



Bildnachweis: Fotofix, ag. visuell

# Energiesystemanalyse Bayern

## Projektnews

Juli 2016 | Abschlussbericht

### Abschlussbericht Phase 2

## Modellgestützte Analyse und Bewertung unterschiedlicher Szenarien für den Energieumstieg in Bayern

Das vom Cluster Energietechnik der Bayern Innovativ GmbH initiierte Projekt „Energiesystemanalyse Bayern“ begleitet den Energieumstieg im Freistaat seit vier Jahren. In der zweiten, vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi) geförderten Projektphase (2014 bis 2016) liegt der Fokus auf der Modellierung des gesamten deutschen elektrischen Energieversorgungssystems; drei Modelle: Optimierung, Simulation, elektrisches Netz, wurden an jeweils einem Lehrstuhl der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) entwickelt. Im vorliegenden Abschlussbericht werden die berücksichtigten Rahmenbedingungen, die Modelle sowie die Ergebnisse diverser Szenarienrechnungen bis 2023, dem ersten Jahr ohne Stromerzeugung aus Kernkraft, beschrieben.

### Rahmenbedingungen

In Deutschland ist basierend auf dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 [1] von einer deutlichen Abnahme der konventionellen Kraftwerksleistung auszugehen (Tab. 1). Insgesamt nimmt die Leistung von 94,7 GW im Referenzjahr 2013 auf 68,5 GW in 2025 ab; das sind auf den Ausgangswert bezogen ca. 28 %.

#### Die vorliegende Ausgabe der Projektnews beschreibt

- Modellerweiterung von Bayern (Phase 1) auf Deutschland
- Für Bayern Ergebnisse von 6 Szenarien (2013 bis 2023)
- Volllaststunden Gaskraftwerke und CO<sub>2</sub>-Emissionen, auch Im- und Exporte von el. Strom
- Lastflussberechnungen im el. Netz
- Kommentare/Empfehlungen Projektbeirat



Bild: K. Hassmann

Im Vergleich dazu ist eine deutliche Zunahme der installierten Leistung von Erneuerbaren Energie (EE)-Anlagen von 81,1 GW im Referenzjahr 2013 auf 141,4 GW in 2025 (entspricht ca. 75 %) zu erwarten (Tabelle 2).

Zu den wichtigen Eingabegrößen zählen auch der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Für die Stromnachfrage werden veröffentlichte Zeitreihen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) in einer stündlichen sowie für die stark fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie Einspeisezeitreihen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in einer viertelstündlichen Auflösung herangezogen. Die konventionellen Kraftwerke werden nach ihren variablen Kosten zum Einsatz gebracht; gemäß der Merit Order kommt nach den erneuerbaren Energien zuerst Braunkohle, dann Steinkohle, erst danach trotz ihres hohen Wirkungsgradpotentials mit Erdgas befeuerte Kraftwerke. Dies

liegt an den niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und den im Vergleich relativ hohen Brennstoffkosten, die einen häufigeren Einsatz dieser effizienten Technik vermutlich auf lange Zeit verhindern. Auf zusätzliche Rahmenbedingungen wird bei der Modell- und Ergebnisbeschreibung eingegangen.

**Tabelle 1: Konventionelle Kapazitäten im Referenzjahr 2013 und im Jahr 2025 (in GW)**

	Ref. (2013)	Szenario B (2025)	Änderung
Kernenergie	12,1	0,0	-12,1
Braunkohle	21,2	12,6	-8,6
Steinkohle	25,9	21,8	-4,1
Erdgas	26,7	29,9	+3,2
Öl	4,1	1,1	-3,0
Sonstige	4,7	3,1	-1,6
<b>Gesamt</b>	<b>94,7</b>	<b>68,5</b>	<b>-27,6</b>

**Tabelle 2: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Jahr 2025 (in GW)**

	Ref. (2013)	Szenario B (2025)	Änderung
Wind onshore	33,8	63,8	+30
Wind offshore	0,5	10,5	+10
Photovoltaik	36,3	54,9	+18,6
Bioenergie	6,2	7,4	+1,2
Wasserkraft	3,9	4,0	+0,1
Sonstige	0,4	0,8	+0,4
<b>Gesamt</b>	<b>81,1</b>	<b>141,4</b>	<b>+74,4</b>

## Modellregion Deutschland

Wie erwähnt, gelten die Ergebnisse für den Freistaat Bayern; die Modellregion Deutschland wird aktuell durch fünf Knoten abgebildet, die sich an den Gebieten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) plus Bayern orientieren. Pumpspeicher in Österreich bilden ebenfalls einen Knoten. Das übrige Europa, insbesondere die Anrainerstaaten, werden (noch) nicht berücksichtigt. Diese wichtige Erweiterung – da ergebnisrelevant – ist in einer Folgephase (Phase 3) beantragt.

### Rechenmodelle

Die folgenden drei Modelle laufen gekoppelt ab; die Optimierung übergibt Ergebnisse an die Simulation, die wiederum das elektrische Netzmodell mit den simulierten Zeitreihen speist.

**Optimierung:** Ziel des Optimierungsmodells ist es, unter gewissen Rahmenbedingungen kostenoptimale Ausbauteilentscheidungen zu treffen und somit Potenziale für Entscheidungsträger aufzuzeigen.

Dabei können unterschiedliche Szenarien bzgl. Kostenentwicklungen wie z.B. Investitionskosten oder Brennstoffkosten, der Realisierbarkeit von Projekten wie z.B. Stromtrassen als auch politischen Vorgaben und deren Auswirkungen auf die Entwicklung des Energiesystems untersucht werden. Die zugrundeliegenden Daten bzgl. Kostenarten von Kraftwerken, Erneuerbaren Energien (EE) und Netzausbau werden aus Platzgründen hier nicht genauer spezifiziert. Die sich ergebenden Ausbauteilentscheidungen werden basierend auf der Einsatzplanung sowie der Berücksichtigung von Flexibilitätsanforderungen an die Kraftwerke getroffen. Für das sich hieraus ergebende gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem wurden Algorithmen entwickelt und implementiert anhand derer kostenminimale Ausbauteilentscheidungen berechnet, die Wirtschaftlichkeit neuer Kraftwerke bewertet, als auch Kostendifferenzen zwischen verschiedenen Szenarien aufgezeigt werden können.

**Simulation:** Mit Hilfe des Simulationsmodells können unterschiedliche Szenarien in

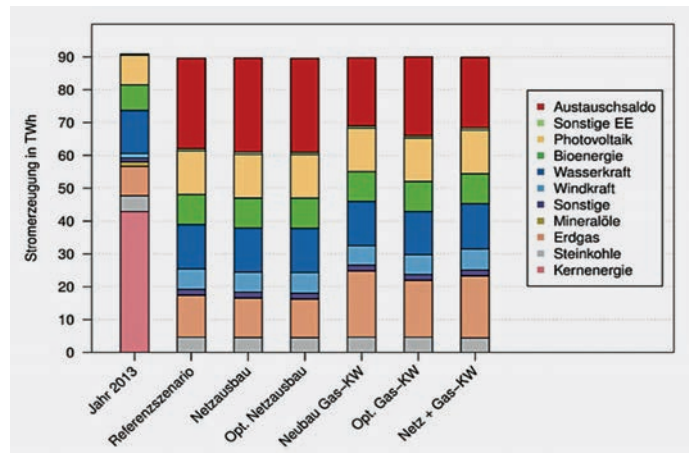


Abbildung 1: Stromerzeugung in Bayern im Jahr 2023

einer stündlichen Auflösung analysiert und bewertet werden. Neben kostenoptimalen Ausbauszenarien, welche aus dem Optimierungsmodell stammen, können weitere Szenarien basierend auf politischen Vorgaben untersucht werden. Für das Simulationsmodell wurde ein hierarchischer Mehrpunktmodellansatz entwickelt und eine umfassende Modelllogik implementiert, so dass Aussagen zur Residuallast, zum Stromaustausch zwischen Bayern und Restdeutschland, zu Redispatchmaßnahmen, sowie evtl. entstehender Kapazitätslücken getroffen werden können. Darüber hinaus wird die Analyse von Betriebsstunden neuer Kraftwerke und CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglicht. Weitere Details finden sich in [2].

**Elektrisches Netz:** Das entwickelte Modell des deutschen Höchstspannungsnetzes enthält ca. 950 Netzknoten. Das europäische Netz wird in Form eines Randnetzäquivalents, die unterlagerten Verteilnetze in reduzierter Form modelliert. Bei der Lastflussberechnung werden die Wirk- und Blindleistung, die über die Betriebsmittel fließen, sowie die Spannungen an den Netzknoten berechnet. Im Folgenden werden die Betriebsmittel auf Überlastung sowie auf die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, die Netzknoten auf Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes überprüft. Kritische Zeitpunkte für das

elektrische Netz ergeben sich dann, wenn besonders viele und extreme Grenzwertverletzungen auftreten. Diese werden im Anschluss daran explizit ausgewertet.

### Szenarien

In Tab. 3 sind insgesamt sechs Szenarien aufgeführt. Deren Unterscheidungskriterien basieren auf Ergebnissen der Optimierung sowie Vorgaben aus Diskussionsrunden mit dem bayerischen Wirtschaftsministerium und Projektbeirat. In Abb. 1 ist die Stromerzeugungsbilanz im Jahr 2023 dargestellt. Es handelt sich um ein Ergebnis des Simulationsmodells, das zur besseren Einordnung der sechs Szenarien vorangestellt wurde. Im Vergleich zum Referenzjahr 2013 weist die Strombilanz in jedem Szenario eine höhere Stromerzeugungsquote aus fossil befeuerten Kraftwerken und ein positives Stromausgleichssaldo (mehr Importe als Exporte) auf, da 2023 alle Kernkraftwerke vom Netz sind. In jedem Szenario liegt der Anteil der Erneuerbaren Energien bei 47,4%. Bei genauerer Betrachtung der einzelnen Szenarien zeigen sich in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen Unterschiede. Beim **Referenzszenario**, **Netzausbau** und **Opt. Netzausbau** sind die Energiebilanzen nahezu identisch. Im **Szenario Netzausbau** ist ein leicht höheres Austauschsaldo festzustellen, da beide HGÜ-Korridore noch vor 2023 plus die Thüringer Strombrücke schon 2016 zur Verfügung stehen. In diesem Fall erhöht sich die Netzkuppelkapazität nach Bayern um 2x2GW. Dasselbe gilt für den **Opt. Netzausbau**, obwohl hier nur eine von zwei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecken (HGÜ) mit 1x2GW angenommen wird. Durch den Zubau von zwei hocheffizienten Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen im Szenario **Neubau Gas-KW** ist der Anteil des Energieträgers Gas an der gesamten Stromerzeugung höher als in den übrigen Szenarien und das Stromaustauschsaldo niedriger.

**Tabelle 3: Untersuchte Szenarien (dargestellte Größen beziehen sich auf das bayerische Energieversorgungssystem)**

	Stromverbrauch	Anteil EE	Netzausbau (HGÜ)	Neubau Gas-KW	Ausbau Speicher
Referenzszenario	90 TWh	47,4 %	-	-	3500 MWh
Netzausbau	90 TWh	47,4 %	2x2 GW	-	3500 MWh
Opt. Netzausbau	90 TWh	47,4 %	1x2 GW	-	9792 MWh
Neubau Gas-KW	90 TWh	47,4 %	-	1600 MWh	3500 MWh
Opt. Gas-KW	90 TWh	47,4 %	-	2800 MWh	3500 MWh
Netz + Gas-KW	90 TWh	47,4 %	1x2 GW	800 MWh	3500 MWh

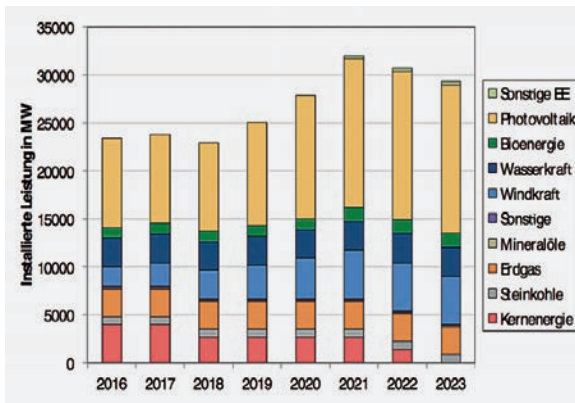


Abbildung 2: Opt. Netzausbau: Installierte Leistungen bis 2023

Das Szenario **Opt. Gas-KW** weist dagegen eine niedrigere Stromerzeugung aus Gaskraftwerken auf, obwohl die gesamte installierte Leistung deutlich höher liegt. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die gebauten GT-Kraftwerke einen signifikant schlechteren Wirkungsgrad besitzen und gemäß Merit-Order-Kurve seltener zum Einsatz kommen. Der benötigte Strom wird tendenziell eher importiert, solange günstigere Stromquellen außerhalb Bayerns zur Verfügung stehen.

#### Optimierung: Ergebnisse Szenarien Opt. Netzausbau und Opt. Gas-KW

Im Folgenden werden die Ergebnisse von zwei Szenarien vorgestellt, deren Zubaukriterien im Optimierungsmodell ermittelt wurden. Beim Szenario **Opt. Netzausbau** wurden als Rahmenbedingungen der Bau von max. zwei HGÜ-Korridoren mit je 2 GW sowie unbegrenztem Zubau an Stromspeichern (Pump- oder Batteriespeicher) gesetzt. Im Szenario **Opt. Gas-KW** werden keine HGÜ-Korridore unterlegt; der Zubau von Gaskraftwerken (GuD groß, GuD klein, GT) und Stromspeichern ist dagegen zulässig. **Szenario Opt. Netzausbau:** Die bei der Optimierung zugrunde gelegte abgeschätzte maximale Importleistung nach Bayern beträgt in diesem Szenario inklusive einer HGÜ (1x2GW) in Summe 7,3 GW. Zusätzlich werden noch Batteriespeicher mit einer Kapazität von rund 10.000 MWh zugebaut. Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass bei diesen Rahmenbedingungen Speicher nicht nur sinnvoll sondern auch nötig sind, nicht nur um die Nachfrage jederzeit decken zu können, sondern auch um das Ausmaß negativer Strompreise zu reduzieren. Bei einer Jahreshöchstlast in Bayern von 12,7 GW kann 2023 nur noch ca. ein Drittel durch eigene gesicherte Leistung gedeckt werden (Abb. 2), falls kein Zubau gesicherter Leistung erfolgt

**Szenario Opt. Gas-KW:** Ohne Stromimporte aus dem europäischen Umland ist ab

2019 eine zusätzliche konventionelle Kraftwerksleistung in Höhe von 600 MW notwendig. Dabei handelt es sich um kleine GuD-Anlagen (100 MW). Nach Abschalten des letzten Kernkraftwerks in 2022 wäre aus Kostengesichtspunkten ein großer Pumpspeicher sinnvoll. Ein solcher erscheint im Moment gegen Widerstände in der Bevölkerung nicht durchsetzbar;

auch rechnet er sich nicht, wie Abb. 3 zeigt. Dasselbe trifft, noch verstärkt, für die zugebauten Batteriespeicher zu.

Des Weiteren gehen jeweils ab 2022 und 2023 kleine Gasturbinenkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2200 MW und 1400 MW in Betrieb. Im Vergleich zum **Opt. Netzausbau** steigt die gesicherte Leistung somit in Bayern ca. auf das Doppelte. Untersucht wurde auch, wie sich das Ausbleiben zusätzlicher Stromtrassen auf die Eigenversorgung auswirkt. Abb. 4 zeigt, dass Gaskraftwerke nach heutigen Regeln an der Strombörse bei weitem nicht wirtschaftlich sind, selbst wenn nach Abschalten der Kernkraftwerke die Auslastung der Anlagen von

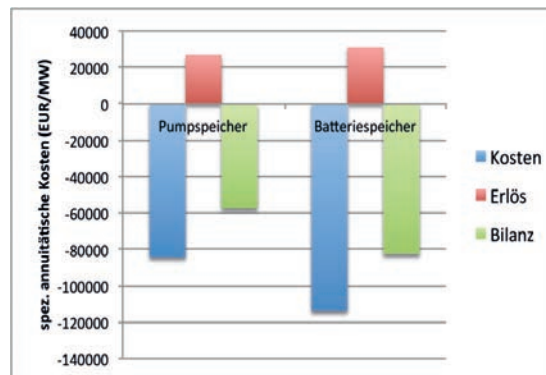


Abbildung 3: Wirtschaftlichkeit von Speichern

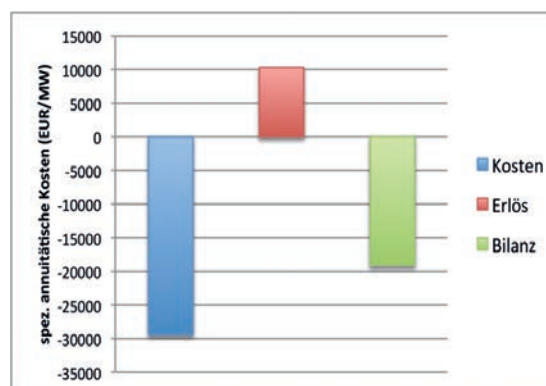


Abbildung 4: Wirtschaftlichkeit von neuen Gaskraftwerken

der Spitzenlast (wenige 100 Stunden) in die Mittellast (einige 1000 Stunden) rückt. Die in Abb. 5 gezeigten jährlichen Kosten über der Zeit ergeben sich für die jeweiligen Szenarien, hier exemplarisch das Szenario **Opt. Gas-KW**, aus der Differenz zwischen den Systemkosten einer Marktsimulation, bei welcher keine Übertragungskapazitäten berücksichtigt werden, d.h. unbegrenzte Übertragungskapazitäten angenommen werden sowie einer Systemsimulation, bei der die Übertragungskapazitäten zwischen Bayern und Restdeutschland mit berücksichtigt werden und damit begrenzt sind. Die systematischen Mehrkosten ergeben sich dabei, ähnlich wie bei Redispatchkosten, aus dem Einsatz von Kraftwerken, welche aufgrund von beschränkten Übertragungskapazitäten in der Systemsimulation außerhalb des Marktes in Betrieb genommen werden müssen. Hohe Kostendifferenzen ergeben sich hierbei im Wesentlichen durch das Abschalten großer konventioneller Kraftwerke mit geringen Grenzkosten wie z.B. Kern- oder Kohle-Kraftwerken. Eine Reduzierung wird im Modell durch zusätzliche Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten wie oben beschrieben erreicht.

Für die beiden untersuchten Extrem-Szenarien **Opt. Netzausbau** und **Opt. Gas-KW** ergeben sich unter den bisherigen Annahmen fast identische Gesamtkosten. Jedoch

ergeben sich erhebliche Unterschiede bzgl. der Ausrichtung des Energiesystems für die jeweiligen Szenarien. So werden z.B. im Szenario **Opt. Netzausbau** knapp 10 GWh Speicherkapazität zugebaut. Die hohen Investitionskosten werden hierbei im Vergleich zum Szenario **Opt. Gas-KW** durch wesentlich geringere Betriebskosten ausgeglichen. Eine Aussage zur Präferenz zwischen den Szenarien kann aufgrund von Aspekten wie der Realisierbarkeit von Projekten bzw. der Unsicherheit hinsichtlich möglicher Mehrkosten wie z.B. für den Trassenbau deshalb derzeit nur schwer getroffen werden.

#### Simulation: Weitere Ergebnisse aller sechs Szenarien im Vergleich

Abb. 6 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen für den in Bayern verbrauchten Strom im Jahr 2023. Wird nur der Anteil des Stroms betrachtet, wel-



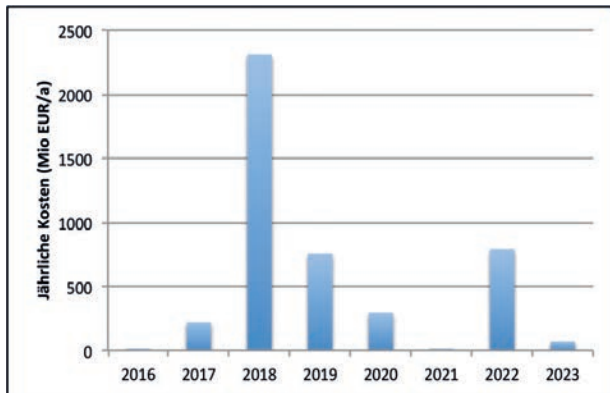


Abbildung 5: Jährliche Kostendifferenzen zwischen Marktsimulation mit unbegrenzten Übertragungskapazitäten und Systemsimulation mit Übertragungsrestriktionen für das Szenario Opt. Gas-KW.

cher auch in Bayern erzeugt wurde, liegen die Werte in etwa auf dem Niveau von 2013. Im **Referenzszenario** ergeben sich CO<sub>2</sub>-Emissionen von 0,84 Tonnen pro Einwohner.

Nur in den Szenarien mit verstärktem Netzausbau ist ein Rückgang auf 0,81 bzw. 0,80 Tonnen pro Einwohner feststellbar.

**Tabelle 4: Volllaststunden neugebauter Gaskraftwerke im Jahr 2023**

	GuD 1	GuD 2
Neubau Gas-KW	5380	5606
Netz + Gas-KW	5040	5247

**Tabelle 5: Volllaststunden neugebauter Gas-KW im Szenario Opt. Gas-KW im Jahr 2023**

	GuD	GT 1	GT 2
Opt. Gas-KW	5403	822	880

Im Szenario **Neubau Gas-KW** belaufen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 1,08 Tonnen pro Einwohner bedingt durch den hohen Anteil der Stromerzeugung aus GuD-Anlagen. Sowohl im Szenario **Opt. Gas-KW** als auch **Netz + Gas-KW** liegt der CO<sub>2</sub>-Emissionswert bei ca. einer Tonne pro Einwohner. Werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen des importierten Stroms hinzugerechnet, dann ist in jedem Szenario eine Verdoppelung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ca. zwei Tonnen pro Einwohner feststellbar. Hierbei wurde allgemein der Stromerzeugungsmix in Restdeutschland als Berechnungsgrundlage herangezogen.

Die Volllaststunden der großen GuD-Anlagen in den Szenarien **Neubau Gas-KW** und **Netz + Gas-KW** sind in Tab. 4 abgebildet. Aufgrund des hohen Wirkungsgrads sind die variablen Kosten niedriger und demzufolge werden diese Kraftwerke tendenziell häufiger eingesetzt, was auch die hohen Volllaststunden bestätigt. Allerdings haben

weitere Auswertungen ergeben, dass die beiden GuD-Anlagen häufig preissetzend sind und daher einen recht geringen Deckungsbeitrag erwirtschaften. Insgesamt können die Anlagen, wie bereits erwähnt, trotz hoher Auslastung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Im Szenario **Opt. Gas-KW** wurden sechs kleine GuD-Anlagen mit je 100 MW und mehrere kleine Gasturbinen

(GT)-Kraftwerke in zwei Etappen (2022 und 2023) zugebaut. Bei den kleinen GuD-Anlagen (Tab. 5) zeigt sich eine ähnliche Auslastung wie für die großen GuD in Tab. 4. Die Anlagen sind durchschnittlich rund 5.400 Stunden pro Jahr in Betrieb. Bei den GT-Kraftwerken ergibt sich allerdings ein anderes Bild. Durch den geringeren Wirkungsgrad werden diese Anlagen nur in Spitzenlastzeiten betrieben. Je nach Jahr der Inbetriebnahme liegt die Auslastung bei jährlich ca. 820 bzw. 880 Stunden (Tab. 5) Aufgrund der implementierten Modelllogik (siehe auch [2]) können im Simulationsmodell mögliche Über- bzw. Unterdeckungen der bayerischen Stromnachfrage in einer stündlichen Auflösung identifiziert werden. Eine Überdeckung der Stromnachfrage führt zur Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Umgekehrt stellt eine Unterdeckung der Stromnachfrage einen zusätzlichen Strombedarf dar, der z.B. auch durch Stromimporte aus dem europäischen Ausland gedeckt werden kann. Die Ergebnisse für das Jahr 2023 sind in Abb. 7 dargestellt.

weiteren

Im **Referenzszenario** und im Szenario **Netzausbau** werden keine Kraftwerke zugebaut. Folglich entsteht eine jährliche Deckungslücke von ca. 1,7 TWh.

Im Szenario **Opt. Netzausbau** werden Batteriespeicher zugebaut, die für eine Verringerung des zusätzlich benötigten Strombedarfs sorgen; eine deutliche Reduzierung des zusätzlichen Strombedarfs kann mit dieser Maßnahme allein nicht erreicht werden, wie ein Vergleich mit dem Szenario **Netzausbau** zeigt. Nachdem im Szenario **Opt. Gas-KW** die höchste Kraftwerksleistung zugebaut wird, ergibt sich folglich die geringste zusätzlich benötigte Strommenge aller Szenarien von unter 0,5 TWh. Wichtig: Die benötigte, zusätzliche Strommenge kann grundsätzlich durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden. Weitere Untersuchungen an dieser Stelle sind notwendig. Betrachtet man andererseits die abgeregelte nicht integrierbare Strommenge aus erneuerbaren Energien, dann ist diese gegenüber dem zusätzlichen Strombedarf zu vernachlässigen. Noch eine Bemerkung zum Referenzszenario: In der betrachteten, kurzen Zeitspanne bis 2023 kommt dieser Ansatz der Realität vermutlich nahe; der Netzausbau wird sich gegenüber den ursprünglichen Planungen etwa aus dem Jahr 2012 stark verzögern; Speicher und neue Kraftwerke in nennenswerter Menge werden vor 2023 voraussichtlich ebenfalls nicht zur Verfügung stehen.

#### Elektrisches Netz: Netzausbaumaßnahmen und Ergebnisse

Ausgehend vom Startnetz aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2025 werden gemäß dem NOVA-Prinzip zunächst überlastete Übertragungskanäle ertüchtigt; erst als letzte Maßnahme erfolgt die Planung in neuen Trassen. Weitere Randbedingungen setzen das aktuelle BBPIG [3] und das EnLAG [4]. Auf Basis stündlicher Einspeise-

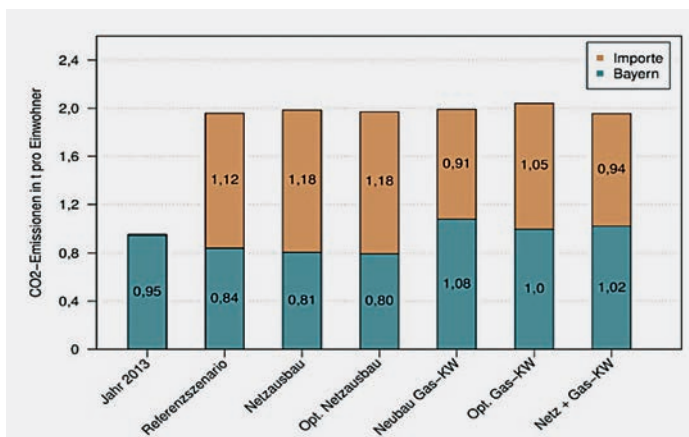


Abbildung 6: CO<sub>2</sub>-Emissionen für den in Bayern verbrauchten Strom im Jahr 2023

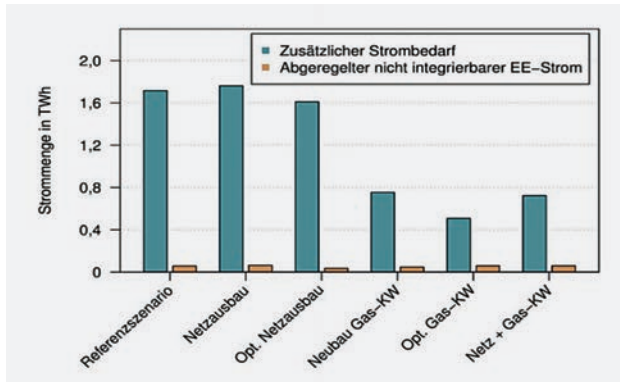


Abbildung 7: Zusätzlicher Strombedarf und nicht integrierbarer EE-Strom im Jahr 2023

und Lastszenarien aus dem Simulationsmodell wurden Lastflussberechnungen durchgeführt und kritische Netznutzungsfälle identifiziert. Bei der Überprüfung der Kriterien wie z.B. der (n-1)-Sicherheit und Einhaltung der Bemessungsströme für Betriebsmittel sowie der Einhaltung der Spannungsbänder für Netzknoten wurden häufig Über- bzw. Unterschreitungen der zulässigen Grenzwerte festgestellt.

Kritische Netznutzungsfälle treten vorwiegend in Stunden mit hohem Import nach Bayern, aber auch mit hohem Export aus Bayern auf, aber auch in Zeiten mit hohen Lastflüssen von Nord- nach Süddeutschland oder auch von Ost nach West. Während hoher Importe nach Bayern ist die (n-1)-Sicherheit vor allem der Übertragungsleitungen im Norden Bayerns nicht mehr gewährleistet. In diesen Fällen sind zusätzliche Übertragungskapazitäten erforderlich, die in der Abbildung 8 dunkelblau und grau markiert sind. Die hohe Auslastung der Übertragungsleitungen erfordert eine Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung. In Zeiten hoher Exporte durch hohe PV-Einspeisung in Bayern werden zahlreiche Transformatoren in den Umspannwerken im Süden Bayerns überlastet. Dieser Zustand erfordert zusätzliche Umspannleistung. Neue Trassen werden in Südbayern nicht benötigt, eine Verstärkung innerhalb der bestehenden Trassen ist ausreichend. Für die beiden Maßnahmen P43 und P44 gibt es jeweils eine Alternativvariante. Die Varianten P43 und P43mod sind netztechnisch in etwa gleichwertig. Die Maßnahme P43mod ist in Abb. 8 nicht zu sehen, da diese ausschließlich im Bundesland Hessen verläuft. Die Maßnahme P44 entlastet das bestehende Netz aufgrund der geringeren Leitungslänge und der günstigeren Verknüpfungspunkte stärker und weist daher um ca. 20 % geringere Auslastungen auf als P44mod; P44 ist der Maßnahme P44mod vorzuziehen.

Ein zusätzlicher Bedarf an Netzausbau kann

durch den europäischen Strommarkt, der in den vorliegenden Zeitreihen nicht vollständig berücksichtigt ist, entstehen. Werden in den relevanten Stunden zudem überlagerte Leistungsflüsse z.B. von Norddeutschland in die Schweiz oder Österreich angenommen, so bestätigen sich weitere Netzausbaumaßnahmen.

Die regionale Positionierung und Leistungsaufteilung von neuen Gaskraftwerken im Szenario **Opt. Gas-KW** beeinflusst den Netzausbau. Deren Positionierung sollte sich an der regionalen Last orientieren, um den Stromtransport und damit auch Übertragungsverluste zu minimieren. Ein dezentraler Zubau an gesicherter Leistung wirkt netzstützend und bringt zudem Vorteile bei der Spannungshaltung durch regionale Blindleistungsbereitstellung. Im Szenario **Opt. Gas-KW** wirkt die marktbedingte Substitution von Gaskraftwerken sowie Ladeprozesse von zugebauten Speichern in den kritischen Stunden nicht netzentlastend, sondern meist engpassverstärkend. Die Gaskraftwerke müssen in diesen Fällen im

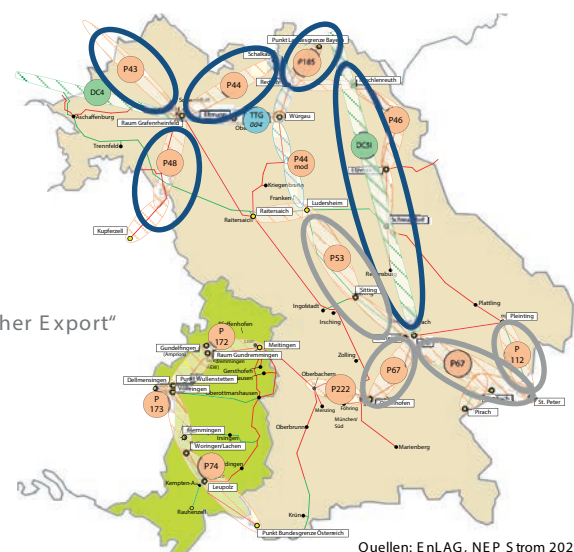
Rahmen eines Redispatcheinsatzes hochgefahren werden. Bei Netzengpässen wäre daher eine netzdienliche Steuerung des Speichereinsatzes anzustreben. Auch sollten Gaskraftwerke so konzipiert werden, dass sie zusätzliche Systemdienstleistungen wie z.B. einen erweiterten Bereich zur Blindleistungsbereitstellung anbieten. Beim Einsatz neuer Gaskraftwerke sind weiterhin die Verfügbarkeit der Gasnetze und ein ausreichender Gasimport zu beachten.

Die ermittelten Netzausbaukosten bis 2023 betragen im Szenario **Opt. Netzausbau** bei einem Verkabelungsanteil von 20 % (wie bislang angenommen) der Gleichstromverbindung nach Bayern 3462 Mio. €, im Szenario **Opt. Gas-KW** 1422 Mio. €. Wie bereits erwähnt, werden die in den Szenarien **Netzausbau** und **Opt. Netzausbau** unterstellten Gleichstromverbindungen im Jahr 2023 noch nicht in Betrieb sein, so dass für diese Fälle alternative Handlungsoptionen zu erarbeiten sind, die bis zu deren Fertigstellung die Versorgungssicherheit in Bayern gewährleisten. Die Szenarien **Referenzszenario** und **Neubau Gas-KW** können in der beschriebenen Form keine Versorgungssicherheit gewährleisten, d.h. es müsste zusätzlich entweder Netzausbau erfolgen oder gesicherte Kraftwerksleistung zugebaut werden.

### Fazit

Mit dem gekoppelten Energiesystemmodell werden zwei optimierte Entwicklungsszenarien untersucht, die das durch den Wegfall der Kernenergie entstehende Leistungsdefizit in Bayern kompensieren könnten. Zum einem ist dies der gezielte Netzausbau zur Schaffung zusätzlicher Übertragungskapazitäten in Verbindung mit einem Ausbau von dezentralen Speichern, zum anderen der

„hoher Import“  
„hoher Import“ / „hoher Export“



Quellen: EnLAG, NEP Strom 2025

Abbildung 8: Netzausbaumaßnahmen und Netznutzungsfälle

forcierte Ausbau von Gaskraftwerken zur Ergänzung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Bayern. Zusätzlich werden vier weitere Szenarien betrachtet, welche sich an politischen Vorgaben orientieren. In allen Szenarien können bedingt durch den Wegfall der Kernenergie in Bayern hohe Stromimporte beobachtet werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann das entstehende Leistungsdefizit nicht alleine kompensieren. Durch die hohen Stromimporte bedingt durch die Abschaltung bayerischer Kernkraftwerke steigt der Anteil an CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Szenarien auf etwa das Doppelte an. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass nach 2023 der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei den Stromimporten deutlich sinken wird aufgrund des starken Ausbaus der Windenergie in Norddeutschland. Potentielle Deckungslücken können grundsätzlich – wie das optimierte Szenario mit dem Zubau von Gaskraftwerken zeigt – durch den Zubau von gesicherter Kraftwerksleistung minimiert werden. Gaskraftwerke weisen in den Szenarien hohe Volllaststunden auf, was u.a. an der fehlenden Nachbildung einiger europäischer Nachbarländer liegt. Eine Modellerweiterung ist in Phase 3 geplant. Dennoch können die Gaskraftwerke nicht wirtschaftlich betrieben werden, da sie bei Abruf meist preissetzend sind und hohe Deckungsbeiträge fehlen. Der Zubau von gesicherter Kraftwerksleistung in Bayern wirkt zusätzlich netzstützend und erhöht gleichzeitig die Versorgungssicherheit. Bei der Integration der neu zu schaffenden Gaskraftwerke und Speicher sind monetäre Anreize zu schaffen, damit sich diese durch Erbringung zusätzlicher Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistungsbereitstellung) finanziell absichern können. Des Weiteren ist eine netzdienliche Steuerung des Speichereinsatzes anzustreben.

## Autoren

Dr. **Klaus Hassmann**, Sprecher des Clusters Energietechnik, koordiniert das Projekt.

Dr.-Ing. **Marco Pruckner**, entwickelt das Simulationsmodell am Lehrstuhl (FAU) Informatik 7 Rechnernetze und Kommunikationssysteme, Leitung Prof. Reinhard German.

**Gaby Seifert**, entwickelt das elektrische Netzmodell am Lehrstuhl (FAU) für Elektrische Energiesysteme, Leitung Prof. Matthias Luther.

**Christoph Thurner**, entwickelt das Optimierungsmodell am Lehrstuhl (FAU) Wirtschaftsmathematik, Leitung Prof. Alexander Martin.

## Projektbeirat

Folgende Partner unterstützen die Arbeiten im Projektbeirat: AllgäuNetz, Areva, EON, infra Fürth, Siemens, Stadtwerke Ulm, Thüga, Verbund, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi), Würzburger Versorgungs- und Verkehrs GmbH. Mit den Beiratsvertretern wurden zum Abschluss der Phase 2 Einzelgespräche geführt; Empfehlungen/Feststellungen:

1. Energiesystemanalysen sind ein wichtiger Ratgeber für Entscheidungen zum Energieumstieg.
2. Neubau der HGÜ-Transportleitungen nach Bayern: Deren Fertigstellung ist im zeitlichen Rahmen der vorliegenden Untersuchungen bis 2023 nicht mit Sicherheit zu gewährleisten. Von einigen Partnern werden deutliche Verzögerungen erwartet, auch über die von der Bundesnetzagentur eingeräumte Verspätung von 2 Jahren hinaus. Diese könnten z.B. durch Detailplanung/ Einsprüche/ fehlendes Fachpersonal und Materialengpässe verursacht werden, was auch Kostensteigerungen zur Folge haben könnte.
3. Sollten die neuen HGÜ Leitungen wirklich deutlich verspätet zur Verfügung stehen, werden in Bayern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für diese Zeit voraussichtlich vermehrt mit Erdgas betriebene Kraftwerke zum Einsatz kommen. Die Entscheidung, neue Gasturbinen-Kraftwerke als Reserveleistung einzusetzen, ist ein Schritt in die richtige Richtung. Die Alternative, nämlich eine Laufzeitverlängerung eines Teils der in Bayern noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke, wird von den Beiräten, insbesondere dem StMWi, mehrheitlich ausgeschlossen.
4. Weitere Berechnungen sind erforderlich; sie sollten über 2023 hinaus, z.B. iterativ bis 2025/2030/2035 durchgeführt werden. Das wahrscheinlichste der sechs Szenarien ist auszuwählen, den neuesten rechtlichen und energiepolitischen Beschlüssen anzupassen und auf

## Literatur

<sup>1</sup> Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf; aufgerufen am: 29.02.2016

<sup>2</sup> M. Pruckner: Ein Simulationsmodell für den Energieumstieg in Bayern (Dissertation), ISBN: 978-3-7369-9097-5, Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen 2015.

<sup>3</sup> Deutsche Bundesregierung: Bundesbedarfsplangesetz (BBPG), Berlin, 2013.

<sup>4</sup> Deutsche Bundesregierung: Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), Berlin, 2009.

2035 fortzuschreiben. Zu erwartende Steigerungen des Strompreises sollten dann detaillierter als bisher ausgewiesen werden, vor allem, wenn nennenswert Kraftwerke und Stromspeicher zugebaut werden.

5. Die im Modell verwendeten Kosten für die verschiedenen Modellbausteine (Netze, Kraftwerke, Speicher) sind mit Fortschritt des Energieumstiegs kontinuierlich zu überprüfen und ggf. anzupassen. Eine gravierende Änderung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise wird in absehbarer Zeit nicht erwartet.

6. Stadtwerke streben nach einer schwarzstartfähigen Strom- und Wärmeerzeugungs-Struktur für ihr Versorgungsgebiet. Einige haben dafür gute Voraussetzungen, einige wenige können das schon heute.

7. Neue Technologien: Batteriespeicher und Power-to-Gas, beide profitieren von unterschiedlichen Anwendungen und haben Potenzial zur Kostensenkung; eine Marktdurchdringung ist kurz- und mittelfristig nicht absehbar; bei Batterien ist der Durchbruch früher (<2030), bei Power-to-Gas später (>2030) zu erwarten.



## Kontakt

Cluster Energietechnik  
Dr. Klaus Hassmann  
Cluster-Sprecher  
klaus.hassmann@gmx.de

Dr. Robert Bartl  
Cluster-Manager  
bartl@bayern-innovativ.de  
Tel.: 0049 911 - 206 71 - 223

## Impressum

Cluster Energietechnik  
Bayern Innovativ GmbH  
Gewerbemuseumsplatz 2  
90403 Nürnberg  
Email: schiller@bayern-innovativ.de  
www.cluster-energietechnik.de