juli 2016 wurden vier Typen von Reservekapazitäten geschaffen: die Netzreserve, die Kapazitätsreserve, die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken und sog. besondere netztechnische Betriebsmittel. Zum letzteren Typus gehört das aktuell geplante zusätzliche Gaskraftwerk am Standort Irsching. Die Anlagen, die sich in einer dieser Kategorien der Reservekapazität befinden, dürfen nicht am allgemeinen Strommarkt teilnehmen um den Strombedarf zu decken. Vielmehr dürfen sie nur eingesetzt werden, wenn der Netzbetreiber ihren Betrieb zur Sicherung der Stabilität der Stromversorgung anfordert. Für die Bereithaltung ihrer Anlagen erhalten die Betreiber eine angemessene Vergütung.

Vor diesem Hintergrund wird im nachfolgenden Kapitel 3 abgeschätzt, in welcher Höhe ggf. ein Bedarf zum Bau zusätzlicher Gaskraftwerke in Bayern besteht. Hierzu werden zwei Szenarien für das Jahr 2035 definiert und analysiert. Das Kapitel 4 betrachtet die Mechanismen, mit denen evtl. benötigte neue Gaskraftwerke finanziert werden könnten, und in Kapitel 5 wird ein Ausblick auf die Rolle von Gaskraftwerken im Kontext weitreichender Klimaschutzziele gegeben.

3. Abschätzung des Bedarfs an zusätzlichen Gaskraftwerken in Bayern

Das Energiesystem in Bayern kann sich in Abhängigkeit von politischen Entscheidungen und externen Rahmenbedingungen in unterschiedliche Richtungen entwickeln. Zur Analyse der Bandbreite der möglichen Entwicklungen werden nachfolgend zwei Szenarien für das Jahr 2035 definiert. Dieser Zeithorizont wurde mit Blick auf die aktuelle Diskussion zum Bau neuer Gaskraftwerke, den Zeitbedarf für Planung, Genehmigung und Errichtung solcher Kraftwerke und die übliche Betriebsdauer der Anlagen von mindestens 20 Jahren gewählt.

Das **Szenario 1** definiert eine **untere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke**. Dementsprechend geht dieses Szenario davon aus, dass in Bayern eine relativ hohe Leistung an konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken, Speichern und anderen Flexibilitäten zur Verfügung stehen und gut ausgebaute Netzverbindungen zwischen Bayern und den umliegenden Regionen vorhanden sind.

Dem gegenüber bildet das **Szenario 2** eine **obere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke** ab. Hierzu wird von einem niedrigeren Bestand an konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken ausgegangen. Zudem werden die verfügbaren Kapazitäten an Speichern und anderen Flexibilitäten sowie an Netzverbindungen kleiner angesetzt.

3.1. Annahmen für die Szenarien

Nachfolgend werden die zentralen Annahmen für die Definition der beiden Szenarien erläutert. Das Ergebnis ist in Tabelle 3-1 ab der Seite 13 dargestellt.

3.1.1. Stromnachfrage

Ausgangspunkt der Analyse ist die zu deckende Stromnachfrage in Bayern. Neben der nachgefragten Strommenge ist dabei auch die Jahreshöchstlast von Bedeutung. Für beide Parameter wurde jeweils der Mittelwert aus den für Bayern ausgewiesenen Werten in den Szenarien B 2030 und C 2030 im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom (Version 2019) verwendet (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019, S. 55-56 und S. 109-110). Diese beiden Parameter werden

unverändert bis zum Jahr 2035 fortgeschrieben und für beide Szenarien einheitlich verwendet. Die Szenarien unterscheiden sich erst in den nachfolgend genannten Parametern.

3.1.2. Konventioneller Kraftwerkspark

Im Bereich der Stromerzeugung wurde zunächst der Bestand an konventionellen, d.h. mit nicht erneuerbaren Energieträgern betriebenen Kraftwerken in Bayern festgelegt. Hierfür wurde die aktuelle Version der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur als Grundlage verwendet (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2019).

Aufgrund der gesetzlich geregelten Stilllegung aller deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 und des von der Bundesregierung geplanten Ausstiegs aus der Verstromung von Kohle wird es im Jahr 2035 in Bayern aller Voraussicht nach keine Kraftwerke mit diesen beiden Energieträgern mehr geben. Für die Öl- und Gaskraftwerke in Bayern wurde in Szenario 1 eine Lebensdauer von 40 Jahren angenommen. Für das Szenario 2 wurde eine kürzere Lebensdauer von 30 Jahren angesetzt.

Da in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur keine geplanten Anlagen aufgeführt sind, wurde der Kraftwerksbestand um die in Planung befindlichen Kraftwerke gemäß dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019) ergänzt (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018, S. 192 ff). Diese Liste enthält allerdings mit Haiming, Gundelfingen, Gundremmingen und Leipheim einige in Planung befindliche Gaskraftwerke in Bayern, die aus heutiger Perspektive vermutlich nicht realisiert werden oder im Falle einer Realisierung als Reservekraftwerke ausschließlich auf Anforderung der Netzbetreiber eingesetzt werden und somit für die reguläre Deckung des Strombedarfs nicht zur Verfügung stehen. Daher werden diese Anlagen in den Szenarien nicht als Teil des regulären Kraftwerksparks berücksichtigt.

Über die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur hinaus wurden weitere Ersatzinvestitionen für Heizkraftwerke in Bayern erfasst. In beiden Szenarien wird der bereits nahezu fertiggestellte Neubau am Standort Freimann in München eingeplant. Im Szenario 1 werden zusätzliche Ersatzinvestitionen in Gas-Heizkraftwerke an den Standorten München Nord sowie in Zolling vorgesehen.

Die Entwicklung der Leistung kleiner KWK-Anlagen wurde ebenfalls abgeschätzt. Aufgrund der nach aktuellem Stand bis zum Jahr 2030 laufenden KWK-Förderung wird es voraussichtlich zu einem nennenswerten Zubau an kleinen KWK-Anlagen in Bayern kommen. Bis zu dem hier betrachteten Jahr 2035 ist aber damit zu rechnen, dass viele ältere Anlagen nach Auslaufen der Förderung wieder außer Betrieb gehen. Aus diesem Grund wurde in den beiden Szenarien bis zu diesem Jahr kein Nettozubau kleiner KWK angenommen.

Der als „besonderes netztechnisches Betriebsmittel“ zu errichtende zusätzliche Kraftwerksblock 6 am Standort Irsching wird ebenfalls nicht für die reguläre Deckung des Strombedarfs zur Verfügung stehen und wird daher in den Szenarien gleichfalls nicht als Teil des regulären Kraftwerksparks berücksichtigt.

Im Ergebnis dieser Analyse stehen im Jahr 2035 in Bayern in beiden Szenarien nur noch konventionelle Kraftwerke mit Erdgas als Brennstoff zur Verfügung. Die installierte Leistung in den Szenarien ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

3.1.3. Erneuerbare Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien orientiert sich in Szenario 1 an den Annahmen, wie sie im Abschlussbericht des Energiegipfels Bayern 2018/2019 für das Zieljahr 2030 getroffen wurden (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2019b, S. 14):

- 16 TWh Windenergie
- 30 TWh Photovoltaik
- 13,5 TWh Laufwasser
- 9 TWh Biomasse

Für Szenario 2 wird ein geringer Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt:

- 7,4 TWh Windenergie (ein Ausbau um rund 50% gegenüber dem heutigen Stand)
- 20 TWh Photovoltaik (entsprechend dem Mittelwert der Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom für Bayern)
- 10,8 TWh Laufwasser (leichter Rückgang gegenüber dem heutigen Stand aufgrund eines reduzierten Wasserdargebots)
- 9 TWh Biomasse (entsprechend dem heutigen Stand)

Ausgehend von diesen Strommengen und den unterstellten Volllaststunden pro Jahr ergeben sich die in Tabelle 3-1 dargestellten installierten Leistungen für erneuerbare Kraftwerke.

3.1.4. Speicher und Flexibilitäten

Zusätzlich zum Kraftwerkspark in Bayern wird auch der Einsatz von Stromspeichern und anderen Flexibilitäten in Bayern angenommen. Marktgeführte Speicher werden in Stunden mit niedrigem Strompreis beladen und in Stunden mit höheren Strompreisen wieder entladen. Darüber hinaus werden Speicher auch zur Optimierung des Eigenverbrauchs bei Photovoltaikanlagen eingesetzt. Neben Pumpspeichern und Batteriesystemen wird nachfrageseitiges Lastmanagement als weitere Flexibilitätsoption berücksichtigt.

Pumpspeicherkraftwerke

Die installierte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke beträgt in beiden Szenarien rund 840 MW. In beiden Szenarien wird angenommen, dass diese Leistung zu 50 % verfügbar ist.

PV-Batteriespeichersysteme

Die installierte Leistung für PV-Batteriespeichersysteme in Bayern orientiert sich an den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2019 (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018, S. 112). Für Szenario 1 wurde der Wert des NEP-Szenarios B 2035 und für Szenario 2 derjenige des NEP-Szenarios B 2030 herangezogen. Diese für Deutschland verfügbaren Angaben zu PV-Batteriespeichersystemen werden entsprechend des bayerischen Anteils an der in Deutschland insgesamt installierten Leistung an PV-Anlagen mit einem Faktor von 25 % auf Bayern skaliert. Auch bei diesen Speichern wird in beiden Szenarien eine Verfügbarkeit der installierten Leistung in Höhe von 50 % angenommen.

Nachfrageseitiges Lastmanagement

Im Rahmen des nachfrageseitigen Lastmanagements reduziert ein Verbraucher seinen Strombedarf in Stunden mit hohen Strompreisen und verschiebt diesen Bedarf in nachfolgende Stunden mit niedrigeren Preisen. Neben dem regulären Strompreis können auch weitere finanzielle Anreize die Lastverlagerung steuern, z.B. von den Netzbetreibern angebotene Prämien. In privaten Haushalten kommen für das Lastmanagement beispielsweise Elektrowärmepumpen in Frage. Zudem sind gewerbliche und industrielle Prozesse für Lastmanagement geeignet, die im Intervallbetrieb gefahren werden können oder mit thermischen Speichern verbunden sind (z.B. Kühlhäuser). Auch die Ladung von Elektrofahrzeugen kann in gewissen Grenzen zeitlich verschoben werden.

Für das Szenario 1 wird angenommen, dass 5 % der in jeder Stunde nachgefragten Strommenge zeitlich verlagert werden können. Im Szenario 2 wird ein reduzierter Anteil von 2,5 % unterstellt.

3.1.5. Strombezug über das Übertragungsnetz

Innerdeutsches Drehstrom-Übertragungsnetz

Der Freistaat Bayern ist im Drehstromnetz auf den Spannungsebenen 380 kV und 220 kV mit den Bundesländern Thüringen, Hessen und Baden-Württemberg verbunden. Die Summe der thermischen Kapazität dieser Leitungen beträgt im Jahr 2035 einschließlich der im Netzentwicklungsplan Strom vorgesehenen Ausbaumaßnahmen rund 33 GW.

Aufgrund der begrenzten Steuerbarkeit des Stromflusses im Drehstromnetz liegt die Auslastung der Übertragungsleitungen im Regelfall unter 50 %. In beiden Szenarien wird angenommen, dass ein Anteil von 10 % der installierten Kapazität der Drehstromleitungen für die Deckung der Stromnachfrage in Bayern zur Verfügung steht. Weitere Leistungsanteile werden für den Transit von Strom zwischen anderen Regionen innerhalb und außerhalb Deutschlands benötigt.

Kuppelkapazitäten nach Österreich und Tschechien

Das bayerische Drehstrom-Übertragungsnetz ist über Kuppelkapazitäten mit den Netzen in Österreich und in der Tschechischen Republik verbunden. Maßstab für die tatsächlich nutzbare Kapazität sind die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten „Net Transfer Capacities“. Nach Österreich wird eine nutzbare Kuppelkapazität von 5 GW und zur Tschechischen Republik von 0,6 GW unterstellt. Analog zu den innerdeutschen Leitungen wird auch hier angenommen, dass ein Anteil von 10 % dieser Kuppelkapazität für die Deckung der Stromnachfrage in Bayern zur Verfügung steht.

Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ)-Korridore

In Bayern enden die HGÜ-Korridore DC4 „SuedLink“ (Wilster - Bergheinfeld West) und DC5 „SuedOstLink“ (Wolmirstedt - Isar). Der HGÜ-Korridor „SuedLink“ wird mit einer installierten Übertragungskapazität von 2 GW geplant. Für den HGÜ-Korridor „SuedOstLink“ sind zwei Ausbaustufen mit jeweils 2 GW vorgesehen. Für Szenario 1 wird die vollständige Realisierung der beiden HGÜ-Korridore unterstellt, für Szenario 2 werden die Realisierung von „SuedLink“ und der ersten Ausbaustufe von „SuedOstLink“ angenommen.

Für das Szenario 1 wird unterstellt, dass 60% der Übertragungskapazität der vorhandenen HGÜ-Leitungen zur Deckung der Stromnachfrage in Bayern zur Verfügung steht, die restliche Kapazität wird für Stromtransite in andere Regionen reserviert. Im Szenario 2 wird ein reduzierter Anteil von 40% unterstellt. Die angenommenen Werte liegen höher als bei den Drehstromleitungen, weil der

Stromfluss auf den HGÜ-Korridoren gut steuerbar ist und es geplant ist, diese Korridore dementsprechend höher auszulasten als es bei den Drehstromleitungen üblicherweise der Fall ist.

3.1.6. Übersicht über die Annahmen in den Szenarien

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Annahmen für die Szenarien für Bayern im Jahr 2035.

Tabelle 3-1: Annahmen für die Szenarien

	Szenario 1	Szenario 2
Nettostromverbrauch [TWh]	83,8	
Spitzenlast der Nachfrage [MW]	15.800	
Konventioneller Kraftwerkspark [MW]	3.594	2.753
Erdgas	3.343	2.502
Bestandskraftwerke	2.697	2.369
geplante Kraftwerke laut NEP-Liste	43	43
KWK Ersatzinvestitionen	603	90
Netto-Zubau kleine KWK	0	0
Kernenergie, Steinkohle und Mineralölprodukte	0	
Sonstige Brennstoffe (v.a. Müllverbrennung)	271	
EE-Kraftwerke [MW]	42.700	27.900
Windenergie	8.200	4.000
Photovoltaik	30.000	20.000
Biomasse	1.500	1.500
Wasserkraft	3.000	2.400
Nutzbare Speicherkapazität [MW]	1.928	1.428
Pumpspeicher und sonstige Speicher	856	856
PV-Batteriespeicher	3.000	2.000
Anteil der nutzbaren Speicherkapazität	50 %	50 %
Nachfrageseitige Lastreduktion	5 %	2,5 %
Nutzbare Drehstrom-Leitungen [MW]	3.300	
Thüringen, Hessen und Baden-Württemberg	33.000	
Anteil der nutzbaren Leitungskapazität	10%	
Nutzbare Importkapazitäten [MW]	560	
Österreich	5.000	
Tschechien	600	
Anteil der nutzbaren Importkapazität	10%	
Nutzbare Leistung der HGÜ-Korridore [MW]	3.600	1.600
SuedLink	2.000	2.000
SuedOstLink (Ausbaustufe 1)	2.000	2.000
SuedOstLink (Ausbaustufe 2)	2.000	0
Anteil der nutzbaren HGÜ-Kapazität	60 %	40 %

Quelle: Öko-Institut e. V.

3.2. Vorgehensweise bei der Entwicklung der Szenarien

Grundlage der hier vorgenommenen Analyse ist die Bildung der so genannten Residuallast in Bayern, die sich aus der Stromnachfrage abzüglich der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien (einschließlich Müllverbrennung) ergibt. Um diese Residuallast zu bilden, wurden stündlich aufgelöste Profile für die Stromnachfrage sowie die Stromeinspeisung aus Wind, PV, Laufwasser, Biomasse und Müllverbrennung benötigt. Diese Profile wurden aus entsprechenden Profilen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2017) durch eine Skalierung auf Bayern und das Jahr 2035 entsprechend der in Kapitel 3.1 genannten Parameter entwickelt.

Das für die Stromnachfrage verwendete Profil setzt sich dabei aus den Einzelprofilen des Netzentwicklungsplans für die Netzgruppen D25 ("Bayern Nord"), D26 ("Bayern Süd") und D76 ("Allgäu") zusammen und wurde auf die Parameter Nettostromverbrauch sowie Spitzenleistung der Stromnachfrage in Bayern skaliert.

Für die Berechnung der Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wurden generische oder historische leistungsnormierte Profile verwendet, die ihrerseits auf die unterstellten Bedingungen in Bayern im Jahr 2035 angepasst wurden. Für Windenergie und für Photovoltaik wurden Profile für Bayern aus der Studie „Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot“ von Öko-Institut und ForWind (Koch et al. 2016) verwendet und folgendermaßen angepasst:

- Windenergie: Skalierung des leistungsnormierten Einspeiseprofils auf 1.850 Volllaststunden und eine maximale Einspeisung von 87% der installierten Leistung
- Photovoltaik: Skalierung des leistungsnormierten Einspeiseprofils auf 1.000 Volllaststunden und eine maximale Einspeisung von 77% der installierten Leistung

Das Profil für Wasserkraft basiert auf dem Profil für Deutschland aus dem Jahr 2016. Dieses Profil wurde auf 4.500 Volllaststunden und eine maximale Einspeisung von 66 % der installierten Leistung skaliert. Die durchschnittliche Auslastung der Wasserkraft in Bayern betrug im Zeitraum 2010 bis 2017 knapp 5.000 Volllaststunden (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2019a, S. 31–32). Dieser Wert wurde für die Szenarien um 10 % abgesenkt, um ein bis zum Jahr 2035 reduziertes Wasserdargebot aufgrund des veränderten Klimas abzubilden. Für Biomasse und Müllverbrennung wurde eine kontinuierliche Stromerzeugung unterstellt.

Unter den vorstehend getroffenen Annahmen kann abgeschätzt werden, wie der Strombedarf in Bayern in den definierten Szenarien gedeckt werden kann. Die hierzu verfügbaren Optionen werden dabei in folgender Reihenfolge eingesetzt:

1. Im ersten Schritt wird die in Bayern vorhandene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage herangezogen (Bildung der Residuallast).
2. In zweiten Schritt kommen alle weiteren als verfügbar angenommenen Optionen zum Einsatz. Dies umfasst die in Bayern verfügbaren Stromspeicher und die als vorhanden angenommenen Gaskraftwerke sowie den Strombezug aus anderen Bundesländern bzw. aus den Nachbarländern über die als verfügbar angesetzten Leitungskapazitäten. Über die Einsatzreihenfolge innerhalb dieser Optionen kann im Rahmen der vereinfachten Analyse in dieser Studie keine Aussage getroffen werden.
3. Wenn alle vorstehend genannten Möglichkeiten nicht ausreichen, wird ein Defizit ausgewiesen, das z.B. durch zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern gedeckt werden könnte.

Die so gewählte Einsatzreihenfolge entspricht in erster Näherung der energiewirtschaftlichen Realität. Auch in der Praxis erfolgt ein vorrangiger Einsatz der erneuerbaren Energien, da die variablen Betriebskosten erneuerbarer Kraftwerke im Regelfall bei Null liegen. Die hier aus Gründen der Darstellung vorgenommene Trennung in erneuerbare Stromerzeugung in Bayern und dem Bezug von erneuerbarem Strom aus anderen Teilen des Bundesgebiets oder aus dem Ausland als Teil von Schritt 2 würde sich in der Realität allerdings nicht einstellen. Grund hierfür ist, dass innerhalb des deutschen Strommarkts eine gemeinsame Merit Order verwendet wird, d.h. die Kraftwerke werden bundesweit entsprechend ihrer ansteigenden variablen Betriebskosten eingesetzt. Aus dem gleichen Grund ist eine Trennung zwischen fossilen Kraftwerken in Bayern und im Rest des Bundesgebiets sowie dem Effekten des grenzüberschreitenden Stromhandels hier nicht zuverlässig möglich.²

3.3. Ergebnisse der Szenarien

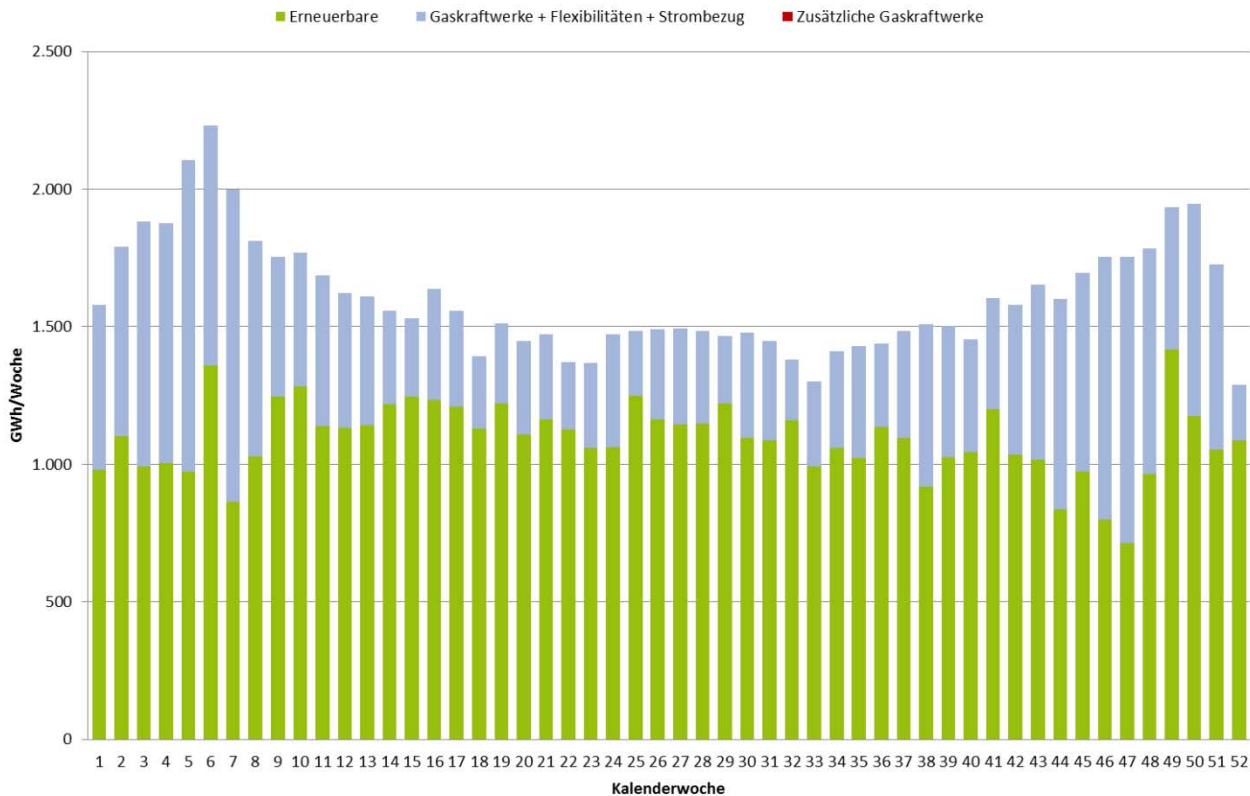
Die hier durchgeführte Abschätzung bildet die Möglichkeiten zur Deckung des Strombedarfs in Bayern vereinfacht ab und ermittelt den gegebenenfalls bestehenden Bedarf zum Bau zusätzlicher Gaskraftwerke.

3.3.1. Szenario 1: Untere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke

Die Annahmen für das Szenario 1 wurden so getroffen, dass dieses Szenario die untere Bandbreite eines möglichen Bedarfs für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern im Jahr 2035 abbildet. Das Ergebnis der Analyse ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

² Solche Analysen wären nur durch den Einsatz komplexer Strommarkt- und Netzmodelle möglich, die den Einsatz aller Kraftwerke für jede Stunde eines Jahres analysieren.

Abbildung 3-1: Deckung des Strombedarfs in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 1 (Darstellung nach Kalenderwochen)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 3-1 zeigt den für die in den Szenarien angenommenen jahreszeitlichen Verlauf der Nachfrage nach Strom in Bayern und dessen Deckung im Szenario 1. Die Daten sind auf der Ebene der Kalenderwochen addiert, um eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen.

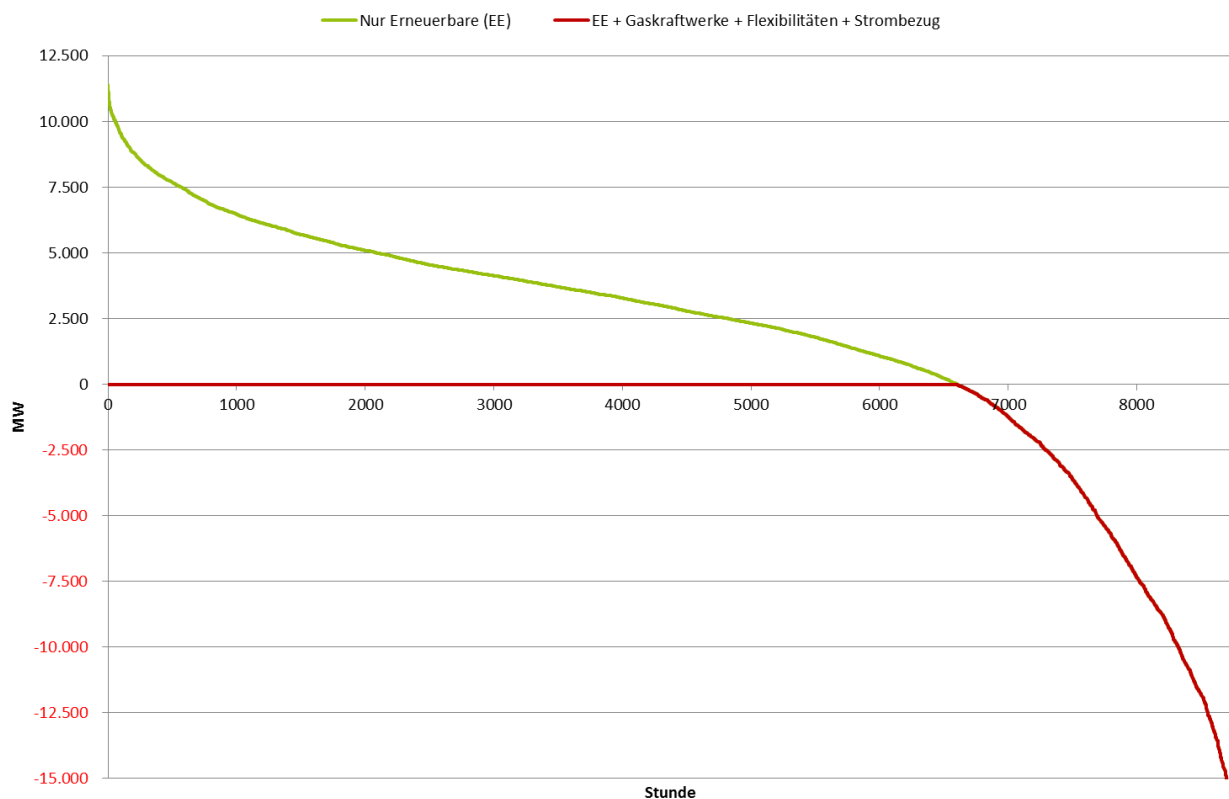
Zu erkennen ist, dass die in Bayern installierten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (einschließlich Abfallverbrennung) mit insgesamt 68 % einen Großteil der Stromnachfrage decken können. Aufgrund des schwankenden Dargebots der erneuerbaren Energien sinkt dieser Anteil in einigen Kalenderwochen auf 41 %. In der stundenscharfen Betrachtung liegt der minimale Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Strombedarfs in Bayern bei 18 %. Andererseits kann Bayern in vielen Stunden des Jahres deutlich mehr Strom erzeugen als im Freistaat benötigt wird. Diese Überschüsse an Strom können in andere Teile des Bundesgebiets oder ins europäische Ausland exportiert werden, sofern dort entsprechende Nachfrage vorhanden ist, oder sie können zur Erzeugung von Wasserstoff als Energiespeicher bzw. Energieträger verwendet werden.

Die weiteren als verfügbar angenommenen Optionen reichen im Szenario 1 aus, um den Strombedarf in Bayern zu decken. Dabei handelt es sich um die als vorhanden angenommenen Erdgaskraftwerke, die verfügbaren Flexibilitäten (Stromspeicher und nachfrageseitiges Lastmanagement) und den Bezug von Strom aus anderen Teilen Deutschlands oder dem benachbarte Ausland.

Unter den Annahmen des Szenarios 1 werden in Bayern also keine zusätzlichen Gaskraftwerke benötigt, um den Strombedarf sicher zu decken.

Die Ergebnisse der Analyse können alternativ zur Abbildung 3-1 auch stundenscharf dargestellt werden. In der nachfolgenden Abbildung 3-2 sind die Ergebnisse für die einzelnen Stunden des Jahres dargestellt. Dabei wurden diejenigen Stunden des Jahres ganz links angeordnet, in denen die Differenz zwischen dem Strombedarf und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern (die Residuallast nach Einsatz der erneuerbaren Energien) am größten ist. Alle weiteren Stunden wurden in der Reihenfolge der abfallenden Residuallast angeordnet. Das Ergebnis wird als Jahresdauerlinie der Residuallast bezeichnet und vermittelt einen Eindruck davon, über wie viele Stunden des Jahres hinweg welche Optionen zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden.

Abbildung 3-2: Jahresdauerlinien der Residuallast in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 1



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zu erkennen ist in dieser Abbildung, dass die als grüne Linie dargestellte Residuallast nach Einsatz der in Bayern verfügbaren erneuerbaren Energien maximal 11.400 MW beträgt. Die Residuallast fällt jedoch rasch ab und liegt über viele Stunden des Jahres hinweg zwischen 2.500 und 7.500 MW. Während etwa einem Viertel der Stunden des Jahres ist die erneuerbare Residuallast in Bayern negativ. In diesen Stunden besteht in Bayern ein Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien gegenüber der Stromnachfrage.

Die in der Abbildung rot dargestellte Linie zeigt, dass es im Szenario 1 keine Stunde des Jahres gibt, in dem die Summe aus erneuerbarer Stromerzeugung, vorhandener Gaskraftwerke und Flexibilitäten in Bayern sowie dem als verfügbar angenommenen Strombezug aus dem Rest des Bundesgebiets oder aus dem Ausland kleiner ist als die Stromnachfrage in Bayern. **Dementsprechend besteht in diesem Szenario kein Bedarf für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern.**

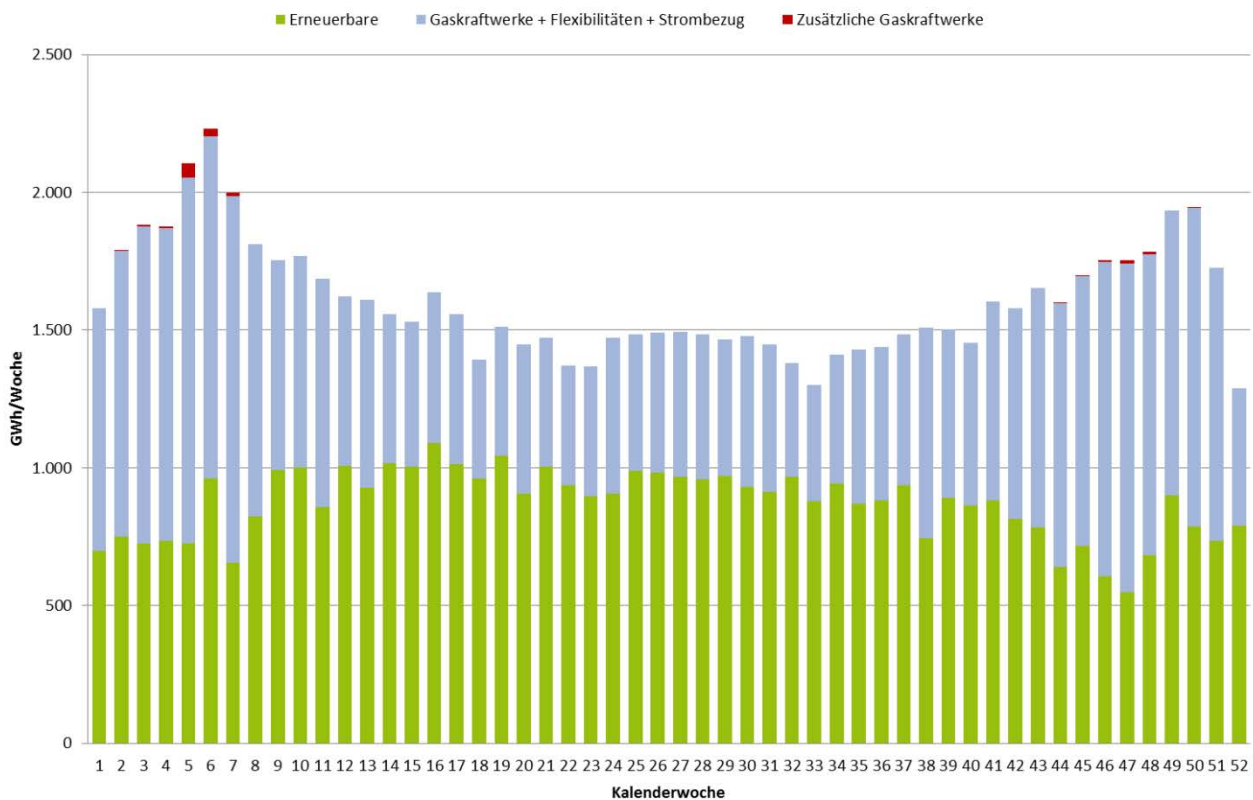
3.3.2. Szenario 2: Obere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke

Im Szenario 2 wurden pessimistischere Annahmen getroffen, so dass dieses Szenario die obere Bandbreite eines möglichen Bedarfs für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern im Jahr 2035 abbildet.

Während die Höhe und der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage in Bayern für beide Szenarien identisch angenommen wurden, enthält das Szenario 2 vorsichtigere Annahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Entwicklung der verfügbaren Gaskraftwerke sowie der Stromspeicher und nachfrageseitigen Flexibilität in Bayern. Zudem wird in Szenario 2 angenommen, dass der HGÜ-Korridor „SuedOstLink“ mit einer geringeren Leistung ausgeführt wird als in Szenario 1. Zu den Details der Annahmen siehe Tabelle 3-1 und die Erläuterungen in Kapitel 3.1.

Die nachstehende Abbildung 3-3 zeigt auf Ebene der Kalenderwochen, wie die Stromnachfrage in Bayern im Szenario 2 gedeckt werden kann.

Abbildung 3-3: Deckung des Strombedarfs in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 2 (Darstellung nach Kalenderwochen)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

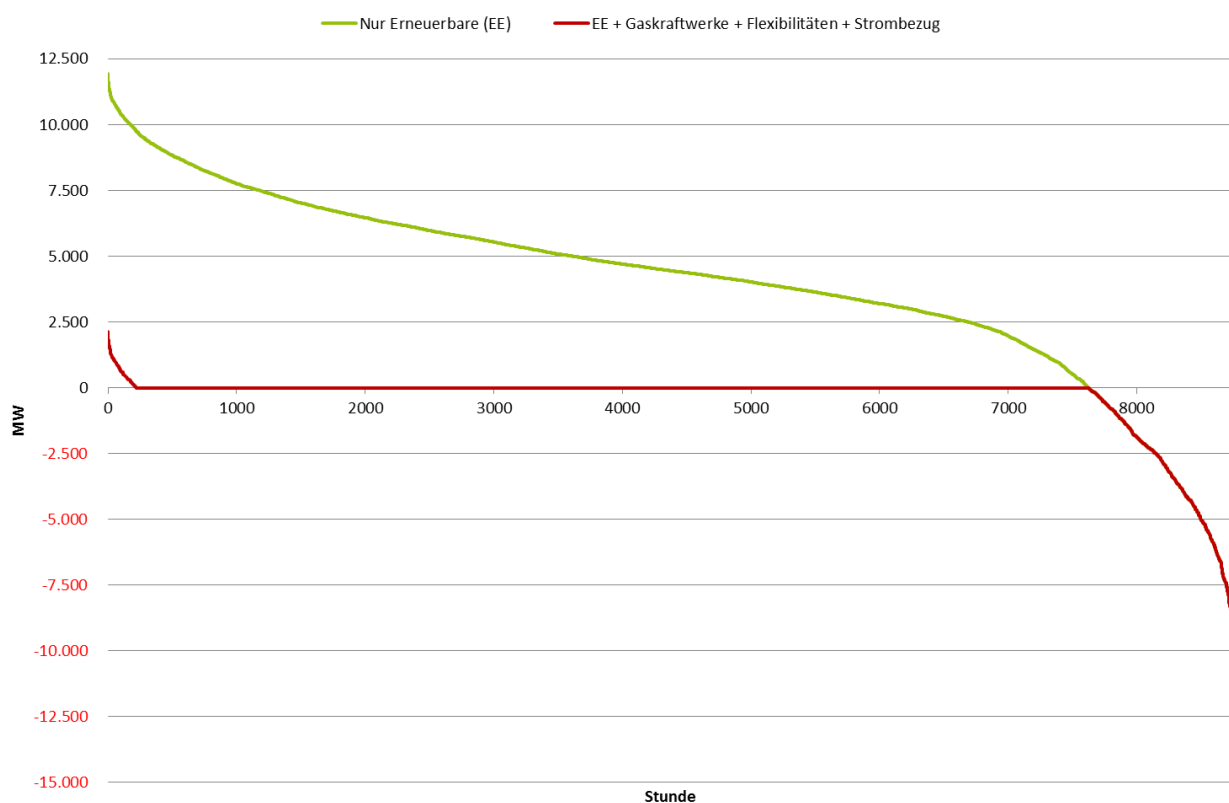
Im Szenario 2 können die in Bayern installierten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (einschließlich Abfallverbrennung) insgesamt 54 % der Stromnachfrage des Freistaats decken. In einigen Kalenderwochen sinkt dieser Anteil auf 31 %. In der stundenscharfen Betrachtung liegt der minimale Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Strombedarfs in Bayern bei 16 %. Auch im Szenario 2 entstehen in anderen Stunden des Jahres Überschüsse an erneuerbarem Strom (insbesondere bedingt durch die Erzeugung von Photovoltaik-Strom in den Mittagsstunden

im Sommer), die von Bayern aus in andere Teile des Bundesgebiets oder ins europäische Ausland exportiert werden oder zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet werden können. Die Menge dieser Überschüsse ist jedoch deutlich geringer als im Szenario 1.

Im Szenario 2 reichen die weiteren verfügbaren Optionen nicht vollständig aus, um den Strombedarf in Bayern sicher zu decken. Nach dem Einsatz der als vorhanden angenommenen erneuerbaren und Erdgas-Kraftwerke, der verfügbaren Flexibilitäten und dem als maximal möglich eingeschätzten Bezug von Strom aus anderen Teilen Deutschlands oder dem benachbarten Ausland verbleibt in 12 Wochen des Jahres ein Defizit, das z.B. durch neu zu errichtenden Gaskraftwerke gedeckt werden könnte. Diese Wochen sind in Abbildung 3-3 an den rot dargestellten Flächen zu erkennen. Sie liegen ausschließlich in den Monaten Januar und Februar sowie ab Mitte Oktober bis Dezember.

Die stundenscharfe Auswertung der Analyse ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Wie schon für Szenario 1 wurden hier Jahresdauerlinien der Residuallast gebildet.

Abbildung 3-4: Jahresdauerlinien der Residuallast in Bayern im Jahr 2035 im Szenario 2



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die als grüne Linie dargestellte Residuallast nach Einsatz der in Bayern verfügbaren erneuerbaren Energien beträgt im Szenario 2 maximal 11.900 MW und liegt somit nur knapp 5 % höher als in Szenario 1. Auch im Szenario 2 liegt die Residuallast über viele Stunden des Jahres hinweg zwischen 2.500 und 7.500 MW. Ein Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien entsteht in Bayern im Szenario 2 in etwa 13 % der Stunden des Jahres. Die Überschüsse sind somit deutlich geringer als im Szenario 1.

Für das Ergebnis dieser Analyse besonders wichtig ist jedoch der Verlauf der in der Abbildung rot dargestellten Linie. Sie zeigt, dass im Szenario 2 über etwa 220 Stunden des Jahres hinweg ein Defizit besteht. Diese Stunden verteilen sich auf die oben erwähnten 12 Kalenderwochen. In diesem Stunden ist die Stromnachfrage in Bayern größer als die Summe der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und als vorhanden angenommenen Gaskraftwerken sowie die verfügbare Leistung von Flexibilitäten in Bayern und dem Strombezug aus dem Rest des Bundesgebiets oder aus dem Ausland. Das Maximum dieses Defizits beträgt 2.140 MW.

In diesem Szenario besteht demnach ein Bedarf für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern mit einer Leistung von ca. 2.140 MW. Zur Deckung dieses Bedarfs könnten unter anderem die bereits länger verfolgten Kraftwerksprojekte an den Standorten Gundremmingen, Gundelfingen und Leipheim realisiert werden, sofern diese nicht bereits als Reservekraftwerke gebaut werden.

Zu beachten ist allerdings, dass wie in Abbildung 3-4 dargestellt ein zusätzlicher Strombedarf nur über wenige Stunden des Jahres hinweg besteht. Die Auslastung der zusätzlichen Kraftwerksleistung von 2.140 MW liegt in diesem Szenario rechnerisch nur bei 70 Volllaststunden im Jahr. In der Realität würden sich zusätzlich gebaute Gaskraftwerke in Bayern in die Einsatzreihenfolge des deutschen und europäischen Strommarkts einreihen und könnten dabei voraussichtlich deutlich höhere Benutzungsstunden erzielen. Zugleich würden jedoch andere Gaskraftwerke anteilig aus dem Markt verdrängt werden.

3.3.3. Sensitivitätsbetrachtung Versorgungssicherheit

Bei den Analysen der Szenarien 1 und 2 wurde untersucht, welche Optionen im Strommarkt zur Verfügung stehen, um den Strombedarf in Bayern zu decken. Die in Süddeutschland geplanten „besonderen netztechnischen Betriebsmittel“ wurden hierbei nicht berücksichtigt, da diese Anlagen dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen und nur im Fall von Netzengpässen eingesetzt werden dürfen. Durch die im Rahmen der Szenarioanalysen getroffene Annahme eines auf 10 % stark begrenzten Anteils der installierten Kapazität von Leitungen zwischen dem Freistaat und den benachbarten Bundesländern bzw. dem benachbarten Ausland für die Deckung der Stromnachfrage in Bayern wurden in den Szenarioanalysen bereits Aspekte der verfügbaren Netzkapazitäten berücksichtigt, die sich in der energiewirtschaftlichen Praxis ggf. in Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber niederschlagen würden.

Als Sensitivitätsbetrachtung zur Versorgungssicherheit in Bayern wurde ergänzend folgende „worst-case“-Modifikation der für die beiden Szenarien getroffenen Annahmen durchgeführt:

- Die HGÜ-Trasse „SuedOstLink“ fällt zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast komplett aus (4.000 MW in Szenario 1 bzw. 2.000 MW in Szenario 2). Die für die Versorgung Bayerns zur Verfügung stehenden Anteile der installierten Leistung der HGÜ-Trassen bleiben unverändert bei 60 % (Szenario 1) bzw. 40 % (Szenario 2).
- Der größte Kraftwerksblock fällt zeitgleich aus (das ist Block 4 im Kraftwerk Irsching mit ca. 845 MW Nettoleistung).
- Zum Management dieser Situation stehen in Bayern 600 MW an „besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ zur Verfügung (das wäre der bereits vorgesehene Block 6 in Irsching mit 300 MW Leistung sowie eine weitere Anlage mit der gleichen Kapazität).

Hieraus ergeben sich folgende Ergebnisse:

Szenario 1 (Untere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke)

In diesem Szenario kommt es zu einer Unterdeckung der benötigten Leistung um ca. 550 MW. Wenn in dieser Situation zeitlich befristet 15 % statt sonst 10 % der installierten Leistung der Drehstromleitungen in die anderen Bundesländer für die Versorgung Bayerns zur Verfügung gestellt werden, dann lässt sich diese Unterdeckung vollständig kompensieren.

Szenario 2 (Obere Bandbreite des Bedarfs für neue Gaskraftwerke)

Hier erhöht sich die in diesem Szenario ohnehin vorhandene Unterdeckung der benötigten Leistung von 2.140 MW auf 3.190 MW. Auch in diesem Fall könnte die Unterdeckung durch eine zeitlich befristete Erhöhung der zur Versorgung Bayerns zur Verfügung stehenden Leistung der innerdeutschen Drehstromleitungen auf 15 % kompensiert werden.

Diese überschlägige Sensitivätsbetrachtung zeigt, dass die Leistungsbilanz Bayerns in den betrachteten Szenarien sensitiv auf den Ausfall wichtiger Übertragungsleitungen und großer Kraftwerke reagiert. Zugleich wird deutlich, dass die hier betrachtete „worst case“-Situation durch den Einsatz von 600 MW an „besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ sowie einer realistisch erscheinenden befristeten Erhöhung der Inanspruchnahme der Kapazität von Drehstromleitungen in die anderen Bundesländer beherrscht werden kann. Eine Erhöhung des Bedarfs für zusätzliche Gaskraftwerke lässt sich aus der Analyse dieser Sensitivität somit nicht herleiten.

Zur weiteren Vertiefung dieser Sensitivitätsanalyse wären detaillierte Berechnungen mit den Netzmodellen der Übertragungsnetzbetreiber erforderlich.

3.4. Zusammenfassende Bewertung

In den beiden Szenarien wurden Annahmen so getroffen, dass eine realistische Bandbreite für den Bedarf an zusätzlichen Gaskraftwerken in Bayern abgeschätzt werden kann.

Szenario 1 zeigt, dass es keinen Bedarf an zusätzlichen Gaskraftwerken in Bayern gibt, sofern der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung entsprechend der auf dem Energiegipfel Bayern vereinbarten Ziele realisiert wird, die im Zuge des Kohleausstiegs wegfallenden Kohle-Heizkraftwerke in Bayern durch effiziente Erdgas-Heizkraftwerke ersetzt werden und die aktuell bestehenden bayerischen Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 40 Jahren erreichen. Zudem wurde in Szenario 1 vorausgesetzt, dass die HGÜ-Verbindungsstrassen nach Bayern mit einer Leistung von insgesamt 6.000 MW, einschließlich der geplanten zweiten Ausbaustufe des „SuedOstLink“, realisiert werden.

In dem pessimistischeren Szenario 2 wurden niedrigere Ausbauziele für die erneuerbare Stromerzeugung angesetzt. Zudem wurde angenommen, dass die Kohle-Heizkraftwerke in Bayern nicht durch neue KWK-Anlagen ersetzt und bestehende Gaskraftwerke bereits nach 30 Jahren abgeschaltet werden. Weiter wurde ein reduzierter Ausbau der HGÜ-Trasse „SuedOstLink“ unterstellt, so dass die gesamte Leistung der Gleichstrom-Verbindungen 4.000 MW beträgt. Unter diesen Annahmen ergibt sich eine Deckungslücke der zur Deckung des Strombedarfs in Bayern verfügbaren Leistung in Höhe von 2.140 MW. Diese Leistung müsste, anders als die geplanten Anlagen der „besonderen netztechnischen Betriebsmittel“, für den Strommarkt zur Verfügung stehen. Die Jahresdauerlinie in Abbildung 3-4 zeigt hierbei, dass die genannte zusätzliche Leistung nur über sehr wenige Stunden des Jahres benötigt würde. Diese Stunden liegen ausschließlich im Zeitraum ab Mitte Oktober bis Ende Februar.

Die hier dargestellten Ergebnisse zeigen eine starke Abhängigkeit von einzelnen Annahmen, die für die Szenarien getroffen wurden. Besonders relevant ist hier der angesetzte Anteil der Kapazität der Drehstrom-Leitungen zwischen Bayern und den benachbarten Bundesländern sowie dem benachbarten Ausland. Die Kapazität dieser Leitungen beträgt insgesamt knapp 40 GW und liegt damit weit oberhalb der angenommenen maximalen Leistung der Stromnachfrage in Bayern. In den Szenarien wurde berücksichtigt, dass die Drehstrom-Leitungen typischerweise nicht voll ausgelastet werden können und dass die Leitungen nicht nur zur Versorgung Bayerns dienen, sondern auch dem Stromtransit in andere Bundesländer oder zwischen verschiedenen europäischen Ländern im Verbundsystem der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). In den Szenarien wurden daher nur 10 % der installierten Leistung als für die Versorgung Bayerns verfügbarer Anteil abgeschätzt. Eine Veränderung dieses Ansatzes kann deutliche Auswirkungen auf die Ergebnisse der Analyse haben. Genaue Berechnungen sind letztlich nur mit Hilfe komplexer Strommarkt- und Stromnetzmodelle möglich.

Falls dagegen der Bau zusätzlicher Gaskraftwerke dazu dienen sollte, eine der geplanten HGÜ-Trassen entbehrlich zu machen, so hätte dies erhebliche Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Wenn der über eine HGÜ-Leitung mit einer Leistung von 2.000 MW nach Bayern fließende Strom durch Gaskraftwerke ersetzt werden müsste, so könnte dies unter den Annahmen der Szenarien zu zusätzlichen Emissionen der Gaskraftwerke in Bayern in Höhe von 1 bis 1,4 Mio. t CO₂ führen. Das würde 9 bis 13 % der heutigen CO₂-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Bayern entsprechen. Solche zusätzlichen Emissionen stünden in klarem Widerspruch zu den Anforderungen des Klimaschutzes.³

4. Finanzierungsmechanismen für zusätzliche Gaskraftwerke in Bayern

Für den Fall dass in Bayern zusätzliche Gaskraftwerke benötigt werden, stellt sich die Frage, wie Investitionen in solche Anlagen refinanziert werden könnten. In den vergangenen Jahren war das energiewirtschaftliche Umfeld für Gaskraftwerke sehr ungünstig, was dazu geführt hat, dass auch neuere Gaskraftwerke zur Stilllegung angemeldet wurden. In Bayern betrifft dies die Blöcke 4 und 5 des Kraftwerks in Irsching mit einer Gesamtleistung von ca. 1.400 MW. Zugleich wurden bereits geplante Neubauprojekte für Gaskraftwerke für längere Zeit auf Eis gelegt, darunter Projekte in Haiming, Gundremmingen, Gundelfingen und Leipheim bei Ulm.

Das derzeit geltende Design des Strommarkts in Deutschland setzt auf zwei scharf voneinander getrennte Säulen:

- Zum einen der Markt zur Deckung der Stromnachfrage der Verbraucher, der sogenannte **„Energy-only Markt“**. Hier entstehen die Erlöse von Kraftwerksbetreibern aus dem Verkauf von elektrischer Energie (Kilowattstunden). Vereinfacht betrachtet ergibt sich der Preis am Energy-only Markt auf Basis der Angebotspreise der Kraftwerke, die auf Basis der variablen Betriebskosten der Anlagen kalkuliert werden, und der Nachfragekurve der Verbraucher. Ergänzend besteht ein Markt für kurzfristig bereitgestellte **Regelenergie**, der von den Übertragungsnetzbetreibern über Ausschreibungen realisiert wird.

³ Für diese Abschätzung wurde eine Auslastung der HGÜ-Leitung in Richtung Süden im Umfang von 45 % der maximal übertragbaren Strommenge angesetzt. Hierauf werden die in den Szenarien angesetzten Anteile für die Versorgung Bayerns von 60 % (Szenario 1) bzw. 40 % (Szenario 2) angewendet. Die Emissionen der Gaskraftwerke wurden mit 400 g/kWh Strom und die Emissionen des über die HGÜ-Leitung übertragenen Stroms mit 100 g/kWh Strom angesetzt.

- Zum anderen wurden vier verschiedene Mechanismen für die **Bereitstellung von Kraftwerksleistung** zur Unterstützung der Versorgungssicherheit geschaffen. Diese umfassen
 - die Netzreserve (§ 13d EnWG), die aus Kraftwerken im Inland besteht, deren Stilllegung durch die Bundesnetzagentur untersagt wurde sowie aus Kraftwerken im Ausland, die gezielt für die Netzreserve unter Vertrag genommen wurden;
 - die Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG) für zusätzliche Leistungen zur Sicherung der Netzstabilität, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von Ausschreibungen kontrahiert werden, für den Zeitraum ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 läuft derzeit eine Ausschreibung über eine Leistung von insgesamt 2 GW;
 - die sogenannte „Sicherheitsbereitschaft“ für Braunkohlekraftwerke (§ 13g EnWG), die im Zuge der politisch erwünschten Stilllegung von acht Braunkohlekraftwerken eingeführt wurde, die betreffenden Kraftwerke müssen auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der im Gesetz definierten Zeiträume betriebsbereit gemacht werden können; und
 - Besondere netztechnische Betriebsmittel (§ 11 Abs. 3 EnWG), die einen möglichen Ausfall von Teilen des Übertragungsnetzes auffangen sollen, die hierfür benötigten Leistungen werden von den Betreibern dieser Netze ebenfalls im Rahmen von Ausschreibungen kontrahiert.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben Mitte des Jahres 2018 eine Ausschreibung über besondere netztechnische Betriebsmittel mit einer Leistung von insgesamt 1.200 MW durchgeführt. Als erstes hat der Betreiber Uniper den Zuschlag über ein Gaskraftwerk am Standort Irsching mit einer Leistung von 300 MW erhalten.

Den vier genannten Mechanismen ist gemeinsam, dass die betreffenden Kraftwerke ausschließlich auf Anweisung der Netzbetreiber betrieben werden und nicht gleichzeitig im Energy-only Markt tätig sein dürfen. Es gibt also eine strikte Trennung des eigentlichen Strommarktes und der genannten Mechanismen zur Sicherstellung von Leistung, die die Netzbetreiber zur Sicherung des Stromsystems benötigen. Die Kosten der von den Netzbetreibern unter Vertrag genommenen Kraftwerke werden über die Netzentgelte an die Verbraucher überwält.

Darüber hinaus bietet das **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz** eine attraktive Förderung für den Neubau bzw. die Modernisierung von mit Erdgas betriebenen Heizkraftwerken. Die Förderung ist so angelegt, dass sie aus Sicht der Betreiber annähernd die gesamten Investitionskosten neuer Anlagen refinanziert. Sofern geeignete Wärmeabnehmer (z.B. Fernwärmenetze oder industrieller Wärmebedarf) vorhanden sind, besteht somit ein großer Anreiz, ältere Heizkraftwerke zu ersetzen oder neue Anlagen zu errichten.

Jenseits der Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich neue Gaskraftwerke unter den bisherigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausschließlich im Rahmen der genannten Ausschreibungsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber für besondere netztechnische Betriebsmittel realisieren. Dementsprechend haben die potenziellen Betreiber der Kraftwerksprojekte in Gundremmingen, Gundelfingen und Leipheim ebenso wie Uniper für den Standort Irsching Angebote für die 2018 durchgeführte Ausschreibung für besondere netztechnische Betriebsmittel abgegeben.

Es ist nicht auszuschließen, dass sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren zugunsten von Gaskraftwerken verändern. Dazu zählen folgende Parameter:

- Im Zuge des geplanten Kohleausstiegs in Deutschland wird sich die Leistung der mit Gaskraftwerken konkurrierenden Anlagen mit Steinkohle- und Braunkohlefeuerung deutlich reduzieren.
- Am Terminmarkt für Erdgas zeigt sich bis zum Jahr 2025 ein deutlich sinkender Trend, der sich möglicherweise auf eher niedrigem Niveau stabilisieren könnte. Die Preise für Steinkohle verändern sich dagegen kaum.
- Am Terminmarkt für CO₂-Emissionsrechte ist bis zum Jahr 2025 ein deutlich ansteigender Trend zu erkennen, der sich möglicherweise auf eher hohem Niveau stabilisieren könnte.

Aus diesen Veränderungen könnten sich erhöhte Chancen für den Einsatz von Gaskraftwerken im Strommarkt ergeben. Zu erwarten ist allerdings, dass hiervon zunächst bereits bestehende Anlagen profitieren, insbesondere auch Heizkraftwerke mit Wärmeauskopplung. Ob die Anreize ausreichen, Investitionen in neue Anlagen zu ermöglichen ist dagegen äußerst unsicher.

Weiter wird diskutiert, ob die bislang in Deutschland geltende einheitliche Preiszone im Strommarkt aufgehoben und in eine nördliche und eine südliche Zone geteilt werden soll. Hierdurch würden sich voraussichtlich in einer südlichen Preiszone im Durchschnitt höhere Strompreise ergeben als im bisherigen einheitlichen Energy-only Markt. Diese höheren Preise könnten dazu beitragen, den Betrieb von Gaskraftwerken attraktiver zu machen. Auch hier gilt jedoch, dass es eher unwahrscheinlich ist, dass der Energy-only Markt in der Lage ist, ausreichende Anreize zur Investition in neue Kraftwerke zu setzen.

Das Öko-Institut hat bereits im Jahr 2015 vorgeschlagen, die erforderlichen Investitionen in flexible Gaskraftwerke als Ergänzung zum Ausbau der erneuerbaren Energien über einen „Fokussierten Kapazitätsmarkt“ anzureizen (Matthes et al. 2015). Durch einen solchen Markt könnten sowohl wirtschaftlich gefährdete Bestandsanlagen gesichert wie auch die Investitionen in Neuanlagen angereizt werden. Dabei würde eine Fokussierung auf die Anlagen erfolgen, die tatsächlich einen Förderbedarf und zugleich niedrige Emissionen aufweisen. Dabei könnte die derzeit bestehende Trennung zwischen dem Energy-only Markt und den Mechanismen zur Sicherung der benötigten Kraftwerkskapazitäten aufgehoben werden.

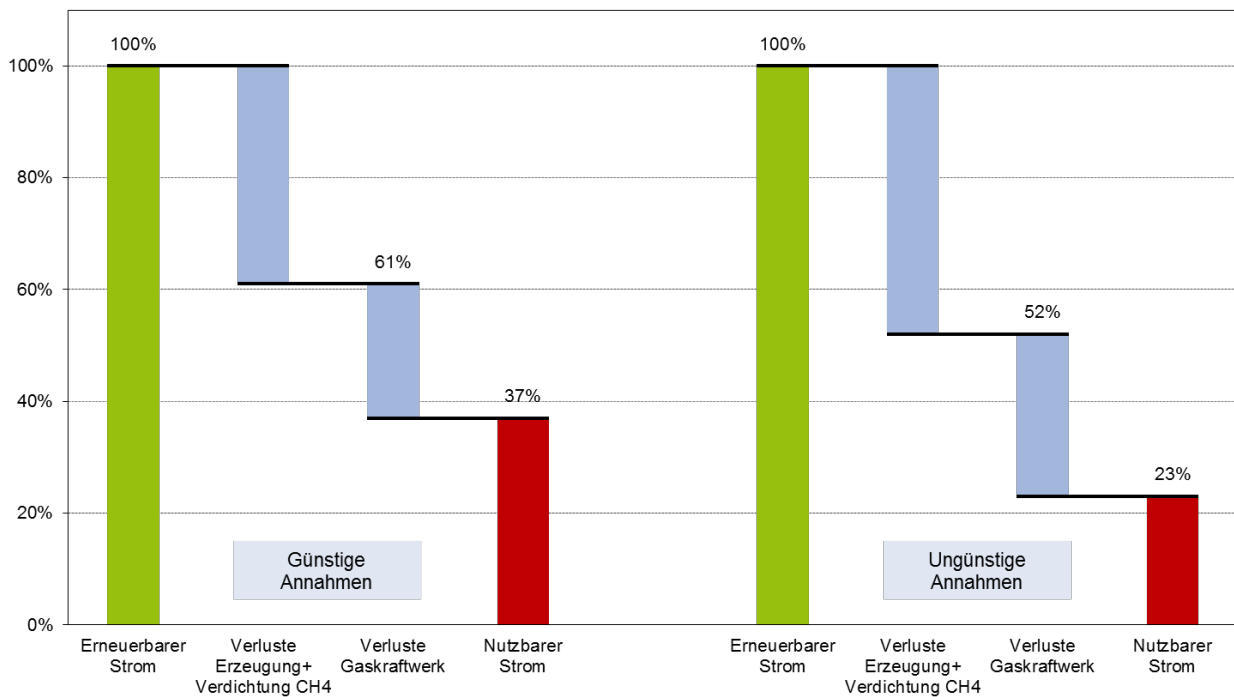
5. Ausblick: Die Rolle von Gaskraftwerken im Kontext weitreichender Klimaschutzziele

Im Rahmen des Klimavertrags von Paris hat sich Deutschland verpflichtet dazu beizutragen, dass die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°, möglichst auf 1,5° gegenüber der vorindustriellen Periode begrenzt wird. Der hierzu erforderliche Beitrag Deutschlands kann nur erreicht werden, indem die Netto-Emissionen an Treibhausgasen so rasch wie möglich auf Null reduziert werden.

Dies bedeutet für den Stromsektor, dass parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem aktuell beschlossenen Kohleausstieg auch ein Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas erfolgen muss, das ebenfalls ein fossiler Energieträger ist. Dies gilt auch für Kraftwerke, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Der Ausstieg aus der Verstromung von Erdgas muss voraussichtlich im Zeitraum zwischen 2035 und 2050 erfolgen. Da Gaskraftwerke typischerweise mindestens 20 Jahre lang betrieben werden, müssen der Neubau und die Modernisierung von Gaskraftwerken ab dem Jahr 2020 mit der Frage verbunden sein, ob und wie diese Anlagen im genannten Zeitraum auf einen CO₂-freien Energieträger umgestellt werden können.

Hierzu wird oftmals darauf verwiesen, dass die Gaskraftwerke mit synthetischem Methan betrieben werden könnten, das auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt wird. Einer solchen Strategie stehen jedoch die hohen Umwandlungsverluste entgegen, die bei der Herstellung von synthetisch erzeugtem Methan, dessen Transport und Verstromung in einem Gaskraftwerk entstehen. Dies wird durch die folgende Abbildung 5-1 veranschaulicht.

Abbildung 5-1: Anteil nutzbaren Stroms beim Einsatz von synthetischem Methan in Gaskraftwerken unter günstigen und ungünstigen Annahmen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

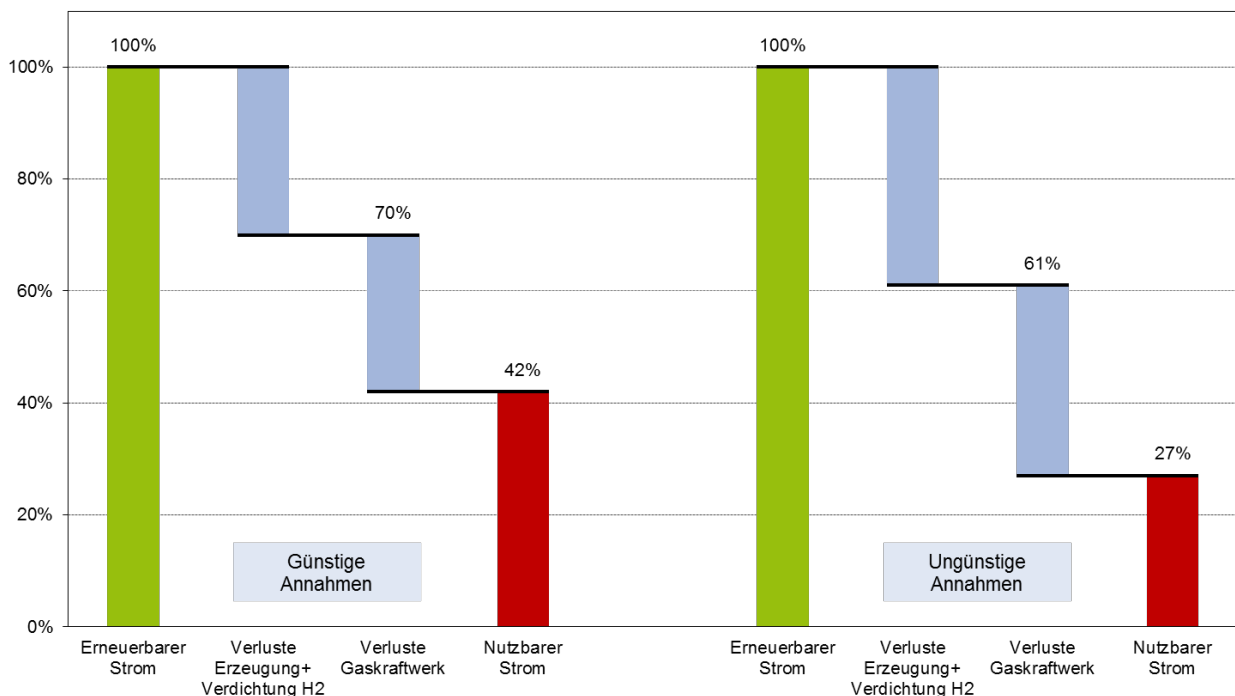
Hierbei wurden Wirkungsgrade für die Erzeugung und Verdichtung von Methan von 52 bis 61 % und für die Verstromung im Gaskraftwerk von 45 bis 60 % angenommen. Nicht berücksichtigt sind dabei ein evtl. anfallender Energieaufwand für einen weiträumigen Transport des synthetischen Methans sowie stoffliche Verluste bei der Verarbeitung und dem Transport des Methans („Gas-schlupf“), die aufgrund der hohen Treibhausgaswirkung von Methan besonders schädlich sind.

Im Ergebnis können von der ursprünglich erneuerbar erzeugten Strommenge am Ende der Umwandlungskette nur 37 % (unter günstigen Annahmen) bzw. 23 % (unter ungünstigen Annahmen) genutzt werden. Im Falle von Kraft-Wärme-Kopplung kann zudem die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme genutzt werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass zur Bereitstellung von einer Kilowattstunde Strom aus synthetischem Methan am Anfang der Umwandlungskette im günstigen Fall 2,7 Kilowattstunden, im ungünstigen Fall sogar 4,3 Kilowattstunden erneuerbar erzeugten Stroms eingesetzt werden müssen. Angesichts der großen Schwierigkeiten, die dem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft in Deutschland entgegen stehen, erscheint es ausgeschlossen, dass ein nennenswerter Anteil des Strombedarfs über den Umweg von synthetisch erzeugtem Methan auf Basis von inländisch erzeugtem erneuerbaren Strom abgedeckt werden kann. Zwar ist damit zu rechnen, dass gewisse Volumina an synthetischem Methan aus dem Ausland importiert werden können. Im Rahmen einer globalen Strategie der Klimaneutralität ist

jedoch damit zu rechnen, dass der weltweite Markt für diesen CO₂-freien Energieträger letztlich von Knappheit geprägt sein wird. Hinzu kommt, dass Strom auf Basis von synthetischem Methan aufgrund der hohen Umwandlungsverluste um ein Mehrfaches teurer sein wird als der ursprünglich erzeugte erneuerbare Strom.

Die gleichen Zusammenhänge gelten auch beim Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wurde. Da jedoch im Vergleich zum synthetischen Methan die Schritte der Gewinnung von CO₂ und der Syntheseprozess von Wasserstoff und CO₂ zu Methan entfallen, sind die Umwandlungsverluste niedriger. Dies zeigt die nachfolgende Abbildung 5-2, für die Wirkungsgrade für die Erzeugung und Verdichtung von Wasserstoff von 61 bis 70 % angenommen wurden.

Abbildung 5-2: Anteil nutzbaren Stroms beim Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Gaskraftwerken unter günstigen und ungünstigen Annahmen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Bei der Verwendung von Wasserstoff können am Ende der Umwandlungskette ca. 27 bis 42 % des ursprünglich eingesetzten erneuerbaren Stroms genutzt werden. Hinzu kommt im Fall von Kraft-Wärme-Kopplung noch die ggf. nutzbare Wärme. Zur Bereitstellung von einer Kilowattstunde Strom aus erneuerbarem Wasserstoff müssen also am Anfang der Umwandlungskette im günstigen Fall 2,4 Kilowattstunden, im ungünstigen Fall 3,6 Kilowattstunden erneuerbar erzeugten Stroms eingesetzt werden. Die Verluste sind somit geringer als beim Einsatz von Methan, aber immer noch erheblich. Entsprechend wird der aus erneuerbarem Wasserstoff erzeugte Strom voraussichtlich nicht ganz so teuer sein Strom aus synthetischem Methan.

Zu den hier getroffenen Annahmen und zu weiteren Anwendungen synthetischer Stoffe und Energieträger im Zuge weitreichender Klimaschutzstrategien hat das Öko-Institut kürzlich eine zusammenfassende Einordnung des Wissensstandes veröffentlicht (Heinemann et al. 2019).

Diese Überlegungen zeigen, dass ein umfangreicher Einsatz von synthetisch erzeugten Gasen in Gaskraftwerken in Bayern zumindest in dem hier betrachteten Zeitraum voraussichtlich nicht möglich sein wird. Gleichfalls stellen Wasserstoff und Methan keine annähernd gleichwertigen Alternativen zur Übertragung von Strom zwischen Nord- und Süddeutschland über Drehstromnetze oder HGÜ-Leitungen dar.

Um die knappe Ressource erneuerbaren Strom möglichst optimal zu nutzen, sollte dieser Strom soweit wie möglich direkt verwendet oder unmittelbar in Stromspeichern gepuffert werden. Um längere Zeiträume mit niedriger erneuerbarer Stromerzeugung abdecken zu können, sind etwa ab dem Jahr 2040 chemische Stromspeicher erforderlich. Hierzu sollte zur Vermeidung von höheren Umwandlungsverlusten vorrangig Wasserstoff eingesetzt werden. Um dies zu ermöglichen, muss die bestehende Infrastruktur an Ferngasleitungen und Gasspeichern entsprechend weiterentwickelt werden.

Für Bayern bedeutet dies, dass der weitere Zubau von Gaskraftwerken auch im Hinblick auf den langfristigen Bedarf an Strom auf Basis chemisch gespeicherter Energie in einem weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Stromsystem geplant werden sollte. Zudem sollten die Gaskraftwerke, die gebaut oder modernisiert werden, auf den künftigen Betrieb als hochflexible Anlagen zur Ausbalancierung der Differenzen zwischen Strombedarf und verfügbarer erneuerbarer Stromerzeugung und auf den künftigen Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff ausgelegt werden („H₂ ready“).

6. Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT; TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, zuletzt geprüft am 16.04.2019.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (Hg.) (2019a): Monitoringbericht 2019. zum Umbau der Energieversorgung Bayerns, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (Hg.) (2019b): Energiegipfel Bayern 2018/2019. Ergebnisse der Arbeitsgruppen, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2019): Kraftwerksliste. Aktuelle Erzeugungsanlagen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt aktualisiert am 07.03.2019, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

Heinemann, Christoph; Kasten, Peter; Bauknecht, Dierk; Timpe, Christof; Bracker, Joß; Seebach, Dominik et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Hg. v. Öko-Institut. Öko-Institut. Freiburg, zuletzt geprüft am 15.11.2019.

Koch, Matthias; Hermann, Hauke; Flachsbarth, Franziska; Tambke, Jens (2016): Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot. Ergebnisse von Arbeitspaket 3 im Projekt „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“. Öko-Institut. Freiburg, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

Matthes, Felix Chr.; Hermann, Hauke; Diermann, Carsten; Schlemmermeier, Ben (2015): Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion. Kommentierung und Bewertung der Impact-Assessment-Studien zu Kapazitätsmechanismen im Auftrag Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie die Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes. Öko-Institut; LBD - Beratungsgesellschaft. Berlin, zuletzt geprüft am 13.10.2015.

Voigtländer, Christoph; Ebert, Marcel (2019): Aktuelle Zahlen zur Energieversorgung in Bayern. Prognose bis zum Jahr 2018. Hg. v. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. Leipziger Institut für Energie. Leipzig.