

Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten in Deutschland bei einem Kohleausstieg im Jahr 2030

Florian Zimmermann Autor, Emil Kraft, Julius Beranek, Wolf Fichtner Co-Autor(en)

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44580, florian.zimmermann@kit.edu, www.iip.kit.edu

Kurzfassung:

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen auf die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten unter einem auf 2030 vorgezogenen Kohleausstieg in Deutschland analysiert. Zur Beantwortung der Fragestellung wird das agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE angewandt. Es werden zwei Szenarien untersucht: ein erstes Szenario mit den im Jahr 2023 in den Ländern implementierten Strommarktdesigns und ein zweites Szenario mit einem EU-weiten dezentralen Kapazitätsmechanismus. Die Ergebnisse zeigen, dass in beiden Szenarien die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten nach dem Kohleausstieg in Gefahr ist. Sowohl die *Loss of Load Expectation* als auch die *Energy not Served* sind mit einem Kapazitätsmarkt in Deutschland deutlich geringer als ohne, weshalb eine Anpassung des Marktdesigns vorteilhaft für die Zuverlässigkeit des Stromsystems wäre.

Keywords: Agentenbasierte Simulation, Kapazitätsmechanismen, europäischer Kapazitätsmarkt, dezentralisierter Kapazitätsmarkt, EU Kapazitätsmarkt, Marktkopplung, Versorgungssicherheit, Investitionen

1 Motivation und Fragestellungen

In Deutschland ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 (mit einigen Etappenzielen) gesetzlich verankert (siehe § 2 Abs. 2, Kohleausstiegsgesetz). Politisch wird teilweise ein vorgezogener Ausstieg im Jahr 2030 gewünscht. Mit diesem vorgezogenen Ausstieg würden planmäßig ca. 17 GW (8 GW Stein- und 9 GW Braunkohle, § 2 Abs. 2, Kohleausstiegsgesetz) Erzeugungskapazität der Kohlekraftwerke aus dem Markt ausscheiden (siehe Abbildung 1). Zusätzlich werden voraussichtlich im April 2023 die drei verbleibenden Kernkraftwerke in Deutschland stillgelegt.

Erneuerbaren Energien (EE) werden zwar um ein Vielfaches der Nennkapazität zugebaut, jedoch sind die meisten EE-Technologien wetterabhängig, wovon insbesondere Wind und Solar betroffen sind. Als Komplement zu den EE eignen sich Speicher, die einen Ausgleich zwischen Zeiträumen mit hoher und mit geringer EE-Erzeugung schaffen können. Weite Verbreitung im Stromsystem erfahren Pumpspeicherkraftwerke, die vor allem in Gebirgen installiert sind. Zusätzlich führen sinkende Batteriespeicherpreise zu einer zunehmenden Diffusion der Technologie im Stromsystem.

Die Autoren in [1] zeigen jedoch, dass ein schneller Hochlauf der Batteriespeicher nicht gesichert ist und diese somit im Jahr 2030 nicht in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen.

Deshalb scheinen mittel- (und wahrscheinlich auch lang-)fristig weiterhin disponible Erzeugungstechnologien wie beispielsweise Gaskraftwerke notwendig zu sein, um dem Strommarkt ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen und auch längere Zeiträume während sog. Dunkelflauten (Zeiten, in denen wenig Einspeisung von Wind und PV in Stromsystem erfolgt) zu überbrücken. Dunkelflauten stehen jedoch nicht im Fokus dieser Untersuchung.

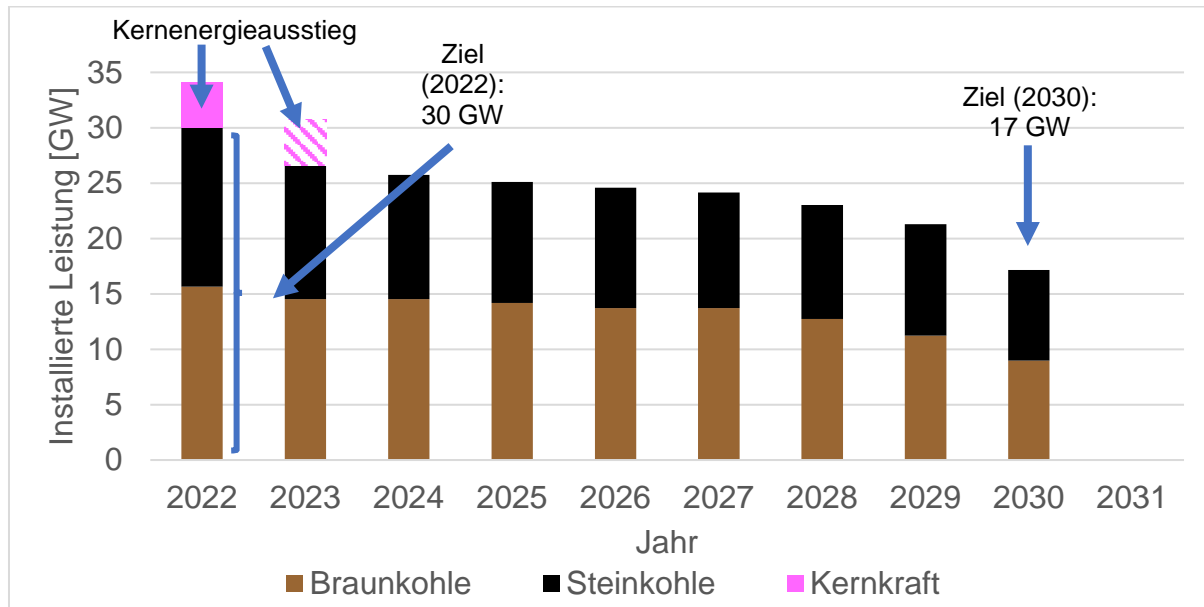


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Kern- und Kohlekraftwerkskapazität in Deutschland unter Annahme von Kraftwerksstilllegungen anhand des Kernenergie- und eines vorgezogenen Kohleausstiegsplans im Jahr 2030; Kernkraftwerke werden voraussichtlich im April 2023 endgültig stillgelegt (Stand Februar 2023). [2–4]

Auf der einen Seite sinkt mittelfristig die Kapazität der disponiblen Kraftwerke im deutschen Stromsystem, auf der anderen Seite nehmen die Anwendungen, die mit Strom betrieben werden, zu. Elektromobilität und Wärmepumpen im Haushaltsbereich oder Elektrolyseure im industriellen Sektor sind Technologien, die vermehrt ausgerollt werden. Mit der Verbreitung der Technologien wird allerdings die energetische Nachfrage, die bislang eher von fossilen Brennstoffen gedeckt wurde, wie beispielsweise Benzin und Diesel im Mobilitätsbereich, Gas und Heizöl im Wärmebereich oder Kohle und Gas im Industriebereich, vollständig in den Elektrizitätssektor verlagert. Diese Verlagerung wird Sektorenkopplung genannt und ist mit einer Erhöhung der Stromnachfrage verbunden, da Effizienzgewinne voraussichtlich nicht ausreichen, um die zusätzliche Nachfrage durch die Sektorenkopplung auszugleichen.

Aufgrund der steigenden Nachfrage und sinkenden Erzeugungskapazität wird die Frage aufgeworfen, ob die Erzeugungskapazität unter einem Kohleausstieg im Jahr 2030 ausreicht, um die Stromnachfrage jederzeit zu decken und die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, als ein Aspekt der Zuverlässigkeit des Stromsystems, zu garantieren. Beispielsweise ist in Tabelle 1 die maximal geduldete Anzahl an Stunden mit Nachfrageunterdeckung in verschiedenen europäischen Ländern angegeben.

Wesentliche Erzeugungstechnologien werden in Deutschland im Jahr 2031 nach derzeitigem Stand Gaskraftwerke, Pumpspeicher und EE sein. Zu Beginn des Jahres 2023 sind laut [3] 29,6 GW Gaskraftwerke in Deutschland im Strommarkt aktiv.

Wenn die Kapazität nicht ausreicht, stellt sich die Frage des rechtzeitigen Zubaus von disponiblen Kraftwerken, um einen Teil der Kern- und Kohlekraftwerkskapazität zu ersetzen.

Tabelle 1: Definition der Versorgungssicherheit einiger EU-Länder in Ausfallstunden pro Jahr von [5]

Land	Maximale LOLE in Stunden pro Jahr [h]
Tschechien	15
Estland	9
Irland	8
Litauen	8
Portugal	5
Niederlande	4
Belgien	3
Griechenland	3
Italien	3
Polen	3
Deutschland	2,77
Luxemburg	2,77
Finnland	2,1
Frankreich	2
Schweden	0,99

Die Frage des rechtzeitigen Zubaus ist eng verknüpft mit dem Marktdesign, das festlegen soll, wie die Kraftwerke Erlöse generieren können. So erwirtschaften Kraftwerke hauptsächlich durch den Verkauf von Elektrizität Erlöse. Jedoch scheint mit zunehmenden EE-Anteilen der Merit-Order-Effekt [6, 7] seine Wirkung zu entfalten und die disponiblen Kraftwerke in einer zunehmenden Anzahl Stunden aus dem Markt zu drängen. Das senkt die Erlöse der disponiblen Kraftwerke und damit die Wahrscheinlichkeit auch langfristig alle Kosten (wie Wartung und Instandhaltung) der Kraftwerke zu decken. Dieses Umfeld könnte Investoren davon abhalten, in neue Kraftwerke zu investieren.

Um Anreize für Investitionen in disponible Kraftwerke zu generieren, kann das Marktdesign angepasst werden. Beispielsweise kann ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden, damit nicht nur der Verkauf von Strom, sondern auch die Bereitstellung von disponibler Kapazität vergütet wird.

Deshalb wird die Forschungsfrage aufgeworfen, ob das aktuelle Marktdesign ausreichend Investitionen in gesicherte Erzeugungsleistung bis 2030 anreizt oder ob Anpassungen des Marktdesigns hinsichtlich Kapazitätsmärkten vorgenommen werden müssen, um die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten mittelfristig nicht zu gefährden. Diese Fragestellung soll im Verlauf der weiteren Arbeit beantwortet werden.

2 Methodische Vorgehensweise

Diese Fragen sollen mithilfe des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE (siehe u. a. [8, 9]) untersucht werden. Im Fokus der Untersuchung liegt der Elektrizitätsmarkt in Deutschland, jedoch sind auch andere Marktgebiete modelliert, was in Abbildung 2 und Abbildung 3 farblich hervorgehoben wird.

2.1 Agentenbasiertes Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE

PowerACE simuliert den Spotmarkt stundenscharf (8760 Stunden) bis 2050 für die wesentlichen europäischen Länder und bestimmt dabei über einen wohlfahrtsmaximierenden Marktkopplungsalgorithmus das Marktergebnis [10]. Die Agenten repräsentieren dabei entweder je einen großen Kraftwerksbetreiber (mit blockscharfer Abbildung) oder Technologien wie EE mit prioritärer Einspeisung, Speicher oder saisonale Speicherwasserkraftwerke. Auf der Nachfrageseite existiert dabei ein zentraler Agent, der für alle Konsumenten den stündlichen Strombedarf einkauft. Ferner werden zentrale Agenten für jedes Marktgebiet für die Nachfragedisposition der Elektrolyseure eingeführt (siehe [11]). Alle Agenten erstellen anhand der jeweiligen individuellen Aufgabe entsprechend stündliche Nachfrage- bzw. Angebotsgebote, die an den Marktoperator übermittelt werden und zur Bestimmung des Marktergebnisses berücksichtigt werden [10].

Für die Modellierung sind umfangreiche Daten für jedes einzelne modellierte Marktgebiet notwendig. Dazu gehören u. a. blockscharfe disponible Kraftwerke mit den jeweiligen techno-ökonomischen Parametern, Brennstoff- und CO₂-Preise sowie stündliche Nachfrage- und EE-Profile.

Darüber hinaus findet eine jährliche Investitionsplanung im Modell statt. Dabei werden jährlich Investitionsentscheidungen der Agenten mittels Berechnung des Kapitalwerts unter Berücksichtigung einer modellendogenen Preisvorhersage getroffen. Diese Preisvorhersage bestimmt für jedes Marktgebiet einen stündlichen Spotmarktpreis für jedes zu untersuchende Jahr und berücksichtigt dabei die grenzüberschreitenden Effekte durch die Marktkopplung [11, 12]. Für die Investitionsentscheidung werden Investitionsoptionen (Technologien) wie Batteriespeicher, Gas- oder Kernkraftwerke modellexogen vorgegeben. Abhängig vom Land können unterschiedliche Technologien zugebaut werden (beispielsweise kein Zubau von Kernkraftwerken in Deutschland) [9].

Ein wesentlicher Vorteil des Ansatzes ist die Abbildung von verschiedenen Marktdesigns wie ein Energy-only Markt (EOM) zusammen mit Kapazitätsmechanismen zu modellieren. Der Vorteil der Methodik besteht in dieser Arbeit hinsichtlich der Untersuchung der Investitionsentscheidungen und dem rechtzeitigen marktgetriebenen Zubau von disponibler Kraftwerkskapazität. Das Simulationsmodell antizipiert nicht notwendigerweise den Zubau von neuen Kraftwerken bei drohender Nachfrageunterdeckung, im Gegensatz zu einem Optimiermodell mit der Sicht eines zentralen Planers [13].

2.2 Spotmarktkopplung und geografischer Rahmen

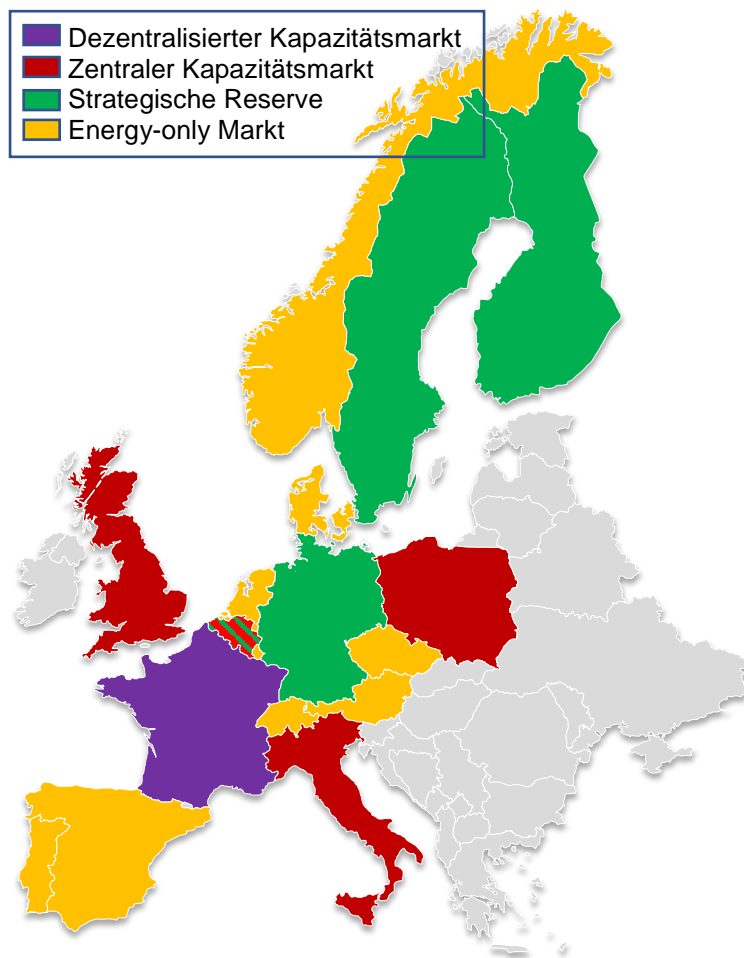


Abbildung 2: Status quo der Implementierungen der Marktde-signs im Jahr 2023 für das Dezentrale und Zentrale Szenario

Als Approximation für den gesamten Handel mit Elektrizität wird der Day-ahead Spotmarkt für 16 Länder modelliert (siehe Abbildung 3). Diese Länder sind alle implizit mittels eines wohlfahrtsoptimierenden Marktkopplungsalgorithmus [10] unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten zwischen den Ländern miteinander gekoppelt. Die disponiblen Kraftwerke bieten jeweils anhand der marginalen Kosten ihre Mindestlast in den Markt. Oberhalb der Mindestlast wird jeweils noch ein Markup auf die Gebote aufgeschlagen. Anhand einer kurzfristigen Preisprognose berechnen die Kraftwerksbetreiber, ob die Kraftwerke im Markt sind oder ggf. abgeschaltet und neu gestartet werden müssen. Auf der Basis der Preisprognose werden die Startkosten für ein Kraftwerk verteilt, falls es für mehrere aufeinanderfolgende Stunden hochgefahren wird. Falls es ökonomisch vorteilhaft ist (Ver-

meidung der Startkosten) oder Kraftwerke in einem Regelreservemarkt (Primär- oder Sekundärreserve) teilnehmen, können auch negative Gebote erstellt werden. Die Startkosten werden den jeweiligen Geboten (bestehend aus Grenzkostengebot plus Markup) aufgeschlagen. EE bieten aufgrund der vorrangigen Einspeisung zu einem Preis von 0 Euro/MWh in den Markt.

Ergebnisse aus der Spotmarktkopplung sind dabei stündliche Spotmarktpreise für jedes Marktgebiet, die Einsatzentscheidung der Kraftwerke und die grenzüberschreitenden Handelsflüsse. Falls in einem Marktgebiet eine Unterdeckung der Nachfrage auftritt, wird entsprechend die Energy not Served (ENS) ausgegeben. Sobald in einer Stunde $ENS > 0$ auftritt, tritt folglich auch eine positive Loss of Load Expectation (LOLE) auf.

2.3 Investitionsentscheidungen

Am Ende jedes Simulationsjahres im Modell werden Investitionsentscheidungen anhand ökonomischer Kriterien getroffen [14]. Die Simulation der Investitionsentscheidung wurde bereits in mehreren Publikationen (z. B. [11, 12, 14, 15]) beschrieben, weshalb sie nur kurz skizziert werden soll. Die Agenten, die stellvertretend für einen Kraftwerksbetreiber im jeweiligen Marktgebiet stehen, bestimmen dabei basierend auf einer modellendogenen langfristigen

Preisprognose (für den Spotmarkt und den Kapazitätsmechanismus) mithilfe der Kapitalwertberechnung einen Ausbau für disponible Kraftwerke. Dabei werden für jedes Marktgebiet eine Marktpreisvorhersage für den Spotmarkt p^{prog} bestimmt. Die Agenten bewerten daraufhin exogen vorgegebene Investitionsoptionen, die einen speziellen Kraftwerkstyp repräsentieren. Das sind vor allem Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), Gasturbinenkraftwerke oder Kernkraftwerke. Jede Investitionsoption beinhaltet Annahmen hinsichtlich Investitionen I_0 , jährliche fixe Kosten c^{fix} , Wirkungsgrad, ökonomische Lebensdauer n , der Zinssatz i und variable Kosten c^{var} . Die variablen Kosten werden für die Investitionsentscheidung modellenendogen berechnet und berücksichtigen dabei die Brennstoff- und CO₂ Preisszenarien sowie brennstoffunabhängige variable Kosten. Der Kapitalwert (englisch: „Net Present Value (NPV)“) wird für jede einzelne Investitionsoption j anhand folgender Formel berechnet:

$$NPV_j = -I_{0,j} + \sum_{t=1}^{n_j} \frac{p^{KM} - c_{t,j}^{fix} + \sum_{h=1}^{8760} \max(p_{h,t,j}^{prog} - c_{h,t,j}^{var}, 0)}{(1+i)^t}$$

Der prognostizierte Marktpreis (p^{prog}) wird zusätzlich gedeckelt (auf 700 EUR/MWh), um eine Überschätzung der Rentabilität einer Investitionsoption zu vermeiden. p^{KM} ist dabei die Preisvorhersage für einen Kapazitätsmechanismus (ohne implementierten Mechanismus in einem Land 0 EUR/MW).

Anschließend werden alle unrentablen Investitionsoptionen ($NPV < 0$) verworfen. Aus den übriggebliebenen Investitionsoptionen (mit positivem NPV) wird die Option mit dem höchsten NPV über alle Marktgebiete ausgewählt und eine neue Preisprognose, inklusive einer fiktiven Investition der ausgewählten Option im entsprechenden Marktgebiet, angestoßen. Daraufhin wird die Option abermals mittels der Kapitalwertmethode bewertet. Bleibt der NPV der Option positiv, wird final in diese Option investiert und eine neue Bewertung aller Optionen vorgenommen. Wurden hingegen die prognostizierten Erlöse des Kraftwerks durch den eigenen Zubau kannibalisiert, wird diese Investition verworfen. Daraufhin folgt eine Bewertung der Option mit dem zweithöchsten NPV usw. Der Prozess wird so lange wiederholt, bis keine Option mit positivem NPV vorhanden ist. Danach wird mit dem nächsten Simulationsjahr fortgefahren.

2.4 Modellierung der Marktdesigns

Ein Vorteil der agentenbasierten Modellierung ist die Abbildung verschiedener Marktdesigns. Vor dem Hintergrund der vorliegenden Forschungsfragen wurden deshalb mehrere Marktdesigns abgebildet, sodass alle im Jahr 2023 in den modellierten Ländern implementierten Marktdesigns berücksichtigt werden können. Deshalb werden insbesondere eine strategische Reserve, ein zentraler sowie ein dezentralisierter Kapazitätsmarkt implementiert. Darüber hinaus existieren natürlich einige Märkte, die keinen Kapazitätsmechanismus implementieren und deshalb nur die verkaufte Menge Elektrizität vergütet wird (EOM). Grundsätzlich werden in PowerACE umfassende Kapazitätsmärkte modelliert. Durch den Ausschluss von Technologien aus den möglichen Investitionsoptionen (wie Kern- und Kohlekraftwerke in Deutschland) kann es jedoch zu einer Technologiefokussierung des Kapazitätsmarkts kommen. Die Modellierung der einzelnen Marktdesigns wurde beispielsweise in [12] beschrieben und wird im Folgenden nur kurz zusammengefasst.

2.4.1 Strategische Reserve

Es werden zusätzliche Kapazitäten vorgehalten, die nicht mehr am normalen Strommarkt teilnehmen dürfen und nur bei Bedarf eingesetzt werden. Der Einsatz erfolgt, wenn zu wenig Erzeugungskapazität im Markt angeboten wird und die Nachfrage damit nicht gedeckt werden kann.

In PowerACE wird die Allokation der Kraftwerke über eine jährliche Einheitspreisauktion durchgeführt. Dabei bieten die Kraftwerke mindestens die jährlichen fixen Kosten an oder, falls diese höher liegen, die Opportunitätskosten aus den prognostizierten Einnahmen auf dem Spotmarkt und dem Optionswert, da die Kraftwerke nach einer Teilnahme in der strategischen Reserve nicht mehr an den regulären Strommarkt zurückkehren dürfen [15, 16].

2.4.2 Dezentraler Kapazitätsmarkt

Vor allem in Anlehnung an die Ausführungen des französischen Kapazitätsmarkts [17] wurde ein dezentralisierter Kapazitätsmarkt in PowerACE integriert. In [12, 18] ist die genaue Beschreibung zu finden.

Die sog. Obligated Parties (die Großkonsumenten wie Industrieunternehmen oder Energieversorger für Endkunden darstellen) müssen Kapazitätsobligationen in Höhe ihrer nicht-unterbrechbaren Spitzenlast in Spitzenlastsituationen erwerben. Die Obligated Parties müssen dabei eine Reservemarge (die Netzrestriktionen, die lokalen Unsicherheiten und die Interkonnektoren mitberücksichtigt) sowie einen Temperaturfaktor (aufgrund zahlreicher Elektroheizungen in Frankreich) in die Kalkulation der Spitzenlast einbeziehen.

Die Kapazitätsobligationen können von disponiblen Kraftwerken oder Nachfrageflexibilitäten angeboten werden. Falls der Übertragungsnetzbetreiber eine Stresssituation ausruft, müssen alle Obligated Parties die eingekaufte Menge Kapazitätsobligationen vorweisen, ansonsten würden sie (finanziell) sanktioniert. Deshalb wurde die Annahme von risikoneutralen Akteuren (Obligated Parties) getroffen, die genau die benötigte Menge an Kapazitätsobligationen inklusive aller Sicherheitsfaktoren einkaufen. Dadurch soll ein Markt für die Obligationen entstehen und folglich ein Marktpreis für gesicherte Kapazität.

Die angebotenen Kapazitätsobligationen werden auf Basis der Differenzkosten pro MW Leistung berechnet, die als Lücke interpretiert werden kann, welche ein Kraftwerk zur vollständigen langfristigen Wirtschaftlichkeit benötigt, aber nicht über Aktivitäten am regulären Strommarkt geschlossen werden kann. Der Preis für die Obligationen wird mittels einer Vorhersage auch für die Investitionsrechnungen durch den Faktor p^{KM} berücksichtigt und findet Eingang in die Berechnung des Kapitalwerts aus Kapitel 2.3.

2.4.3 Zentraler Kapazitätsmarkt

In [11, 12, 19] wurde die Implementierung des zentralen Kapazitätsmechanismus dargestellt, dessen Funktionsweise grundsätzlich an den Mechanismus von Iso New England [20] angelehnt ist und im Folgenden kurz zusammengefasst wird.

Die notwendige disponible Kapazität in einem Marktgebiet wird ein Jahr im Voraus anhand der Spitzenlastvorhersage, sicher verfügbaren Leistung der EE, gesicherten Importe und Reservemarge bestimmt. Diese Kapazität wird schließlich von einem zentralen Akteur (z. B. dem Regulator) beschafft. Die Kraftwerksbetreiber und -investoren bieten daraufhin die Leistung dem Regulator an. Bestehende Kraftwerke dürfen nur zu 0 EUR/MW Kapazität anbieten,

während für neue Kraftwerke der Gebotspreis über die Kapitalwertmethode (NPV) berechnet wird, welche Lücke durch Kapazitätsmarktszahlungen geschlossen werden muss bis zur vollständigen langfristigen Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks.

Mittels einer Einheitspreisauktion unter Berücksichtigung einer Nachfragekurve, wie sie von [19, 21] beschrieben wird, werden Marktpreis und Menge bestimmt. Alle zugeschlagenen Gebote erhalten den Marktpreis als jährliche Zahlung.

3 Untersuchungsdesign

3.1 Szenarien

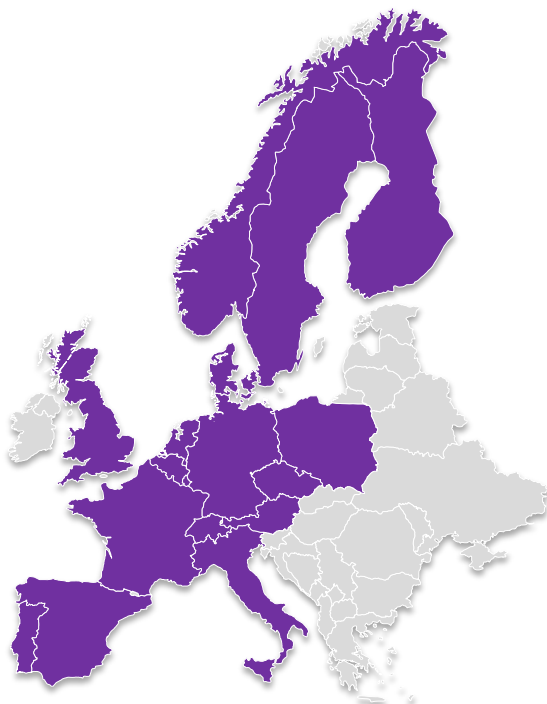


Abbildung 3: Darstellung aller modellierten Marktgebiete unter einem EU-weiten dezentralen Kapazitätsmarkt (EU-CRM)

Das vorgestellte agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE wird zur Untersuchung der Fragestellungen angewandt. Dabei werden zwei Szenarien mit unterschiedlichen Strommarktdesigns untersucht, um daraus Effekte zu analysieren und Schlussfolgerungen abzuleiten. Die Untersuchung ist explorativ. Zum einen wird ein Szenario mit den im Jahr 2023 implementierten Strommarktdesigns untersucht (Status Quo). Zum anderen wird ein einheitlicher Kapazitätsmechanismus für alle modellierten Länder eingeführt und analysiert (EU-CRM). Im Status Quo Szenario sind die Marktdesigns, wie in Abbildung 3 dargestellt, implementiert. Dabei werden EOMs, strategische Reserven, zentrale Kapazitätsmärkte und ein dezentralisierter Kapazitätsmarkt abgebildet. Hervorzuheben ist der deutsche Strommarkt, der in dieser Untersuchung im Fokus steht, in dem ein EOM mit strategischer Reserve im Status Quo Szenario implementiert ist. Im EU-CRM

Szenario wird, wie in Abbildung 2 dargestellt, in allen Ländern ein dezentralisierter Kapazitätsmarkt abgebildet. Dafür wurde in Deutschland eine unrealistisch hohe Reservemarge von 10 % angenommen und modelliert.

Insbesondere soll das Investitionsverhalten abhängig vom Szenario analysiert werden. Als Bewertungsmaß für die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten werden verschiedene Metriken wie ENS oder LOLE herangezogen. Die ENS wird dabei definiert als Summe der Nachfragemenge, die in einem Jahr in einem Marktgebiet nicht durch Erzeugung oder Importe gedeckt werden kann [22]. Die LOLE wird definiert als die Summe der Anzahl der Stunden in einem Jahr, in dem die Nachfrage in einem Marktgebiet nicht durch Erzeugung oder Importe gedeckt werden kann [22].

Im Fokus der Betrachtung steht der Zeitraum der endgültigen Kohlekraftwerksstilllegungen ab dem Jahr 2030. Im Zuge dessen wird untersucht, ob die entstehende Erzeugungslücke wieder

gefüllt wird oder ob die Erzeugung aus bestehenden Kraftwerken und EE ausreicht, um die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten zu gewährleisten. Zugelassene Investitionsoptionen in Deutschland sind vor diesem Hintergrund Gaskraftwerke und Batteriespeicher.

3.2 Daten

Tabelle 2: Eingangsdaten

Eingangsdaten	Quellen
Blockscharfe disponible Kraftwerksdaten	Basierend auf [23] und eigenen Annahmen, z. B hinsichtlich des Kohleausstiegs
Jährliche Brennstoffpreisentwicklung	Tabelle 3
Jährliche CO₂ Preisentwicklung	Linearer Anstieg vom arithmetischen Mittelwert im Jahr 2021 von 53,71 EUR/tCO ₂ bis auf 350 EUR/tCO ₂ im Jahr 2050
Investmentoptionen	[24]
Handelskapazität	[25, 26] Distributed Energy Szenario
Stündliche EE-Einspeisezeitreihe	[25, 26] Distributed Energy Szenario, in Deutschland die Erzeugungsmenge auf 80 % der Nachfrage skaliert
Stündliche Stromnachfrage	[27] bzw. Abbildung 4
Jährliche Wasserstoffnachfrage	[27–29]
Elektrolyseurkapazitäten	[25], <i>Distributed Energy</i> Szenario sowie eigene Annahmen und [11]

In Tabelle 2 sind die wesentlichen Eingangsdaten sowie die Quellen aufgeführt und zusammengefasst. Alle Eingangsdaten werden linear interpoliert, falls nur Werte für Stützjahre vorhanden sind. Die Brennstoffpreisentwicklung wurde abweichend von [30] auf Basis von Futures vom 28.06.2022 aus [31–33] für die folgenden Jahre übernommen (soweit Daten verfügbar waren, teilweise bis 2031). Zusätzlich wurde ein Methan Ausstieg angenommen, sodass ab 2030 steigende Anteile von grünem Wasserstoff in das Erdgas eingespeist werden, beginnend mit 25 % im Jahr 2030, sodass 2045 das komplette Erdgasnetz durch grünen Wasserstoff substituiert ist und die Gaskraftwerke impliziert dekarbonisiert werden. Dabei wird angenommen, dass eine ggf. notwendige Umrüstung der Kraftwerke bzw. des Netzes staatlich gefördert wird. Diese Daten sind in Tabelle 2 aufgeführt. Einige Eingangsdaten basieren auf dem Ten-Year Network Development Plan aus dem Jahr 2022 im Szenario Distributed Energy [25]. Die EE-Einspeisung, basierend auf dem Wetterjahr 2017 (von [26]), wurde mit der EE-Einspeisemenge aus [25] skaliert. Die stündliche Stromnachfrage basiert auf [27], die zeitliche Entwicklung der Gesamtnachfrage ist dabei in Abbildung 4 dargestellt. Die jährliche Wasserstoffnachfrage basiert auf [27–29].

Tabelle 3: Brennstoffpreisentwicklung in EUR/MWh_{th} anhand von [30], bis 2030 Futurespreise für Brennstoffe von Juni 2022; Wasserstoff anhand von [34], ab 2030 25 %ige regulatorische Wasserstoffbeimischung zum Erdgas bis 2045 auf 100 %

Brennstoff preise [EUR/ MWh _{th}]	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	31,23	19,43	5,82	5,75	5,68	5,62	5,55
Öl	51,75	38,46	27,55	26,89	26,23	25,57	24,91
Erdgas	114,50	40,16	52,88	80,36	96,43	100,29	76,69
Wasserstoff	207,09	193,2	169,9	146,74	123,89	100,29	76,69

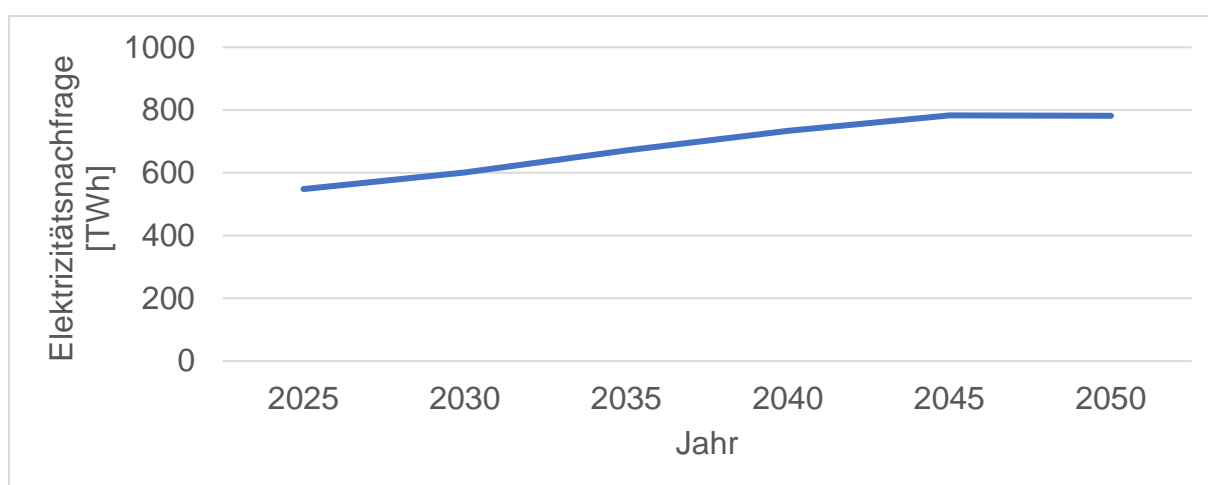


Abbildung 4: Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland [27, 28]

4 Ausgewählte Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus den Modellrechnungen für Deutschland zur Entwicklung der installierten Kapazität, der Investitionen in Gaskraftwerke und Batteriespeicher sowie die Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten für das Status Quo und das EU-CRM Szenario vorgestellt.

4.1 Entwicklung der Kapazität

Grundsätzlich werden in den folgenden Abbildungen nur disponible Kraftwerkskapazitäten dargestellt, da die EE exogen durch den Szenariorahmen des *Distributed Energy* Szenario des Ten-Year Network Development Plan 2022 [25] für beide Szenarien vorgegeben wurden. Durch die steigende Stromnachfrage ist auch szenariounabhängig eine steigende Kapazität zu verzeichnen. Die Reduzierung von Braun- und Steinkohlekapazität mit der vollständigen Stilllegung ab dem Jahr 2031 ist in Abbildung 5 und Abbildung 6 deutlich zu erkennen. Dadurch fällt in beiden Szenarien die installierte Kapazität sichtbar ab. Somit kann das Modell die Stilllegung in keinem Szenario komplett durch Zubau antizipieren. Altersbedingt, d. h. ohne regulatorische Stilllegungspläne, erfolgen die Stilllegungen in den Szenarien bei Kohle-, Gas-, Öl- nach 45-50 Jahren und bei Kernkraftwerken nach 50 Jahren (insbesondere relevant für

benachbarte Märkte). In Abbildung 5 ist die installierte Leistung für das Status Quo Szenario angegeben. In diesem Szenario fällt die Kapazität besonders deutlich ab, sodass weniger als 40 GW disponible Kraftwerksleistung im Jahr 2031 im Markt vorhanden ist. Langfristig steigt die Kapazität im Status Quo Szenario auf über 70 GW.

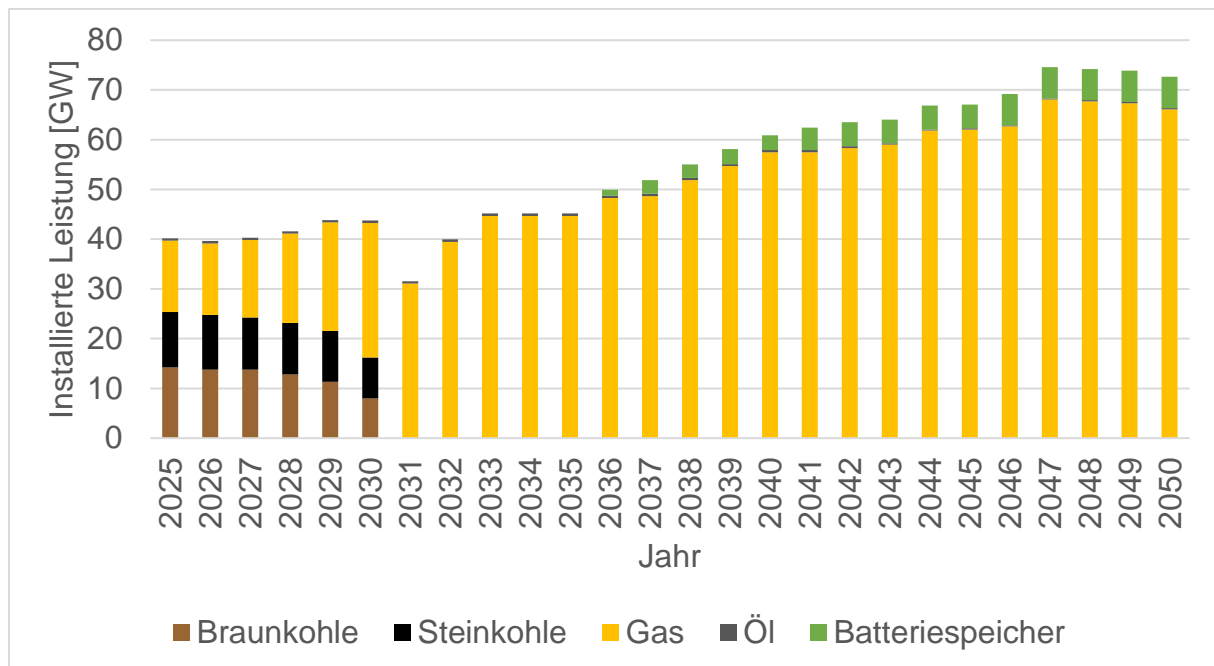


Abbildung 5: Installierte Leistung der disponiblen Kraftwerke im Status Quo Szenario, zur Übersichtlichkeit wurden die EE nicht dargestellt

In Abbildung 6 werden die installierten Kapazitäten für das EU-CRM Szenario mit implementiertem Kapazitätsmarkt in Deutschland dargestellt. In diesem Szenario werden früher und schneller disponible Kraftwerke zugebaut. Darüber hinaus ist der Zubau langfristig mit über 140 GW vergleichsweise hoch, was aber an der hohen angenommenen Reservemarge von 10 % liegt. Dieser Wert ist unrealistisch, sorgt aber für einen frühen Zubau. Andernfalls würde das Modell die Kohlekapazitäten nicht frühzeitig antizipieren.

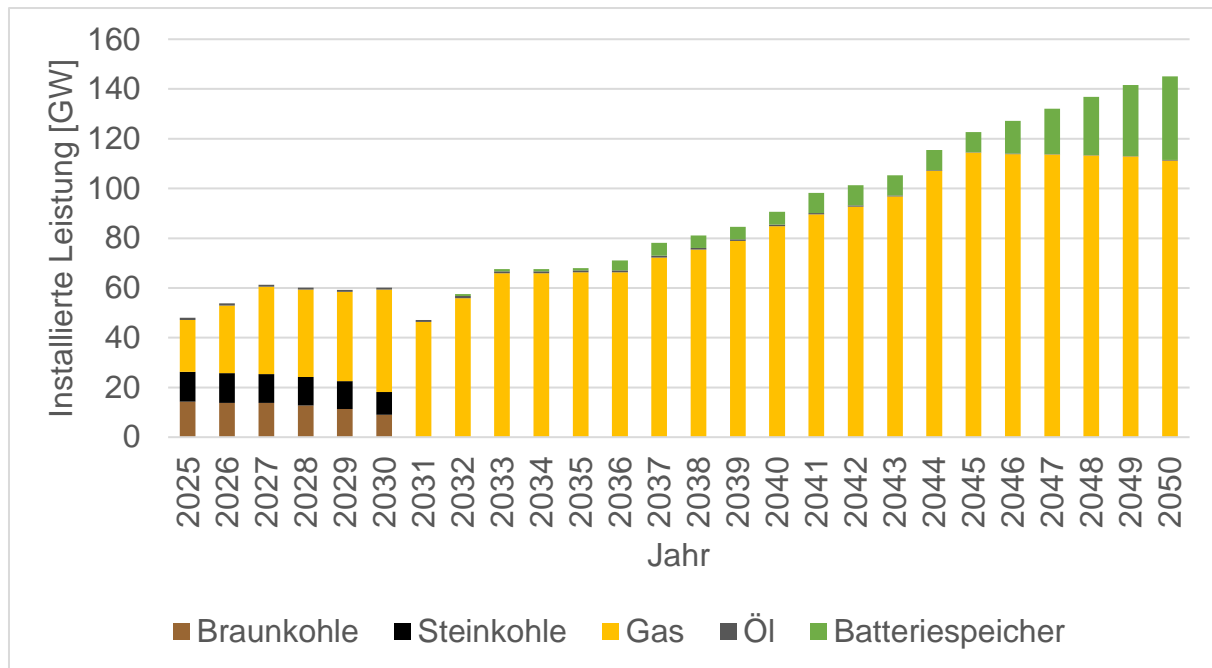


Abbildung 6: Installierte Leistung der disponiblen Kraftwerke im EU-CRM Szenario mit einer Reserve-
marge von 10 % über der Spitzennachfrage; zur Übersichtlichkeit wurden die EE nicht dargestellt

4.2 Kraftwerkszubau

Abbildung 7 stellt den Kraftwerkszubau über einen 10-Jahres-Zeitraum dar. Auch hier zeigen sich die Investitionsanreize durch den dezentralisierten Kapazitätsmarkt im EU-CRM Szenario deutlich. Insbesondere in den 2020er Jahren werden über 26 GW zugebaut. Darüber hinaus werden ab den 2030er Jahren Batteriespeicher zugebaut, was ein Resultat der Autoren in [1] bestätigt. Insgesamt werden nur Gaskraftwerke, die langfristig mit Wasserstoff betrieben werden sollen, sowie Batteriespeicher zugebaut.

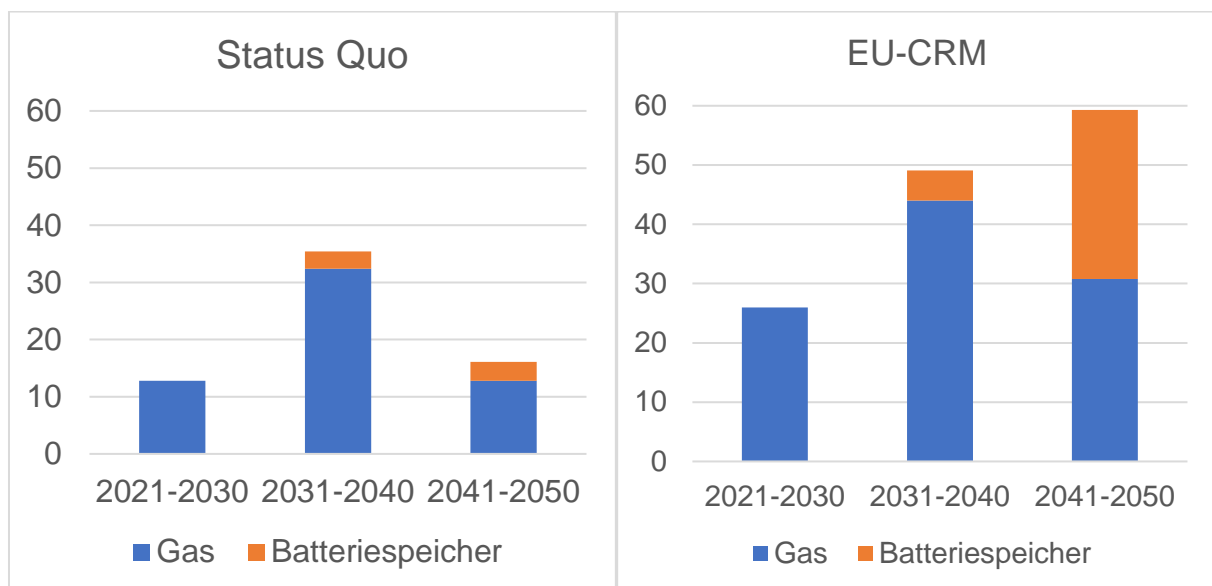


Abbildung 7: Investitionen im Status Quo Szenario und im EU-CRM Szenario

Die ersten Investitionen erfolgen im Jahr 2024 im EU-CRM Szenario und im Jahr 2027 im Status Quo Szenario. Batteriespeicher kommen im Jahr 2032 (EU-CRM) bzw. 2036 (Status Quo) zum Einsatz.

Quo) in den Markt. Im EU-CRM Szenario werden nicht nur deutlich höhere Gas, sondern auch höhere Batteriekapazitäten zugebaut. Aufgrund der hier gezeigten Ergebnisse ist deshalb davon auszugehen, dass dispositive Gaskraftwerke auch in Zukunft im Stromsystem eine (wichtige) Rolle spielen werden.

4.3 Entwicklung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten

Die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten wird in dieser Arbeit mit den Indikatoren LOLE und ENS angegeben. Eine Definition befindet sich in Kapitel 3.1. Bevor im Modell eine positive LOLE oder ENS angezeigt wird, wurden bereits 2 % der Spitzenlast (basierend auf [35]) abgeregelt. Im Status Quo Szenario wurde darüber hinaus die strategische Reserve (2 GW in Deutschland) vollständig eingesetzt. Wenn all diese Maßnahmen nicht ausreichen und die Nachfrage durch die Stromerzeugungskapazitäten weiterhin nicht gedeckt werden kann, wird vom Übertragungsnetzbetreiber Last zur Stabilität des Systems zwangsweise abgeregelt (Brownout). In Abbildung 8 ist die LOLE, d. h. die Anzahl der Stunden mit ungedeckter Last im Modell, für das deutsche Marktgebiet abgebildet.

Durch den Kohleausstieg in den 2020er Jahren (siehe Abbildung 1) wird schon ab 2025 in beiden Szenarien eine LOLE identifiziert. Danach steigt die LOLE im Status Quo Szenario weiter an. Ab 2027 wird diese Entwicklung durch den Kraftwerkszubau teilweise abgemildert. Im EU-CRM Szenario werden schon ab 2024 neue Kraftwerke zugebaut, sodass erst ab 2029 wieder eine LOLE identifizierbar ist. Diese ist mit 7 bzw. 8 Stunden gering und könnte vermutlich durch den Einsatz von Regelleistung vermieden werden, welche allerdings nicht für solche Situationen vorgesehen ist. Dennoch wäre die LOLE über dem für Deutschland vorgesehenen Maximalwert von 2,77 Stunden pro Jahr (siehe Tabelle 1).

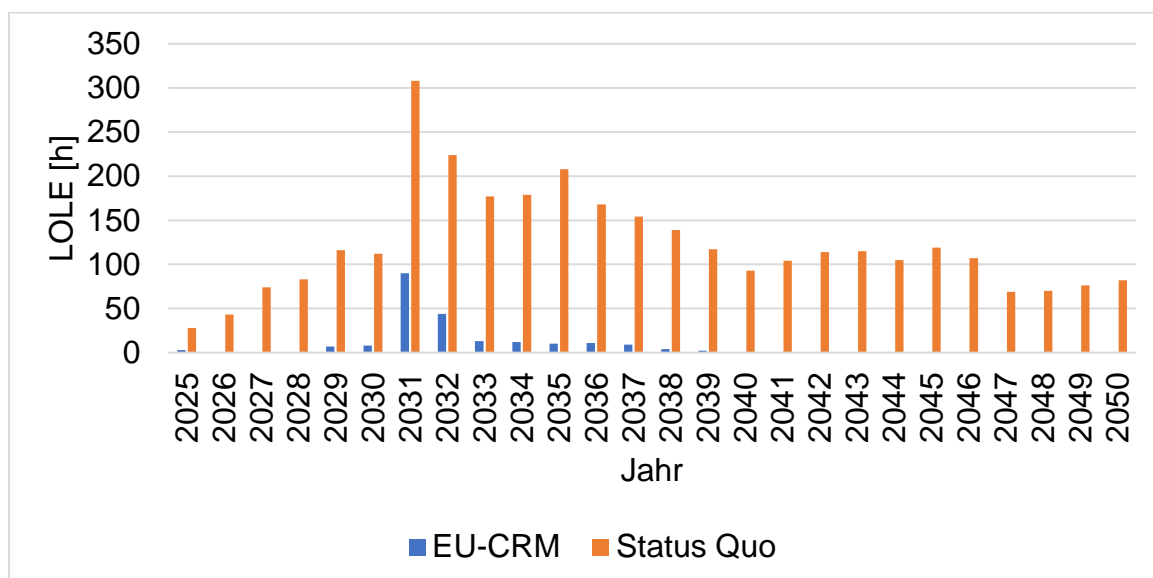


Abbildung 8: LOLE in Deutschland für die Szenarien Status Quo und EU-CRM; in dieser Auswertung ist nur ein Wetterjahr berücksichtigt.

Ab 2031 werden die Kohlkraftwerke final stillgelegt und die dispositive Kraftwerksleistung in Deutschland wird stark reduziert. Damit steigt auch die LOLE deutlich an. Demnach reicht der Kraftwerkszubau in beiden Szenarien nicht aus, um die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten zu gewährleisten. Im Verlauf der weiteren Simulation nimmt die LOLE

wieder ab. Im EU-CRM Szenario sorgt der starke Zubau der Gaskraftwerke und Batteriespeicher dafür, dass ab 2040 keine LOLE mehr identifizierbar ist. Im Status Quo Szenario scheint es für Investoren jedoch nicht attraktiv, die komplette Kapazitätslücke zu schließen, sodass immer eine gewisse Lastunterdeckung verbleibt. Zur Lastdeckung in Deutschland ist demnach die strategische Reserve (mit 2 GW) nicht ausreichend.

Unabhängig vom Szenario scheint die Zeit zwischen 2031 und 2040 besonders kritisch zu sein, sodass weder EE (auf Basis des angenommenen Szenarios) noch die disponible Kraftwerkskapazität schnell genug zugebaut werden und die Investoren die plötzliche Leistungsreduktion nicht antizipieren (können). Ein weiterer Faktor sind jedoch die Atomkraftwerke in Frankreich (die hier nicht dargestellt sind). Unter der Annahme einer maximalen Laufzeit von 50 Jahren scheidet ab den 2030er Jahren über 75 % der installierten Kapazität innerhalb von 10 Jahren aus dem Markt aus (siehe [15]). Damit ist auch im Ausland die Erzeugungskapazität knapp und die Stromimporte könnten in Spitzenlaststunden sinken. In der Praxis könnte für einige Kraftwerke eine Laufzeitverlängerung beschlossen werden, was jedoch hier nicht berücksichtigt wird.

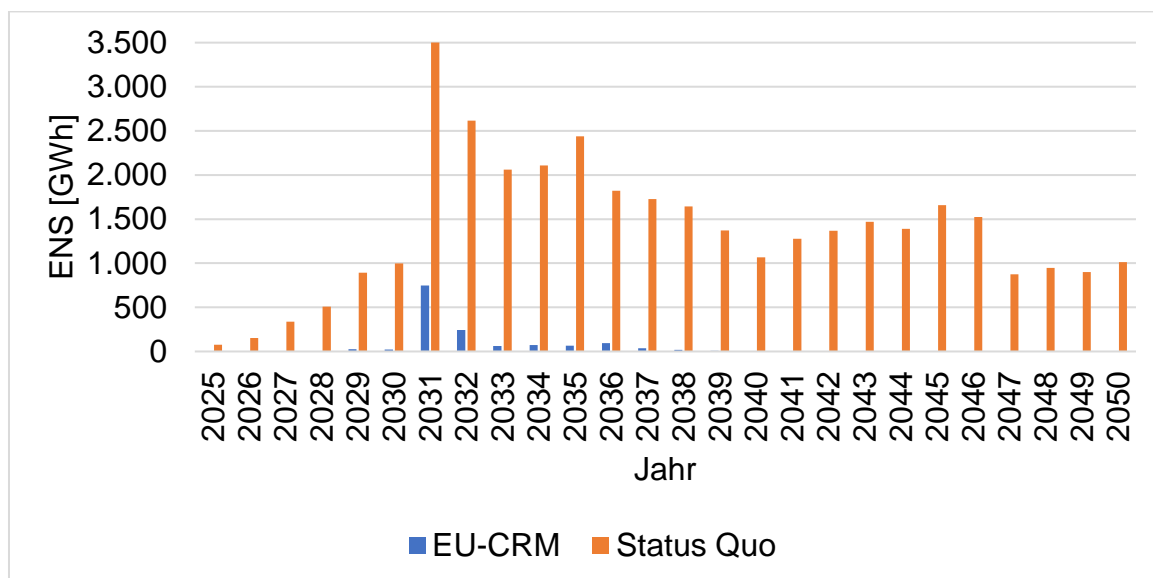


Abbildung 9: ENS in Deutschland für die Szenarien Status Quo und EU-CRM; in dieser Auswertung ist nur ein Wetterjahr berücksichtigt.

Abbildung 9 zeigt die ENS, d. h. die Summe der Energiemenge, die in einem Jahr in Deutschland nicht gedeckt werden konnte. Der grundsätzliche Verlauf des Schaubilds ist analog zur LOLE. Abgesehen von den Jahren 2031 und 2032 fällt die ungedeckte Energiemenge pro Jahr im EU-CRM Szenario vergleichsweise gering aus. Das Status Quo Szenario weist jedoch teilweise erhebliche, nicht gedeckte Nachfragemengen auf.

5 Kritische Würdigung

Die hier vorgestellten Modellergebnisse schauen weit in die Zukunft und unterliegen deshalb Unsicherheiten. Das liegt zum einen an den Unsicherheiten der Eingangsdaten, auf denen Nachfrage, EE-Einspeisung, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise basieren. Zum anderen liegt das an der Extra- und Interpolation damit alle Daten in stündlicher Auflösung für die Modellierung vorliegen.

Ferner wurde lediglich ein Wetterjahr untersucht. Das vernachlässigt Unsicherheiten durch die EE-Erzeugung und die Nachfrage. Bei Versorgungssicherheits- und Angemessenheitsuntersuchungen sollten beispielsweise probabilistische Methoden angewendet werden.

Weitere Nachfrageflexibilitäten sollten detailliert abgebildet werden, da durch eine elastische Nachfrage die Angemessenheit der Ressourcen verbessert werden könnte und zwangsweise Abschaltungen vermieden werden.

Um den Gassektor zu dekarbonisieren wurde angenommen, dass ab 2030 erhebliche Mengen grüner Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist werden. Dabei ist die Frage nach der technischen Umsetzbarkeit in Bezug auf Gasleitungen und -kraftwerke noch nicht vollständig geklärt. Auch die ausreichende Herstellung bzw. Beschaffung des grünen Wasserstoffs ist noch unsicher.

Durch den Ukrainekrieg ergaben sich Unsicherheiten hinsichtlich der sicheren Versorgung mit Energierohstoffen, die in dieser Ausarbeitung vernachlässigt werden. Deshalb sollte die Rolle von Gas als Brückentechnologie politisch geklärt und ggf. der deutliche Zubau von Gaskraftwerken vor dem Hintergrund der unsicheren Versorgung mit Methan in anschließenden Untersuchungen thematisiert werden.

Darüber hinaus wurde für das EU-CRM Szenario eine sehr hohe Reservemarge angesetzt, weshalb in weiteren Untersuchungen die Marge reduziert werden sollte. Nichtsdestotrotz war die Marge nicht hoch genug, um die Nachfrageunterdeckungen nach dem Kohleausstieg vollständig zu verhindern. Langfristig sorgt ein zu hoher Wert für erhebliche ineffiziente Überkapazitäten.

Kraftwerksinvestitionen benötigen Vorlaufzeiten für Genehmigungen, Projektplanung und Produktion des Kraftwerks. In dieser Untersuchung wurden allerdings optimistische Annahmen von 2 Jahren für den Zubau einer Gasturbine und 4 Jahren für ein GuD Kraftwerk [24] getroffen und modelliert. Zusätzlich erfordert eine Änderung des Marktdesigns ebenso Zeit, um sowohl parlamentarisch umgesetzt zu werden als auch bis die Investoren darauf reagieren. Deshalb bleibt zu klären, ob eine Marktdesignänderung zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Untersuchung noch Einfluss auf die Problemstellung hätte.

Grundsätzlich bleibt festzuhalten, dass sich der Ansatz für die aufgeworfenen Forschungsfragen eignet. Vor allem wird der Zeitverzug des Kraftwerkszubaues bei Modellen, die aus Sicht eines zentralen Planers agieren nur bedingt berücksichtigt, da dort der Zubau immer rechtzeitig erfolgt [13], besonders wenn nur Stützjahre untersucht werden. Durch die Abbildung nur eines Wetterjahres können Wetterunsicherheiten nicht ausgeschlossen werden.

Jedoch zeigt diese Analyse, dass bereits im betrachteten Wetterjahr (2017) Probleme hinsichtlich der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten auftreten können, weshalb ein möglicher zusätzlicher Erkenntnisgewinn vor dem Hintergrund der Forschungsfragen durch die Anwendung probabilistischer Methoden begrenzt erscheint.

Abschließend ist zu erwähnen, dass für die Zuverlässigkeit des Stromsystems nicht nur die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten relevant ist, sondern auch die Angemessenheit der Übertragung und die Versorgungs- bzw. Energiesicherheit, die jedoch nicht im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In dieser Untersuchung wurden mithilfe des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells PowerACE die Auswirkungen eines vorgezogenen Kohleausstiegs auf die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten untersucht. Zwei Szenarien wurden betrachtet: das Status Quo Szenario, mit den im Jahr 2023 implementierten Marktdesigns, sowie ein Szenario mit einem EU-weiten Kapazitätsmechanismus, der in allen modellierten Ländern aktiv ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten bei Stilllegung der gesamten verbleibenden Kohlekraftwerkskapazität im Jahr 2030 in Deutschland unter einem Energy-only Markt mit strategischer Reserve unter dem angenommenen Szenario nicht gewährleistet werden kann. D. h. es wird nicht rechtzeitig und ausreichend Erzeugungskapazität zugebaut. Deshalb scheint eine Änderung des Marktdesigns in Deutschland (bzw. in Europa) erforderlich, um zusätzliche Investitionsanreize zu generieren, damit die Erzeugungskapazität im Markt zur Deckung der Stromnachfrage ausreichend bleibt. In den Modellrechnungen wird vor allem in Gaskraftwerke und Batteriespeicher endogen investiert (erneuerbare Energien werden durch ein Szenario exogen vorgegeben).

Weiter scheint es für den Energy-only Markt (im Status Quo Szenario) insgesamt vorteilhafter zu sein einen Teil der Nachfrage abzuregeln (damit verbleibt eine positive LOLE und ENS), als ein weiterer Zubau von Kraftwerken oder Speichern. Das ist ab 2040 beobachtbar. In einem zukünftigen Marktdesign könnte eine koordinierte Abschaltung als Produkt verankert werden, sodass die notwendige Abregelung ökonomisch effizient erfolgt und entsprechende Investitionen in Nachfrageflexibilität bzw. Robustheit von Nachfrageprozessen angereizt werden.

Allerdings zeigen die Ergebnisse auch, dass ein zügiger Zubau an gesicherter Kapazität selbst in einem Szenario mit Kapazitätsmarkt (EU-CRM) fraglich erscheint. Das bedeutet, ein Kapazitätsmarkt wäre vorteilhaft (im Vergleich zum Status Quo mit 2 GW strategischer Reserve) für die Angemessenheit der Stromerzeugung im Jahr 2031 (und in den folgenden Jahren). Jedoch treten selbst im Szenario mit Kapazitätsmarkt in Deutschland (EU-CRM) erhebliche Nachfrageunterdeckungen in den Jahren 2031 und 2032 auf. Deshalb ist die vollständige Stilllegung von Kohlekraftwerken gegen Ende des Jahres 2030 eine Herausforderung für das Stromsystem. Eine pragmatische Übergangslösung könnte zusätzlich zum Kapazitätsmarkt die Implementierung einer strategischen Reserve sein, in die stillzulegende Kohlekraftwerke überführt werden, bis die Versorgungssicherheit alternativ sichergestellt werden kann.

Durch die Ergebnisse dieser Untersuchung kann auch weiterer Forschungsbedarf identifiziert werden. Weitere Szenarien könnten, idealerweise unter Berücksichtigung von Unsicherheiten (beispielsweise aus verschiedenen Wetterjahren), simuliert werden. Mit der Integration einer strategischen Reserve ab 2030, in die alle stillzulegenden Kraftwerke übernommen werden, könnte die notwendige Größe der Reserve ermittelt werden. Und schließlich wäre eine Integration von weiteren Technologien für die Nachfrageflexibilität vorteilhaft, um die Angemessenheit der Ressourcen zu bestimmen.

Insgesamt bleiben aufgrund der vorgestellten Ergebnisse Zweifel, wie der deutsche Kohleausstieg ohne Gefährdung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten und insbesondere ohne die Änderung des Marktdesigns (durch Integration eines Kapazitätsmarkts) in Deutschland und Europa in das Jahr 2030 vorgezogen werden kann.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die Förderung des Projektes VerSEAS (unter der Nummer 03EI1018A), in dessen Rahmen diese Untersuchung durchgeführt wurde. Darüber hinaus danken wir unseren Projektpartnern vom Fraunhofer ISI und der TU Dresden für die gute Zusammenarbeit im Projekt.

7 Literatur

- [1] Fraunholz, C.; Keles, D.; Fichtner, W.: On the role of electricity storage in capacity remuneration mechanisms. In: Energy Policy 149 (2021), S. 112014.
- [2] Deutscher Bundestag: Bundestag beschließt AKW-Laufzeitverlängerung bis Mitte April 2023. URL: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw45-de-atomgesetz-freitag-917474>.
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (2022). URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2022.xlsx?__blob=publicationFile&v=14.
- [4] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung. Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG 2020.
- [5] ACER: Security of EU electricity supply in 2021. Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy. URL: https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf.
- [6] Sensfuß, F.; Genoese, M.; Ragwitz, M.; Möst, D.: Agent-based Simulation of Electricity Markets -A Literature Review-. In: Energy Studies Review 15 (2007) 2.
- [7] Bublitz, A.; Keles, D.; Zimmermann, F.; Fraunholz, C.; Fichtner, W.: A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. In: Energy Economics 80 (2019), S. 1059–78.
- [8] Zimmermann, F.; Bublitz, A.; Keles, D.; Fichtner, W.: Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case. In: The Energy Journal 42 (2021) 2.
- [9] Fraunholz, C.: Market Design for the Transition to Renewable Electricity Systems 2021.
- [10] Ringler, P.: Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Elektrizitätsmärkten (2017).
- [11] Zimmermann, F.; Kraft, E.; Fichtner, W.: Modeling the Dispatch of Electrolyzers Using Agent-based Electricity Market Simulation: 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2022.
- [12] Zimmermann, F.; Keles, D.: State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects. In: Energy Policy 173 (2023), S. 113403.
- [13] Genoese, M.: Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation, Zugl.: Karlsruhe, Univ., Diss., 2010, 1. Aufl. Baden-Baden 2010.
- [14] Fraunholz, C.; Keles, D.; Fichtner, W.: Agent-Based Generation and Storage Expansion Planning in Interconnected Electricity Markets: 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2019.

- [15] Zimmermann, F.; Keles, D.; Fichtner, W.: Agentenbasierte Analyse der Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarkts. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Vienna, Austria, 15. - 17.02.2017 % This file was created with Citavi 6.14.0.0 (2017).
- [16] Bublitz, A.; Renz, L.; Keles, D.; Genoese, M.; Fichtner, W.: An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany: 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2015.
- [17] Réseau de Transport d'Electricité (RTE): Mécanisme de Capacité (2017).
URL: https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa.jsp.
- [18] Kraft, E.: Analysis and Modelling of the French Capacity Mechanism. Wiesbaden 2017.
- [19] Keles, D.; Bublitz, A.; Zimmermann, F.; Genoese, M.; Fichtner, W.: Analysis of design options for the electricity market: The German case. In: Applied Energy 183 (2016), S. 884–901.
- [20] ISO New England Inc.: Introduction to New England's Forward Capacity Market (2014).
URL: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2014/08/iso101-t4-mkt-fcm.pdf>.
- [21] Cramton, P.; Stoff, S. E.: A Capacity Market that Makes Sense. In: The Electricity Journal 18 (2005) 7, S. 43–54.
- [22] European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E): European Resource Adequacy Assessment (EERA) 2021 Edition. URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf.
- [23] S&P Global Platts: World Electric Power Plants Database (2016).
URL: <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- [24] Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelewitsch, R.; Hirschhausen, C. von: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013).
URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_data-doc_2013-068.pdf.
- [25] ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022. URL: <https://www.entsoe-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP-2020-Scenario-Datfile.xlsx.zip>.
- [26] ENTSO-E: Transparency Platform. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [27] Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Elstrand, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S.: A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. In: Energy Strategy Reviews 22 (2018), S. 237–54.
- [28] Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Manz, P.; Neuwirth, M.; Herbst, A.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie. URL: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf.
- [29] Neuwirth, M.; Fleiter, T.; Manz, P.; Hofmann, R.: The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany. In: Energy Conversion and Management 252 (2022), S. 115052.
- [30] International Energy Agency: World Energy Outlook 2020 2020.
- [31] CME Group: Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey). Futures.
URL: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>.

- [32] CME Group: Dutch TTF Natural Gas Calendar Month. Futures. URL: <https://www.cme-group.com/markets/energy/natural-gas/dutch-ttf-natural-gas-calendar-month.html>.
- [33] Investing.com: Brent Öl Futures. URL: <https://de.investing.com/commodities/brent-oil-contracts>.
- [34] Cătuț, M.; Egenhofer, C.; Milan Elkerbout, M.: The future of gas in Europe: Review of recent studies on the future of gas. URL: https://www.ceps.eu/wp-content/uploads/2019/08/RR2019-03_Future-of-gas-in-Europe.pdf.
- [35] Gils, H. C.: Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: Energy 67 (2014), S. 1–18.