

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 in das Jahr 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 Kapazitätsmarkt. 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, Europäischer Kapazitätsmarkt, Marktkopplung, Versorgungssicherheit, Investitionen, Strommarkt

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, Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung, Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG). 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, KVBG) Erzeugungsleistung 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 (wie z. B. Wind und Solar). 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

könnten. 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.

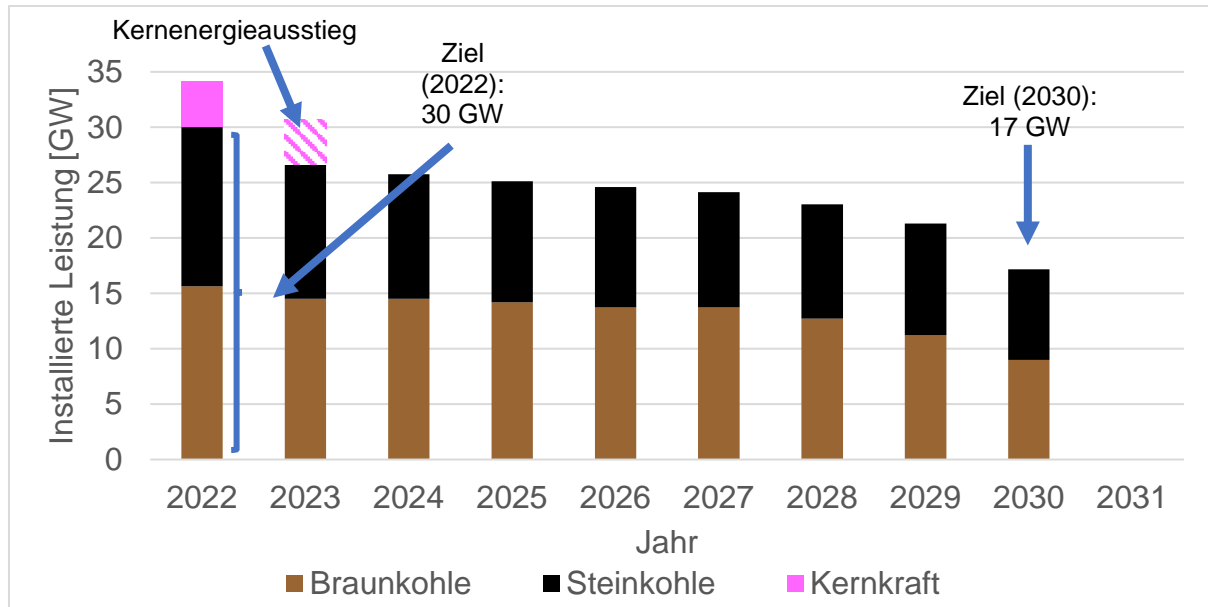


Abbildung 1: Mögliche Entwicklung der installierten Kern- und Kohlekraftwerkskapazität in Deutschland unter Annahme von Kraftwerksstilllegungen anhand des Kernenergie- und eines vorgezogenen Kohleausstiegsplans im Jahr 2030; Kernkraftwerke werden voraussichtlich im April 2023 endgültig stillgelegt (Stand 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. Elektromobile 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 Erzeugungsleistung, unter einem Kohleausstieg im Jahr 2030, ausreicht, um die (steigende) 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.

Folglich werden wesentliche Erzeugungstechnologien in Deutschland im Jahr 2031 (Stand 2023) Gaskraftwerke, Pumpspeicher und EE sein. Zu Beginn des Jahres 2023 sind laut der Bundesnetzagentur [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 zusätzliche 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 Frage aufgeworfen, ob das aktuelle Marktdesign in Deutschland ausreichend Investitionen in gesicherte Erzeugungsleistung bis 2030 anreizt oder ob Anpassungen des Marktdesigns hinsichtlich Kapazitätsmärkten vorgenommen werden müssen, um die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten unter einem Kohleausstieg im Jahr 2030

mittelfristig nicht zu gefährden. Diese Fragestellung soll im Verlauf der weiteren Arbeit beantwortet werden.

2 Methodische Vorgehensweise

Die aufgeworfenen Fragen sollen mithilfe des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells 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 stündliche Marktergebnis [10]. Die Agenten repräsentieren 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 sind zentrale Agenten für jedes Marktgebiet für die Nachfrage-disposition 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].

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

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

Ein wesentlicher Vorteil des agentenbasierten Ansatzes ist die Abbildung verschiedener Marktdesigns, wie ein Energy-only Markt (EOM) zusammen mit Kapazitätsmechanismen. 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 aus der Sicht eines zentralen Planers [13].

2.2 Spotmarktkopplung und geografischer Rahmen

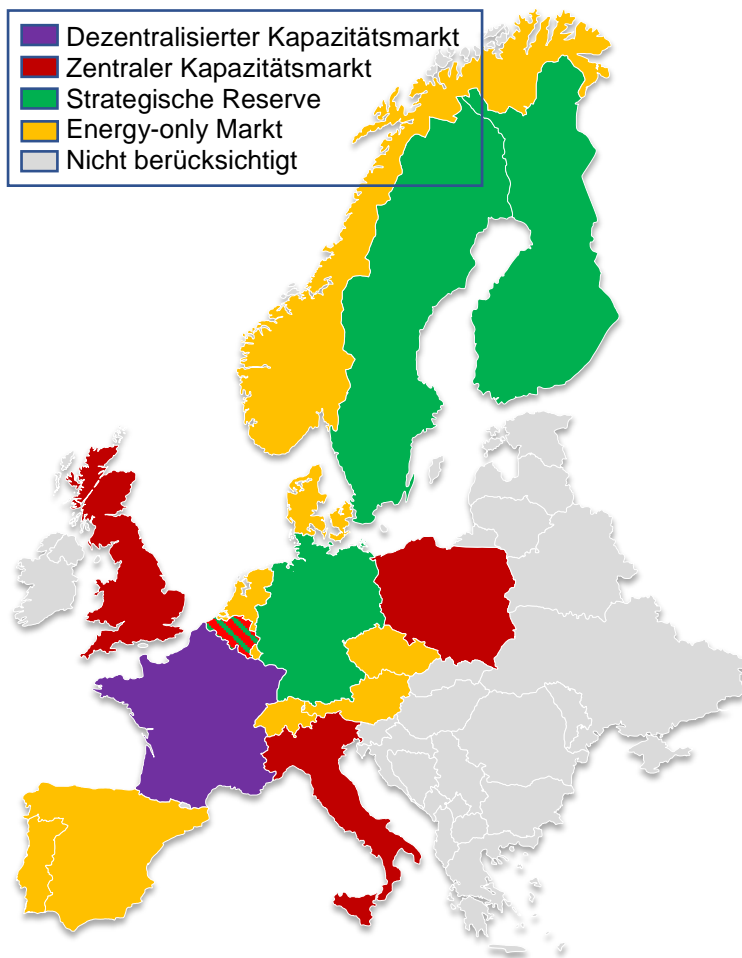


Abbildung 2: Status quo der Implementierungen der Marktde-signs im Jahr 2023

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 Spotmarktkopplungsalgorithmus [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 vorteil-

haft ist (Vermeidung 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 wird bereits in mehreren Publikationen (z. B. [11, 12, 14, 15]) beschrieben, weshalb die Entscheidungsfindung an dieser Stelle nur kurz skizziert wird. Die Agenten, die stellvertretend für einen

Kraftwerksbetreiber im jeweiligen Marktgebiet stehen, bestimmen basierend auf einer modellendogenen langfristigen Preisprognose (für den Spotmarkt und den Kapazitätsmechanismus) mithilfe der Kapitalwertberechnung einen Ausbau für disponible Kraftwerke. Dabei wird 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 modellendogen berechnet und berücksichtigen 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 die Preisvorhersage für einen Kapazitätsmechanismus (ohne implementierten Mechanismus in einem Land 0 EUR/MW).

Alle unrentablen Investitionsoptionen ($NPV < 0$) werden anschließend verworfen. Aus den übriggebliebenen Investitionsoptionen (mit positivem NPV) wird die Option mit dem höchsten NPV über alle Marktgebiete ausgewählt und eine neue Preisprognose, inklusive der 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 karnalisiert, 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 Möglichkeit zur Modellierung verschiedener Marktdesigns. Vor dem Hintergrund der vorliegenden Forschungsfragen werden mehrere Marktdesigns untersucht. Alle im Jahr 2023 in den modellierten Ländern implementierten Marktdesigns werden berücksichtigt, insbesondere eine strategische Reserve, ein zentraler sowie ein dezentralisierter Kapazitätsmarkt. Darüber hinaus existieren Märkte, die keinen Kapazitätsmechanismus implementieren und lediglich 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 dennoch zu einer Technologiefokussierung des

Kapazitätsmarkts kommen. Die Modellierung der einzelnen Marktdesigns wird beispielsweise in [12] beschrieben und demnach im Folgenden kurz zusammengefasst.

2.4.1 Strategische Reserve

Zusätzliche Kapazitäten werden vorgehalten, die nicht mehr am normalen Strommarkt teilnehmen dürfen und nur bei Bedarf eingesetzt werden. Ein Einsatz erfolgt, wenn zu wenig Erzeugungskapazität im Markt angeboten wird und die Nachfrage folglich 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 Dezentralisierter Kapazitätsmarkt

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

Die sog. Obligated Parties (die Großkonsumenten wie Industrieunternehmen oder Energieversorger für Endkunden darstellen) müssen Kapazitätsobligationen in Höhe ihrer nicht-unterbrechbaren Last 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 in Spitzenlastsituationen benötigte Kapazität an Kapazitätsobligationen vorweisen, ansonsten werden sie (finanziell) sanktioniert. Deshalb wird die Annahme von risikoneutralen Akteuren (Obligated Parties) getroffen, die genau die benötigte Menge an Kapazitätsobligationen inklusive aller Sicherheitsfaktoren einkaufen. Dieser Mechanismus sorgt für die Entstehung eines Marktes für die Obligationen und dementsprechend für einen Marktpreis für gesicherte Kapazität.

Die angebotenen Kapazitätsobligationen werden auf Basis der Differenzkosten pro MW Leistung berechnet, die als Deckungsbeitragslücke 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] wird die Implementierung des zentralen Kapazitätsmarkts beschrieben, dessen Funktionsweise grundsätzlich an den Mechanismus von Iso New England [20] angelehnt ist und im Folgenden 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 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 Deckungsbeitragslücke durch Kapazitätsmarktszahlungen geschlossen werden muss bis zur vollständigen langfristigen Wirtschaftlichkeit des betrachteten Kraftwerks.

Mittels einer Einheitspreisauktion unter Berücksichtigung einer Nachfragekurve, wie sie von [19, 21] beschrieben wird, werden Marktpreis und Kapazitätshöhe bestimmt. Alle zugeschlagenen Gebote erhalten den Marktpreis als Zahlung für ein Jahr. Neue Kraftwerksprojekte erhalten die Zahlungen über einen längeren Zeitraum.

3 Untersuchungsdesign

3.1 Szenarien

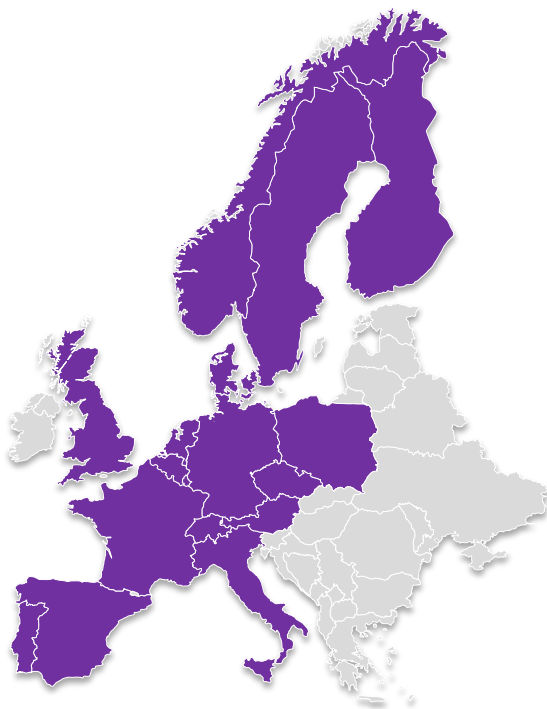


Abbildung 3: Darstellung aller modellierten Marktgebiete unter einem EU-weiten dezentralen Kapazitätsmarkt (*EU-CRM*)

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. Zum einen wird ein Szenario mit dem im Jahr 2023 implementierten Strommarktdesigns untersucht (Status Quo). Zum anderen wird ein einheitlicher Kapazitätsmechanismus für alle modellierten Länder eingeführt und analysiert (*EU-CRM*). Die Untersuchung ist explorativ.

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 wird 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

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 dauerhaft zu gewährleisten. Zugelassene Investitionsoptionen in Deutschland sind 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 zwischen Marktgebieten	[25, 26] <i>Distributed Energy</i> Szenario
Stündliche EE-Einspeisezeitreihe	[25, 26] <i>Distributed Energy</i> Szenario, in Deutschland wird die Erzeugungsmenge im Jahr 2030 auf 80 % der Nachfrage skaliert
Stündliche Stromnachfrage	[27] bzw. Abbildung 4
Jährliche Wasserstoffnachfrage	[27–29]
Elektrolyseurkapazitäten	[25], <i>Distributed Energy</i> Szenario, [11] sowie eigene Annahmen

In Tabelle 2 sind die wesentlichen Eingangsdaten sowie die Quellen aufgeführt. Alle Eingangsdaten werden linear interpoliert, falls nur Werte für Stützjahre vorliegen. Die Brennstoffpreisentwicklung wird abweichend von [30] auf Basis von Futures vom 28.06.2022 aus [31–33] für die nachfolgenden Jahre übernommen (soweit Daten verfügbar sind, teilweise bis 2031). Zusätzlich wird ein Methan Ausstieg angenommen, sodass ab 2030 steigende Anteile von grünem Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden, beginnend mit 25 % im Jahr 2030, sodass 2045 das komplette Erdgas im Gasnetz durch grünen Wasserstoff substituiert ist und die Gaskraftwerke impliziert dekarbonisiert werden. Dabei wird angenommen, dass eine ggf. notwendige Umrüstung der Kraftwerke bzw. des Netzes öffentlich gefördert wird. Diese Daten sind in Tabelle 2 aufgeführt. Einige Eingangsdaten basieren auf dem Ten-Year Network

Development Plan aus dem Jahr 2022 des Szenarios *Distributed Energy* [25]. Die EE-Einspeisung, basierend auf dem Wetterjahr 2017 (von [26]), wird 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 aus Juni 2022; Wasserstoff anhand von [34], regulatorische Wasserstoffbeimischung im Erdgasnetz ab 2030 25 %, bis 2045 auf 100 %

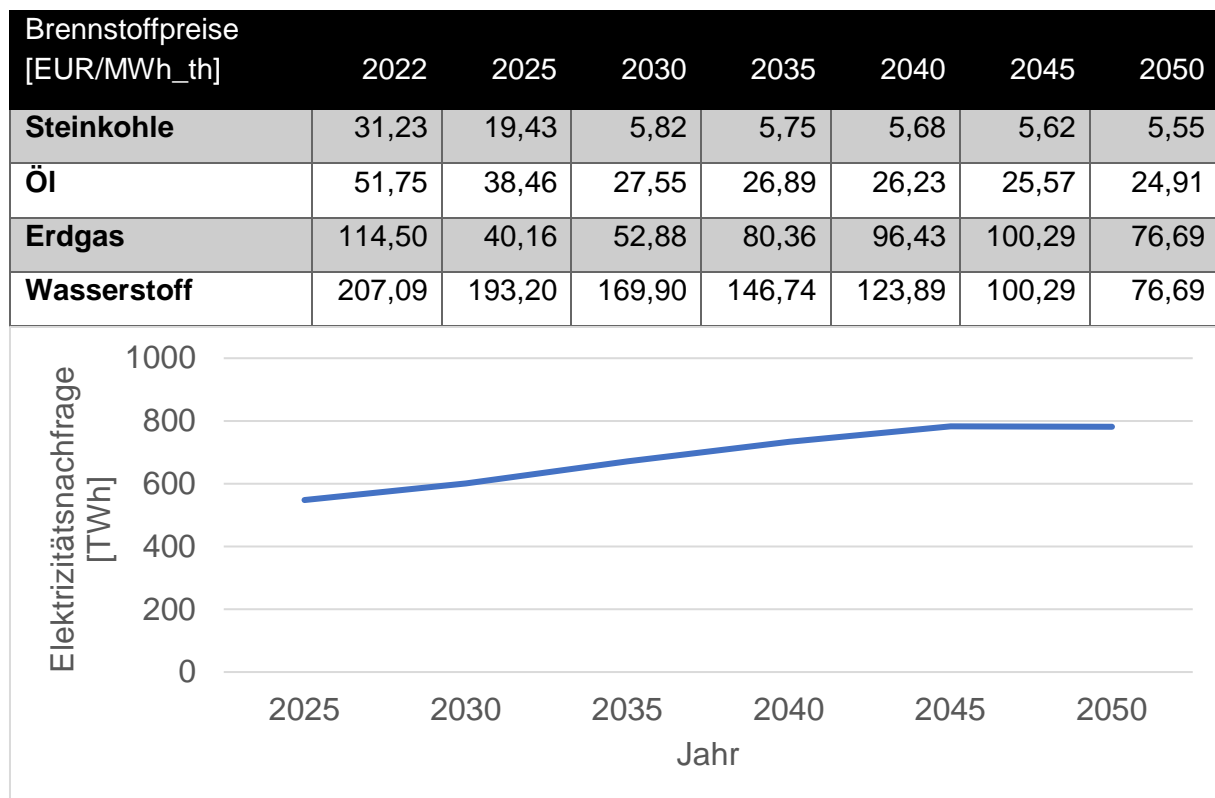


Abbildung 4: Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland [27, 28]

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. Die EE werden exogen durch den Szenariorahmen des *Distributed Energy* Szenario des Ten-Year Network Development Plan 2022 [25] bzw. Tabelle 2 für beide Szenarien vorgegeben. 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.

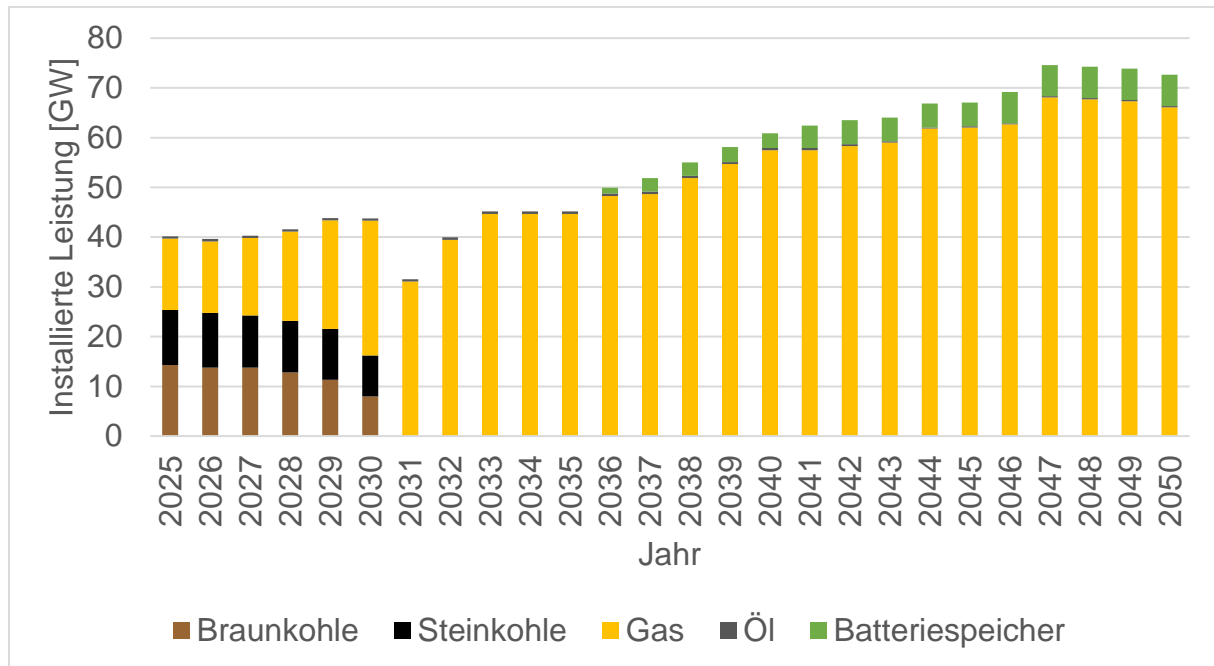


Abbildung 5: Installierte Leistung der disponiblen Kraftwerke im Status Quo Szenario; zur Übersichtlichkeit werden die EE nicht dargestellt.

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 Kapazitätslücke durch die absinkenden Kohlekapazitäten nicht frühzeitig schließen.

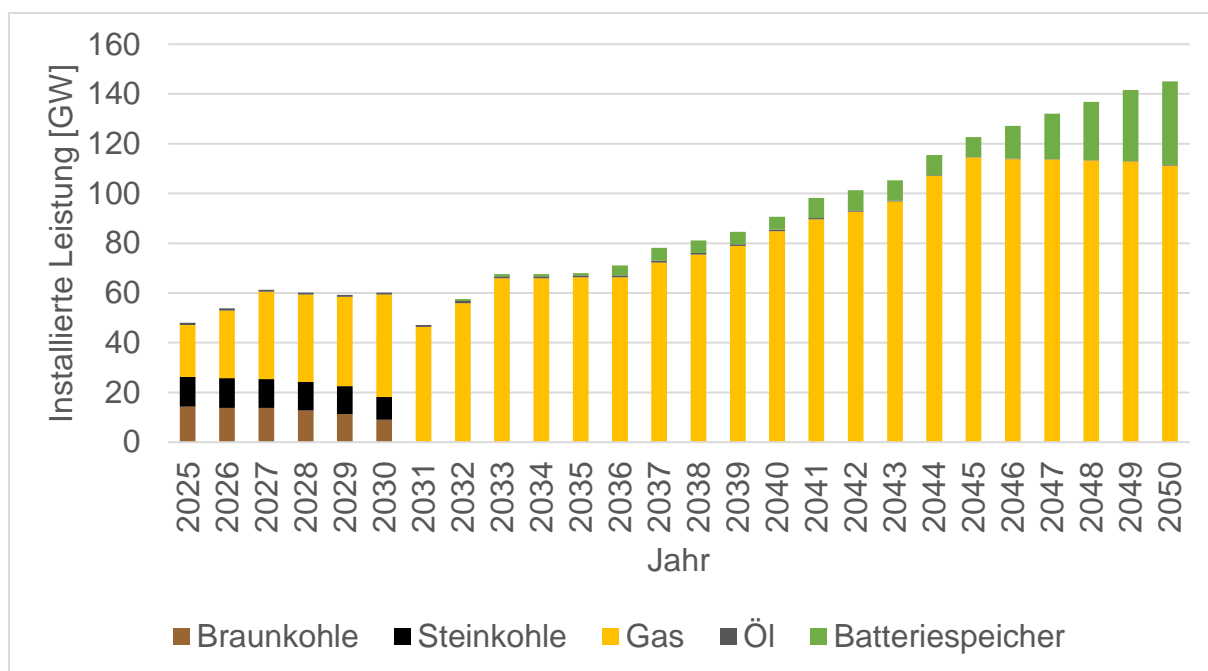


Abbildung 6: Installierte Leistung der disponiblen Kraftwerke im EU-CRM Szenario mit einer Reserve-
marge von 10 % über der Spitzennachfrage; zur Übersichtlichkeit werden die EE nicht dargestellt.

4.2 Kraftwerkszubau

Abbildung 7 stellt den aggregierten 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, sowie Batteriespeicher zugebaut.

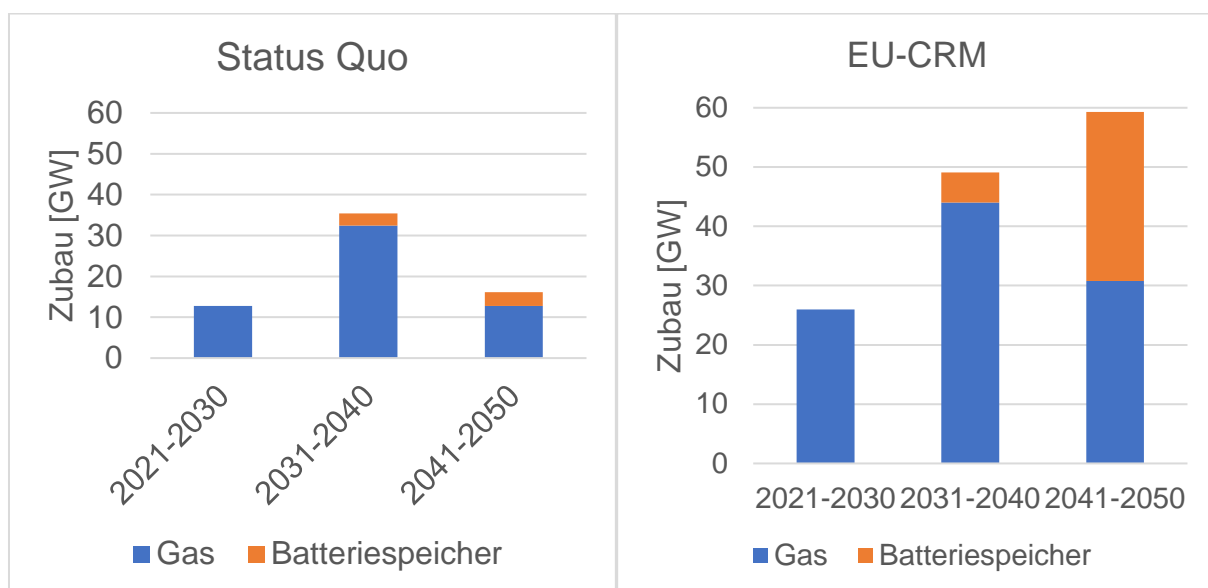


Abbildung 7: Investitionen im Status Quo Szenario und im EU-CRM Szenario in GW

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, werden bereits 2 % der Spitzenlast (basierend auf [35]) abgeregelt. Im Status Quo Szenario wird 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 zur Stabilität des Systems Last zwangsweise abgeregelt (Brownout). In Abbildung 8 ist die LOLE, d. h. die Anzahl der Stunden mit ungedeckter Last pro Jahr 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 ab 2024 neue Kraftwerke zugebaut, sodass erst ab 2029 wieder eine LOLE identifizierbar ist. Diese LOLE 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).

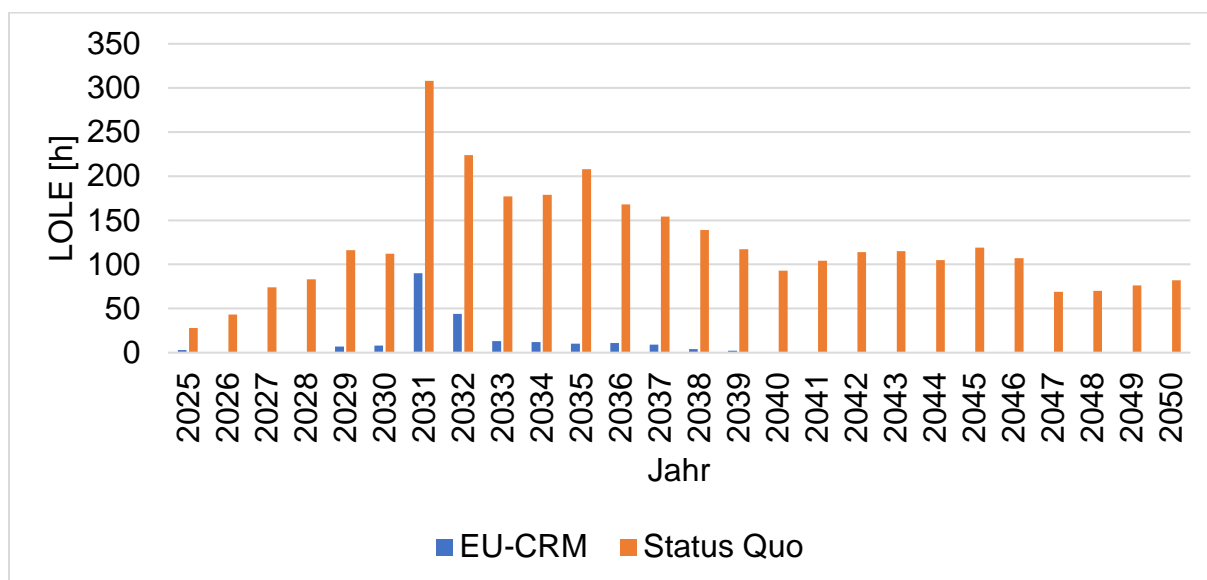


Abbildung 8: LOLE in Deutschland für die Szenarien Status Quo und EU-CRM; in dieser Auswertung ist nur ein Wetterjahr berücksichtigt.

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. Ein weiterer Faktor sind jedoch die Kernkraftwerke in Frankreich (nicht dargestellt): Unter der Annahme einer maximalen Laufzeit von 50 Jahren scheidet ab den 2030er Jahren über 75 % der installierten Kernkraftwerkskapazität innerhalb von 10 Jahren aus dem Markt aus (siehe [15]). Damit ist auch im Ausland die Erzeugungskapazität knapp und die Stromimporte könnten in Spitzenlastsituationen sinken. In der Praxis könnten für einige Kernkraftwerke eine Laufzeitverlängerung beschlossen werden und die LOLE und ENS in Deutschland in den 2030ern abildern, was jedoch hier nicht berücksichtigt und untersucht wird.

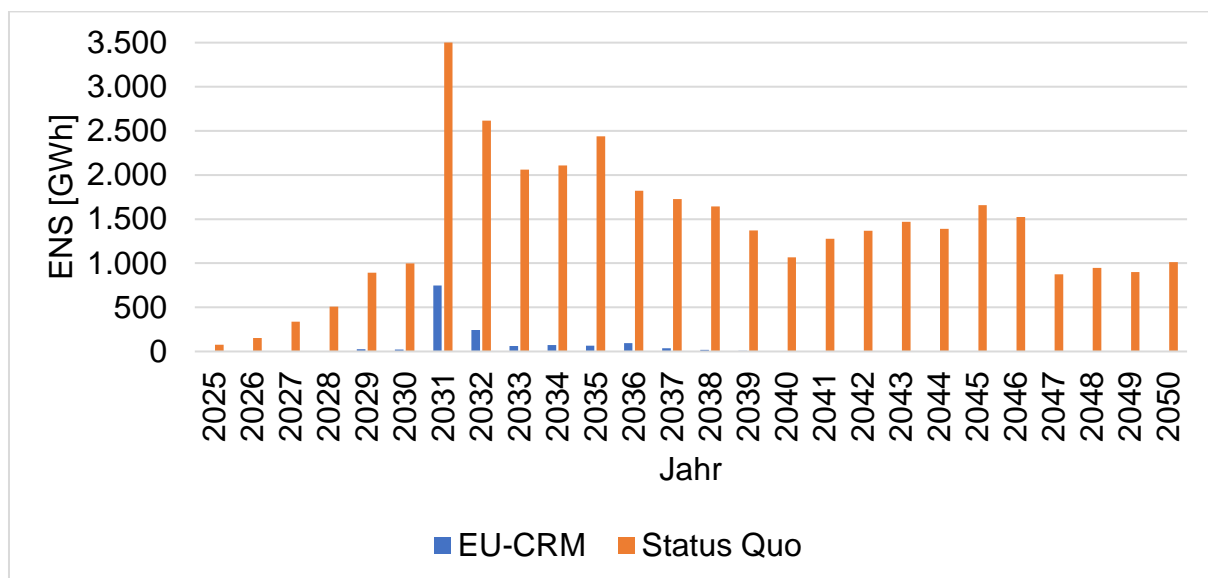


Abbildung 9: ENS in Deutschland für die Szenarien Status Quo und EU-CRM; in dieser Auswertung ist nur ein Wetterjahr berücksichtigt.

Abbildung 9 zeigt die ENS Modellergebnisse, d. h. die Summe der Energiemenge, die in einem Jahr in Deutschland nicht gedeckt werden kann. 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, worauf Nachfrage, EE-Einspeisung, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise basieren. Zum anderen liegt das an der Extra- und Interpolation, um alle Daten in eine stündliche Auflösung für die Modellierung zu überführen.

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

Weitere Nachfrageflexibilitäten sollten detailliert abgebildet werden, da durch eine elastische Nachfrage die Angemessenheit der Ressourcen verbessert werden kann und systembedingte Lastreduktionsmaßnahmen vermieden werden.

Um den Gassektor zu dekarbonisieren wird 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 wird 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 Bau 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 hat.

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.

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 werden mithilfe des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells PowerACE die Auswirkungen eines vorgezogenen Kohleausstiegs auf die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten untersucht. Zwei Szenarien werden betrachtet: das Status Quo Szenario, mit den im Jahr 2023 implementierten Marktdesigns, sowie ein Szenario mit einem europaweiten Kapazitätsmarkt, 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 modellexogen 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 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 wird weiterer Forschungsbedarf identifiziert: 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 insbesondere ohne die Änderung des Marktdesigns in Deutschland (durch Integration eines Kapazitätsmarkts) ohne Gefährdung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten 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.
- [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 (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.; Stoft, 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.entsos-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.cmegroup.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] Cătuți, 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.