

BERICHT

D3.2 MARKTANALYSE – REPORT

Ergebnisse der Strommarktmodellierung:
Auswirkung und Effizienz bestehender
Marktmechanismen und ausgewählter
Kapazitätsmechanismen im österreichischen Markt

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Diana Krainer
Stefan Strömer
Sarah Fanta

August 2025

ABSTRACT

The study examines, based on a modeling of the Austrian electricity market, which capacity mechanism is most suitable for Austria from an economic perspective to ensure long-term security of supply in a cost-efficient manner and with the lowest possible market distortions. The modeling captures the interaction of various market instruments (capacity mechanisms, market premium, and windfall profit levies) and analyzes their effects on system behavior, total costs for consumers, and potential market distortions. Four volume-based options for capacity mechanisms are evaluated: a strategic reserve, a centralized capacity market, a tender for new flexibility (storage technologies and flexible generation plants), and a combination of a strategic reserve and a tender. The modeling is conducted for the year 2040, based on the installed capacities of 2030, to represent investment decisions and thereby potential security of supply problems.

The results highlight three key findings: (1) A strategic reserve fails to ensure security of supply due to the limited volume of eligible participants in Austria and negatively impacts consumers through higher day-ahead market prices. (2) A tender for new flexibilities achieves the lowest total costs for meeting demand but causes significant market distortions and places a burden on existing flexibility resources. (3) A capacity market emerges as the most balanced option: it reduces scarcity prices, decreases price volatility in the day-ahead market, demonstrates good efficiency in terms of total costs, and provides reliable investment incentives while keeping market distortions low.

Based on these findings, a capacity market is recommended as the most suitable mechanism for Austria to efficiently address an emerging security of supply problem.

KURZFASSUNG

Diese Studie untersucht, basierend auf einer Modellierung des österreichischen Strommarkts, welcher Kapazitätsmechanismus für Österreich aus ökonomischer Sicht am geeignetsten ist, um die Versorgungssicherheit langfristig kosteneffizient und mit möglichst geringen Marktverzerrungen zu gewährleisten. Die Modellierung bildet das Zusammenspiel verschiedener Marktinstrumente (Kapazitätsmechanismen, Marktprämie, Abschöpfung von Übergewinnen) ab und betrachtet deren Auswirkungen auf das Systemverhalten, die Gesamtkosten für Verbraucher:innen sowie auf potenzielle Marktverzerrungen. Vier volumenbasierte Optionen für Kapazitätsmechanismen werden evaluiert: eine strategische Reserve, ein zentraler Kapazitätsmarkt, eine Ausschreibung für neue Flexibilitäten (Speichertechnologien und flexible Erzeugungsanlagen) sowie eine Kombination aus strategischer Reserve und Ausschreibung. Die Modellierung erfolgt für das Jahr 2040 auf Basis der installierten Kapazitäten des Jahres 2030, um Investitionsentscheidungen und damit potenziell auftretende Probleme in der Versorgungssicherheit abbilden zu können.

Die Ergebnisse zeigen drei zentrale Befunde: (1) Eine strategische Reserve scheitert aufgrund des begrenzten Volumens berechtigter Teilnehmer:innen in Österreich an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und wirkt sich für Verbraucher:innen negativ in Form erhöhter Preise am Day-Ahead Markt aus. (2) Eine Ausschreibung für neue Flexibilitäten erzielt zwar die niedrigsten Gesamtkosten für die Deckung der Nachfrage, verursacht jedoch erhebliche Marktverzerrungen und belastet bestehende Flexibilitäten. (3) Ein Kapazitätsmarkt erweist sich als ausgewogenste Option: Er senkt Knappheitspreise, reduziert Preisvolatilität am Day-Ahead Markt, zeigt eine gute Effizienz die Gesamtkosten betreffend und schafft verlässliche Investitionsanreize bei gleichzeitig geringen Marktverzerrungen. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse wird ein Kapazitätsmarkt als geeigneter Mechanismus für Österreich empfohlen, um ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem effizient und zu beheben.

INHALT

Abstract.....	2
Kurzfassung.....	2
Abkürzungsverzeichnis.....	4
1 Einleitung.....	5
2 Ausgangslage.....	6
2.1 Grundlegende Modellannahmen.....	6
2.2 Marktmechanismen und Akteure.....	6
2.3 Techno-ökonomische Inputparameter.....	8
3 Szenarien.....	10
4 Modellergebnisse.....	12
4.1 Überblick: Resultierende Markt- und Systemparameter.....	12
4.2 Details: Verändertes System- und Akteursverhalten.....	15
4.3 Details: Installierte Leistungen der Akteure.....	17
5 Diskussion.....	18
6 Schlussfolgerung, Einordnung und Limitationen.....	20
Referenzen.....	21

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BCN	Positive Regelleistung / Balancing Capacity Positive
BCP	Negative Regelleistung / Balancing Capacity Negative
EENS	Erwartete, nicht gelieferte Energie / Expected Energy Not Served
EKB-S	Energiekrisenbeitrag-Strom
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber / European Network of Transmission System Operators for Electricity
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
LOLE	Anzahl der Stunden an Lastunterdeckung pro Jahr / Loss Of Load Expectation
VoLL	Wert der nicht gedeckten Nachfrage / Value of Lost Load

1 EINLEITUNG

Die zunehmende Dezentralisierung und Dekarbonisierung des Stromsystems stellt hohe Anforderungen an die Gestaltung zukünftiger Strommärkte. Neben der Integration volatiler erneuerbarer Energien und flexibler Verbraucher gewinnen auch Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit an Bedeutung. Deren Art und konkrete Ausgestaltung müssen jedoch an nationale Rahmenbedingungen angepasst werden – dazu zählen die Ausprägung des jeweiligen Strommarkts (einschließlich länderspezifischer Marktinstrumente), teilnehmende Marktakteure sowie spezifische klimatische Gegebenheiten. Nur so lassen sich effiziente und möglichst verzerrungsfreie Investitionsanreize für die Bereitstellung der erforderlichen Kraftwerkskapazitäten sicherstellen.

Im Rahmen der Modellierung wird untersucht, welcher Kapazitätsmechanismus in Österreich aus ökonomischer Sicht notwendig ist, um die Versorgungssicherheit kosteneffizient zu gewährleisten. Dabei wird die zentrale Frage adressiert, welche Art von Kapazitätsmechanismus ein potenzielles Versorgungssicherheitsproblem im österreichischen Stromsystem – ausgelöst durch unsichere politische Rahmenbedingungen – effizient und mit möglichst geringen Marktverzerrungen beheben kann. Die Modellierung bildet das Zusammenspiel verschiedener Marktinstrumente (Kapazitätsmechanismen, Marktprämien, Abschöpfung von Übergewinnen) ab und betrachtet deren Auswirkungen auf das Systemverhalten, die Gesamtkosten für Verbraucher:innen sowie auf potenzielle Marktverzerrungen. Konkret werden vier volumenbasierte Optionen für Kapazitätsmechanismen evaluiert: eine strategische Reserve, ein zentraler Kapazitätsmarkt, eine Ausschreibung für neue Flexibilität (Speichertechnologien und flexible Erzeugungsanlagen) sowie eine Kombination aus strategischer Reserve und Ausschreibung. Dadurch wird eine fundierte, quantitative Beurteilung ermöglicht, durch welchen Kapazitätsmechanismus ein Versorgungssicherheitsproblem in der österreichischen Marktumgebung effizient und möglichst verzerrungsfrei behoben werden kann.

2 AUSGANGSLAGE

Dieser Abschnitt beschreibt die Annahmen, die im Rahmen der Modellierung getroffen wurden. Kapitel 2.1 erläutert die grundlegenden Annahmen wie Modellierungs- und Klimajahr, sowie die Ausgangssituation des österreichischen Stromsystems. In Kapitel 2.2 wird auf die implementierten Marktmechanismen, die über alle Szenarien hinweg aktiv sind, sowie die teilnehmenden Marktteilnehmer im Detail eingegangen. Kapitel 2.3 gibt einen Überblick über die techno-ökonomischen Parameter dieser Akteure sowie Akteurs spezifische Annahmen, die wiederum über alle Szenarien hinweg gültig sind.

2.1 Grundlegende Modellannahmen

Die Modellierung des österreichischen Strommarkts wird für das Jahr 2040 durchgeführt, wobei die Stromnachfrage sowie die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger aus dem Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP 2024) [1] vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) herangezogen wird. In dieser Modellierung wird nur Österreich abgebildet, wobei Erzeugung und Verbrauch in Nachbarländern in Form einer Import- und Exportzeitreihe in der Stromnachfrage berücksichtigt wird. Der Stromnachfrage, als auch der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger werden das Klimajahr 2009 zugrunde gelegt, da dieses Jahr im Rahmen des TYNDP 2024 als das Repräsentativste identifiziert wurde. Weiters wird die inländische, konstante Erzeugung von Müllverbrennungsanlagen durch Reduktion des Verbrauchs berücksichtigt. Um ein potenzielles Problem betreffend der Stromversorgungssicherheit abbilden zu können, werden die installierten Kapazitäten der Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten aus dem Jahr 2030 aus dem National Trends+ Szenario des TYNDP im Modell als Ausgangslage implementiert. Die installierten Kapazitäten des NT+ Szenarios für 2030 werden von den nationalen Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt und beschreiben daher die wahrscheinlichste Entwicklung des Stromsystems aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber. Für alle Szenarien werden ein CO₂-Preis von 150 €/tCO₂, ein Wasserstoffpreis von 150 €/MWh, ein Biomassepreis von 27 €/MWh sowie ein Preis von 20 €/MWh für eine Erdgas-, Biomethan- und synthetisches-Methan-Mischung angenommen. Alle Preise sind in 2020er EUR angegeben. Eine detailliertere Beschreibung bezüglich der Annahmen zu den Brennstoffpreisen können in [2] nachgelesen werden.

Sowohl die Investitionsentscheidungen als auch der tatsächliche Dispatch sind modellendogen, wodurch auch eine Unterdeckung der Nachfrage aufgrund unzureichender Investitionen abbildbar ist. Die Dispatch-Entscheidung der einzelnen Akteure geschieht in stündlicher Auflösung für 2190h (1/4) des Jahres, wobei diese Stunden gleichmäßig über das Jahr verteilt sind, um Saisonalität angemessen darzustellen. Die Investitionsentscheidung wird hingegen von jedem Akteur basierend auf dem gesamten Modellierungszeitraum getroffen, wobei perfekte Voraussicht unterstellt wird. Weiters wurde ein Markt für die Vorhaltung von Regelleistung implementiert, um die dadurch eingeschränkte Flexibilität der steuerbaren Kapazitäten und potenziell resultierende Probleme in der Deckung von Nachfragespitzen abbilden zu können. Die Regelleistung wird für jede Stunde im Modellierungszeitraum beschafft, wobei jedoch keine 4h-Blöcke, sondern nur 1h-Blöcke beschafft werden, um Konvergenzproblemen des Modells entgegenzuwirken.

2.2 Marktmechanismen und Akteure

Die Kombination kleiner Optimierungsmodelle mit agentenbasierter Modellierung ermöglicht die Abbildung österreichspezifischer Marktinstrumente, da im iterativen Prozess der Marktgleichgewichtsfindung direkt in die Entstehung der Marktpreise eingegriffen werden kann. Eine genaue Beschreibung dieser Kombination von Optimierung und agentenbasierter Modellierung kann im Deliverable 3.1 (Modellkopplungsbericht) nachgelesen werden.

Im Strommarktmodell für Österreich wurden im Speziellen zwei Marktinstrumente nämlich 1.) die Marktpremie für erneuerbare Erzeugungsanlagen und 2.) die Abschöpfung von Übergewinnen im

Rahmen des Energiekrisenbeitrags-Strom (EKB-S) abgebildet. Weiters wurde ein Markt für die Vorhaltung von Regelleistung implementiert.

Marktpremie. Für die Implementierung der Marktpremie im Modell wurden gewisse Vereinfachungen getroffen. Daher weicht die Marktpremie im Modell von der tatsächlichen, derzeit in Österreich aktiven Marktpremie in einigen Punkten ab. Teilnahmeberechtigt sind Akteure, welche erneuerbare Energieerzeugungsanlagen repräsentieren, wobei eine Förderung nur für Investitionen in neue Kapazitäten zulässig ist. Der anzulegende Wert für jede Technologie wird modellexogen vorgegeben und beruht auf Ergebnissen der letzten Auktionen (im Jahr 2024) und Experteneinschätzungen. Die genauen Annahmen können in Tabelle 2 nachgelesen werden. Der Referenzmarktwert pro Technologie wird modellendogen bestimmt und berechnet sich aus dem mittleren Preis über die Referenzperiode gewichtet auf die Erzeugung der jeweiligen Technologie. Im Modell wird eine Referenzperiode von einem Modelljahr (2190h) verwendet – im Gegensatz zu der monatlichen Referenzperiode der realen Marktpremie. Die Marktpremie wurde im Modell als zweiseitiger Differenzenvertrag (CfD) ausgeführt. Dies bedeutet, dass alle Akteure, die im Rahmen der Marktpremie vergütet werden, Zahlungen erhalten, sobald der Referenzmarktwert unter dem anzulegenden Wert liegt und Rückzahlungen von 100% leisten müssen, sobald der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert überschreitet. Akteure, die in diesem Modell an der Marktpremie teilnehmen können, sind Windkraftanlagen, Biomasseanlagen und großskalige Solaranlagen. Auch Laufwasserkraftanlagen dürfen prinzipiell teilnehmen, dabei wurde jedoch angenommen, dass das Ausbaupotenzial der Laufwasserkraft ab 2030 bereits ausgeschöpft ist und somit keine Investitionen in neue Kapazitäten stattfinden. Anlagen, die im Rahmen der Marktpremie vergütet werden, sind nicht von der Abschöpfung von Übergewinnen im Zuge des EKB-S betroffen.

Energiekrisenbeitrag-Strom. Der Energiekrisenbeitrag-Strom wurde so im Modell implementiert, dass eine 95%-ige Abschöpfung der Einnahmen über 100 €/MWh stattfindet. Absetzbeträge von dieser Gewinnabschöpfung aufgrund von Investitionen in neue Kapazitäten werden in der Modellierung nicht berücksichtigt, um den „worst-case“ abzubilden. Außerdem wird die Auftrennung der Gewinnabschöpfung für bereits bestehende Anlagen (ab 90€/MWh) und neue Anlagen (ab 100 €/MWh) nicht berücksichtigt. Von der Gewinnabschöpfung betroffen sind Windkraftanlagen, großskalige Solaranlagen, Laufwasserkraftwerke und Biomasseanlagen.

Vorhaltung von Regelleistung. Die Regelleistung wird wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben für jede Stunde des Modellierungszeitraums beschafft, wobei die Beschaffung nicht mehrere zusammenhängende Stunden (z.B. 4h) umfasst, sondern für jede Stunde getrennt durchgeführt wird. Für jede Stunde wurden jeweils $\pm 450\text{ MW}$ positive und negative Regelleistung beschafft. Teilnahmeberechtigt an der Ausschreibung für die Vorhaltung von Regelleistung sind alle thermischen Kapazitäten, nachfrageseitige Flexibilität sowie Speicher (BCP & BCN) und Laufwasserkraft (BCN). Welche Akteure genau teilnahmeberechtigt sind, wird in Tabelle 2 angeführt.

Im Rahmen der Modellierung wurden drei Haupttypen von Akteuren – Erzeugungsanlagen, Flexibilität und Nachfrage – im österreichischen Strommarkt abgebildet. Abbildung 1 bietet eine Übersicht über die modellierten Technologien.

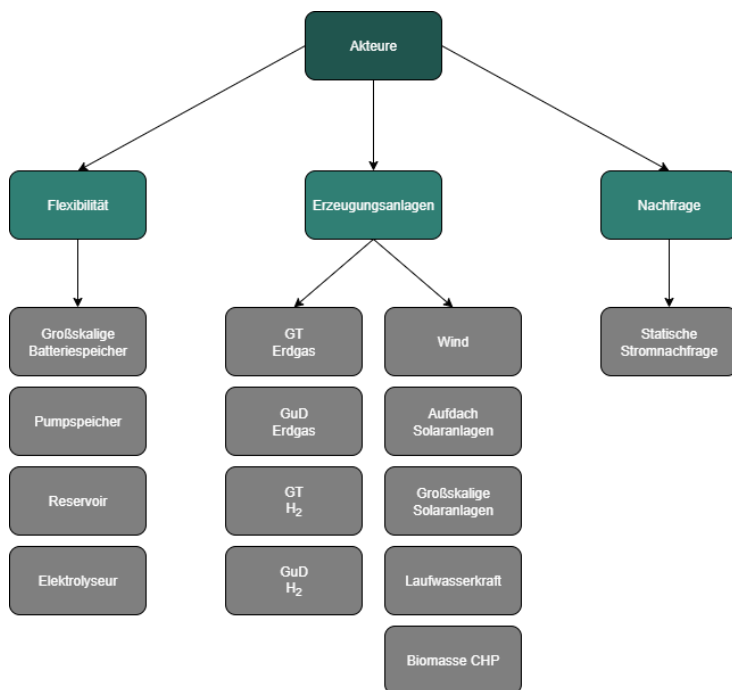


Abbildung 1: Übersicht über die teilnehmenden Akteure im österreichischen Strommarktmodell

2.3 Techno-ökonomische Inputparameter

Technische, als auch ökonomische Inputparameter der Akteure wurden dem Technologiecatalog der Dänischen Energieagentur entnommen [3], [4], wobei die Werte für 2040 herangezogen wurden und alle Kostenparameter im Währungsjahr 2020 angegeben sind. Für Laufwasserkraft wurden die Daten aus dem Statusbericht 2024 der Europäischen Kommission zu *Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerken in der europäischen Union* [5] herangezogen.

Tabelle 1 bietet einen Überblick über die techno-ökonomischen Inputparameter aller Akteure.

Tabelle 1: Techno-ökonomische Inputparameter der Akteure.

Akteure	CAPEX €/MW	OPEX fix €/MW/a	OPEX var €/MWh	Lebensdauer a	Effizienz %	De-Rating %
Großskalige 2h Batteriespeicher	837,959	574	1.81	15	95	38
Pumpspeicher	4,253,600	8,507	1	50	87	52
Reservoir	4,253,600	8,507	1	50	93	52
Elektrolyseur	500,000	10,000	0	25	100	19
GT-Erdgas	574,221	19,460	4.36	25	42	92
GuD-Erdgas	866,649	28,604	4.36	25	59	94
GT-H ₂	660,354	22,379	5.01	25	42	92
GuD-H ₂	996,646	32,895	5.01	25	59	94
Wind	1,109,690	15,965	1.89	30	-	2.3

Haushalts-Solaranlagen	669,123	9,500	1	15	-	-
Großskalige Solaranlagen	320,000	9,500	1	25	-	2.4
Laufwasserkraft	1 254 480	25 090	1	50	-	36
Biomasse	1042105	28 392	1.18	25	40	94

Für alle betrachteten Technologien wurden durchschnittliche, gewichtete Kapitalkosten (WACC) von 7% angenommen, um die jährlichen Kapitalkosten zu berechnen. Die De-Rating Faktoren für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Wind, PV und Laufwasserkraft) wurden aus den historischen Erzeugungsprofilen der Jahre 2019-2024 berechnet. Hierfür wurden pro Jahr jeweils die 15h mit der größten Residuallast herangezogen und die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger in diesen Stunden ermittelt. Anschließend wurde über alle Stunden gemittelt und dieser Wert als Beitrag der erneuerbaren Technologien zur Versorgungssicherheit herangezogen. Für die verbleibenden Akteure wurden die De-Rating Faktoren vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia [6] angewandt.

Tabelle 2 fasst weitere akteurspezifische Annahmen zusammen und gibt einen Überblick an welchen Märkten und Mechanismen die einzelnen Akteure teilnehmen dürfen.

Tabelle 2: Überblick über die installierte und maximal installierbare Leistung, erlaubte Abregelung, anzulegende Werte und erlaubte Teilnahme an unterschiedlichen Märkten & Mechanismen für alle Akteure. DA = Day-Ahead Energiemarkt, zKM = zentraler Kapazitätsmarkt, BCP = positive Regelleistung, BCN = negative Regelleistung, SR = strategische Reserve, TFNC = Ausschreibung für neue Kapazität.

Akteure	Installierte Leistung MW	Max. installierbare Leistung MW	Erlaubte Abregelung %	Anzulegender Wert €/MWh	Teilnahme an Mechanismen & Märkten
Großskalige 2h Batteriespeicher	678	-	-	-	DA, zKM, BCP, BCN, TFNC
Pumpspeicher	6,000	6,000	-	-	DA, zKM, BCP, BCN,
Reservoir	2,787	2,787	-	-	DA, CM, BCP, BCN
Elektrolyseur	1,000	7,000	-	-	DA, zKM, BCP, BCN
GT-Erdgas	562	-	-	-	DA, BCP, BCN
GuD-Erdgas	2811	-	-	-	DA, KM, BCP, BCN, TFNC, SR
GT-H ₂	0	-	-	-	DA, zKM, BCP, BCN, TFNC
GuD-H ₂	0	-	-	-	DA, zKM, BCP, BCN, TFNC
Wind	9,000	32,939	100	32	DA, zKM, MP
Haushalts-Solaranlagen	6,000	20,000	30	-	DA
Großskalige Solaranlagen	6,000	20,000	100	24.6	DA, zKM, MP
Laufwasserkraft	5,229	5,229	66	-	DA, zKM, BCN
Biomasse	0	685	-	56.7	DA, zKM, BCP, BCN, MP, TFNC

Erdgasbefeuerte Gasturbinen sind von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen ausgenommen, da die Einhaltung der vorgegebenen Emissionsgrenzen nicht erfüllt werden kann. Die einzige Technologie,

die an einer strategischen Reserve teilnehmen kann, ist ein bestehendes, erdgasbefeuertes Gas- und Dampfkraftwerk. Eine genauere Beschreibung der implementierten Kapazitätsmechanismen, deren Ausgestaltung und teilnehmende Akteure ist in Kapitel 3 zu finden. Als maximal installierbare Leistung wurde der Wert aus dem Szenario „hoch“ aus dem TYNDP herangezogen und soll das realistische Ausbaupotenzial bis 2040 quantifizieren. Biomasse wurde als „Green-Field“ Technologie implementiert, um abzubilden, dass auch bereits der Großteil, der bis 2030 installierten Kapazität an der Marktpremie teilnehmen wird. Laufwasserkraftwerke dürfen maximal auf 1/3 ihrer installierten Leistung abgeregelt werden, da Umweltauflagen und ökologische Kriterien erfüllt werden müssen. Weiters wird ebenfalls angenommen, dass auch im Jahr 2040 nicht alle Haushalte auf Preissignale reagieren bzw. vom Netzbetreiber beliebig abregelbar sind. Daher wird für Haushalts-Solaranlagen eine Abregelbarkeit von 30% angenommen, während großskalige Solaranlagen vollkommen flexibel agieren und auf Marktsignale reagieren.

3 SZENARIEN

Im Rahmen der Modellierung wird die Fragestellung behandelt, wie sich unsichere, politische Rahmenbedingungen auf die Versorgungssicherheit im österreichischen Strommarkt auswirken können und welche Art eines Kapazitätsmechanismus' ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem effizient und mit geringen Marktverzerrungen beheben kann. Dabei wird die Auswirkung des Zusammenspiels verschiedener Marktmechanismen auf das Systemverhalten, die Gesamtkosten der Nachfragedeckung und Marktverzerrungen untersucht. Insgesamt werden vier verschiedene Optionen für volumenbasierte Kapazitätsmechanismen – eine strategische Reserve, ein Kapazitätsmarkt, eine Ausschreibung für neue Flexibilität (Speichertechnologien und flexible Erzeugungsanlagen) und eine Kombination der Strategischen Reserve und der Ausschreibung für neue Flexibilität – betrachtet, wodurch eine fundierte und quantitative Aussage über eine effiziente und möglichste verzerrungsarme Behebung eines Versorgungssicherheitsproblems in der österreichischen Marktumgebung möglich wird.

Insgesamt wurden sechs Szenarien entwickelt, um diese Fragestellungen zu beantworten. Auf Grundlage von zwei Basisszenarien, welche eine optimistische und eine pessimistische Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen aus Investorensicht widerspiegeln und einen reinen Energy-Only-Markt darstellen, werden die weiteren Szenarien – basierend auf resultierenden System- und Markparametern – hinsichtlich ihrer Effizienz beurteilt.

Im ersten Basisszenario „**EOM optimistisch**“ werden (aus Investorensicht) keine signifikanten, politischen Eingriffe erwartet. Dieses Szenario stellt die „derzeitige“ Situation dar, in welcher nur ein Energy-Only-Markt (EOM) existiert und die Preislimits den EPEX SPOT Werten entsprechen. Außerdem sind Förderungen im Rahmen der Marktpremie und Abschöpfungen durch den EKB-S aktiv.

Im zweiten Basisszenario „**EOM pessimistisch**“ werden (aus Investorensicht) signifikante, politische Eingriffe erwartet, welche durch eine Preisobergrenze von 500 €/MWh im Modell abgebildet werden. Dieses Preislimit stellt keine expliziten, geänderten Preisobergrenzen dar, sondern spiegelt die Erwartungshaltung von Marktteilnehmer:innen wider, Preise über der gegebenen Schwelle nicht (oder nicht ausreichend) zu erhalten – zum Beispiel durch Abschöpfungen oder gezielte Steuern. Es ist weiterhin nur ein Energy-Only-Markt aktiv, wobei mögliche Probleme die Versorgungssicherheit betreffend durch das Ausbleiben von Knappheitspreisen auftreten (oder verstärkt) werden.

Die weiteren vier Szenarien sind ebenfalls im Kontext der pessimistischen Investorensicht realisiert, dargestellt durch die weiterhin aktive Preisobergrenze von 500 €/MWh. Der Reihe nach werden die verschiedenen Kapazitätsmechanismen dem reinen Energy-Only-Markt hinzugefügt und deren Effizienz im Vergleich zu den Basisszenarien und untereinander beurteilt. Die genaue Ausgestaltung und die Funktionsweise der einzelnen Kapazitätsmechanismen werden im Folgenden im Detail beschrieben.

Außerdem bietet Tabelle 3 einen Überblick über die Szenarien mit den jeweils aktiven Preislimits und aktiven Marktmechanismen.

Strategische Reserve (SR). Das Volumen der strategischen Reserve ist (wie in D3.1 beschrieben) modellendogen und die Aktivierung erfolgt, falls das obere Preislimit im Day-Ahead Markt erreicht wird und somit eine vollständige Markträumung ausbleibt. Teilnahmeberechtigt an der strategischen Reserve sind bestehende thermische Kraftwerke, welche die Emissionsgrenzwerte von 550 gCO₂/kg erfüllen. Eine Teilnahme an der strategischen Reserve schließt diese Akteure von anderen Märkten (Regelleistung, Day-Ahead-Energiemarkt) aus. Zur Quantifizierung des Wertes der verlorenen Last (VoLL) im Falle einer Lastunterdeckung wird die obere Schranke der VoLL (13,000 €/MWh) für Österreich laut E-Control herangezogen [7].

Tender (TFNC). In diesem Szenario wird eine Ausschreibung für neue Kapazität durchgeführt, wobei die Teilnahme auf neu errichtete Flexibilitäten (Speicher und flexible Erzeugungsanlagen) eingeschränkt ist, welche ebenfalls das Emissionslimit von 550 gCO₂/kWh nicht überschreiten. Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Unterdeckung der Last kommt. Die Einschränkung auf Flexibilitäten wurde aufgrund der Annahme gewählt, dass es in Knappheitsperioden dem System vor allem an kurzfristiger, steuerbarer Flexibilität mangelt und daher eine Beschaffung von genau dieser Kapazität eine effiziente (oder die effizienteste) Lösung zur Behebung eines Versorgungssicherheitsproblems darstellen könnte.

Zentraler Kapazitätsmarkt (zKM). Im Szenario mit zentralem Kapazitätsmarkt wird das Volumen ebenfalls modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt. Teilnahmeberechtigt sind bestehende und neue Kapazitäten (inklusive Demand-Response), die das Emissionslimit von 550 gCO₂/kWh nicht überschreiten. Der zentrale Kapazitätsmarkt wird in Kombination mit Zuverlässigkeitsoptionen (Reliability Options) ausgeführt, sodass eine erfolgreiche Teilnahme am Kapazitätsmarkt zu verpflichtenden Rückzahlungen führt, sobald der Day-Ahead Energiepreis über dem Strike-Preis liegt. In diesem Modell wurden die Grenzkosten einer wasserstoffbefeuelten Gasturbine (H₂-GT) als Strike-Preis (365 €/MWh) gewählt.

Strategische Reserve und Tender (SR + TFNC). In diesem Szenario wird eine strategische Reserve mit einer gleichzeitigen Ausschreibung für neue Kapazität kombiniert. Hintergrund ist die theoretische Überlegung, dass durch die Ausschreibung für neue Kapazität dem Markt zusätzlich notwendige „top-up“ bereitgestellt wird, während gleichzeitig die strategische Reserve einen möglichen, vorzeitigen Marktaustritt bestehender Kraftwerkskapazitäten verhindert. Das im Rahmen der strategischen Reserve und der Ausschreibung beschaffte Volumen sollte dadurch geringer und somit kosteneffizienter ausfallen als in Szenarien, in denen jeweils nur einer dieser beiden Mechanismen aktiv ist. Das Volumen der Ausschreibung wird modellexogen so gewählt, dass keine Lastunterdeckung stattfindet, während das Volumen der strategischen Reserve wieder modellendogen bestimmt wird. Teilnahmeberechtigt an der Ausschreibung sind neu errichtete Flexibilitäten (exklusive Demand-Response), während nur bestehende, thermische Kapazitäten an der strategischen Reserve teilnehmen dürfen. Außerdem müssen die Emissionslimits eingehalten werden.

Tabelle 3: Überblick über die einzelnen Szenarien mit jeweils aktiven Preislimits und Marktmechanismen.

Szenarien		Preislimits (€/MWh)		Marktmechanismen			
Bezeichnung	Beschreibung	min.	max.	KM	EKB-S	Marktprämie	Regelreserve
EOM optimistisch	Keine politischen Eingriffe erwartet	-500	4000	✓	✓		✓
EOM pessimistisch	Signifikante politische Eingriffe	-500	500*	✓	✓		✓
SR	Strategische Reserve	-500	500*	✓	✓	✓	✓

Tender	Ausschreibung für neue Kapazität	-500	500*	✓	✓	✓	✓
zKM	Zentraler Kapazitätsmarkt	-500	500*	✓	✓	✓	✓
SR+Tender	Strat. Reserve & Aus. f.n. Kapazität	-500	500*	✓	✓	✓	✓

4 MODELLERGEBNISSE

Tabelle 4 fasst die resultierenden Markt- und Systemparameter für alle Szenarien zusammen. Dadurch wird ein direkter Vergleich zwischen den Szenarien ermöglicht und quantitative Aussagen über die Effizienz der unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen sind ableitbar. Eine detaillierte Analyse des veränderten System- und Akteursverhaltens in Bezug auf das Basisszenario „EOM optimistisch“ wird durch Tabelle 5 ermöglicht. Hier erfolgt eine vertiefende Betrachtung der installierten Leistungen der steuerbaren Flexibilität (thermische Erzeugung, Speicher und Demand Response) sowie der entsprechenden Veränderungen der Profite und Kosten im Vergleich zum Szenario „EOM optimistisch“.

4.1 Überblick: Resultierende Markt- und Systemparameter

Tabelle 4: Markt- und Systemparameter betreffend der Versorgungssicherheit, des Kapazitätsmarkts, den Day-Ahead Energiemarkt und die Gesamtkosten* für alle Szenarien.
 *Enthält: Energiekosten (Day-Ahead) sowie alle anfallenden Policy-Kosten (KM, Regelreserve, VoLL, Marktpremie) und Policy-Erlöse (Marktpremie, EKB-S, Reliability Options).
 EENS = Expected energy not served, LOLE = Loss of load expectation.

	KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Security of Supply	EENS	GWh/a	10	130	40	0	0	0
	LOLE	h/a	8	110	40	0	0	0
Kapazitätsmechanismus	Volumen	GW	-	-	2.8	8	15	2.8 / 5
	Clearing Preis	€/kW/a	-	-	100	74	86	50 / 63
Day-Ahead Markt	Preis (avg.)	€/MWh	69	67	71	59	58	62
	Preis (max.)	€/MWh	4000	500	500	475	362	500
Regelleistung	Preis (max.) (BCP)	€/MWh	2610	380	380	50	0	50
	Preis (max.) (BCN)	€/MWh	0	0	0	0	0	0

Kommentiert [DK1]: NOTE: SR + Tender erreicht das Problem, es gibt ein Zeichen für EENS.

Kommentiert [SS2R1]: done (ja aber das ist Zeitpunkt der Aktivierung)

Nachfrage	Gesamtkoste		%						
	n*			100%	120	109	93%	101	97%
	(VoLL	13.000			%	%		%	
	€/MWh)								

Security of Supply. Werden die KPIs für die Versorgungssicherheit betrachtet, ist ersichtlich, dass bereits im Basisszenario „EOM optimistisch“ ein Versorgungssicherheitsproblem auftritt. Dieses äußert sich in Form von 8h Lastunterdeckung pro Jahr, was einer nicht gedeckten Nachfrage von rund 10 GWh/a entspricht. Ausgelöst wird diese Unterdeckung der Last durch unzureichende Flexibilität im System. Die frei verfügbare, steuerbare Flexibilität zur Deckung der Nachfrage in Knappheitszeiten ist einerseits durch die Vorhaltung von Regelleistung beschränkt und andererseits entstehen nicht genügend Investitionsanreize für ausreichend neue Flexibilitäten im System. Dies ist vor allem ersichtlich am maximalen Day-Ahead Preis von 4,000 €/MWh was der Preisobergrenze entspricht und im Szenario „EOM optimistisch“ erreicht wird. Fehlende Investitionsanreize können beispielsweise durch unzureichende Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen (bedingt durch Abschöpfungen) entstehen, was zu einem zu geringen Verschiebepotenzial für Speichertechnologien führt. Auch fehlende oder unzureichende Knappheitspreise können Investitionszurückhaltungen auslösen, insbesondere bei steuerbaren, thermischen Energieerzeugungsanlagen. Hier lässt sich argumentieren, dass im realen österreichischen Markt die Preislimits an der Strombörse angehoben werden, sobald die Preisobergrenze erreicht wird. Inwiefern diese Knappheitspreise jedoch politisch akzeptabel sind, bleibt fraglich und verdeutlicht gleichzeitig, dass bereits im Szenario mit optimistischer Investorensicht potenzielle Probleme in Bezug auf die Versorgungssicherheit auftreten können.

Im Szenario „EOM pessimistisch“ mit pessimistischer Investorensicht bezüglich des Auftretens von Knappheitspreisen verschärft sich das Versorgungssicherheitsproblem signifikant, ersichtlich an den 115h Lastunterdeckung und insgesamt rund 130 GWh erwarteter, nicht gelieferter Energie pro Jahr. Die Einführung einer strategischen Reserve reduziert die Stunden der Lastunterdeckung auf 40h pro Jahr im Vergleich zum Szenario „EOM pessimistisch“. Es ist jedoch ersichtlich, dass eine reine strategische Reserve im österreichischen Strommarkt nicht in der Lage ist ein Versorgungssicherheitsproblem vollständig zu beheben, da die Anzahl der Teilnehmer: innen im österreichischen Stromsystem beschränkt ist. Die Szenarien „Tender“, „Kapazitätsmarkt“ und „SR+Tender“ sind vom Problem der unzureichenden Teilnehmeranzahl nicht betroffen, sodass eine Erhöhung des ausgeschriebenen Volumens möglich ist, bis die gesamte Nachfrage gedeckt ist und somit LOLE und EENS auf null sinken.

Kapazitätsmechanismus. Im Rahmen der „Strategischen Reserve“ können maximal 2811 MW an Leistung beschafft werden, was der gesamten, bestehenden Leistung der erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerke entspricht. Der Clearing-Preis ist mit 100 €/kW/a der höchste der betrachteten Mechanismen, wobei die insgesamten Kosten für einen Kapazitätsmechanismus bei einer reinen, strategischen Reserve am geringsten ausfallen. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die strategische Reserve das Versorgungssicherheitsproblem nicht lösen kann und die Kosten für den Kapazitätsmechanismus „Strategische Reserve“ nur einen Teil der Gesamtkosten der Nachfragedeckung beinhalten. Der teuerste Kapazitätsmechanismus ist der zentrale Kapazitätsmarkt, gefolgt von dem Tender für neue Flexibilitäten und der Kombination des Tenders und der strategischen Reserve. Auch hier erfolgt der Hinweis, dass die Kosten für einen Kapazitätsmechanismus nur einen Teil der Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage ausmachen. Eine eingehende Beschreibung aller Kostenanteile dieser Gesamtkosten erfolgt im Absatz „Kosten der Nachfrage“. Ein interessanter Aspekt, der im Rahmen des Vergleichs der verschiedenen Kapazitätsmechanismen näher beleuchtet werden soll, ist der Anteil der Akteure an der Erfüllung des ausgeschriebenen Volumens. In den Tendern entfallen 8% des Volumens auf Biomasse, 12% auf wasserstoffbetriebene Gasturbinen und 80% auf Batteriespeicher. Im zentralen Kapazitätsmarkt wird das nachgefragte Volumen zu 20% von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Wind, PV und Laufwasserkraft) gedeckt, wobei 13% von 20% auf die erfolgreiche Teilnahme von Laufwasserkraft zurückzuführen sind. Weitere 20% entfallen auf die

Kommentiert [DK3]: NOTES AGMW Result: Last
Anforderungen (DK3) müssen die Kosten nicht zwingen

Kommentiert [SS4R3]: Done

Teilnahme erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke, 24% auf CO₂-neutrale, thermische Kraftwerke (Biomasse und H₂-GuD) und 36% auf nachfrageseitige Flexibilität und Speicher.

In der Kombination „Tender+SR“ werden zu 57% Erdgas-GuDs beschafft, während Investitionen in neue Wasserstoffkraftwerke unwirtschaftlich werden. Die verbleibenden 43% werden von Biomasse und Batteriespeichern abgedeckt. Durch die Kombination von „SR+Tender“ werden bestehende, noch wirtschaftliche Kraftwerke aus dem Energiemarkt entfernt und der strategischen Reserve zugeführt. Dadurch ergeben sich Investitionsanreize in neue, fossile Kraftwerkskapazitäten, während beim reinen Tender ein Zubau von Spitzenlastkraftwerken und zusätzlicher Kurzfristspeicher ausreichend ist.

Day-Ahead Markt. Die Auswirkung der einzelnen Mechanismen auf die Day-Ahead Preise werden anhand des mittleren, volumengewichteten Preises und des maximalen Preises über die ganze Modellierungsperiode, dargestellt in Tabelle 4, analysiert. Im Szenario „EOM optimistisch“ liegt der mittlere Preis bei 69 €/MWh und sinkt im pessimistischen Szenario auf 67 €/MWh ab. In beiden Szenarien kommt es jedoch zu Lastunterdeckung, erkennbar an maximalen Preisen, die den Preislimits in den Szenarien entsprechen. Im Szenario „SR“ steigt der mittlere Day-Ahead Preis auf 71 €/MWh und liegt damit über dem „EOM optimistisch“ Preis, wobei die ungedeckte Last um das Vierfache höher ist. Die strategische Reserve kann somit nicht nur das Versorgungssicherheitsproblem nicht lösen, sondern führt gleichzeitig zu höheren Preisen im Day-Ahead Markt, bedingt durch neu installierte Erdgasturbinen, was zu erhöhten Energiekosten führt. Wie bereits in den vorhergehenden Absätzen diskutiert ist eine strategische Reserve keine Lösung für ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem im österreichischen Stromsystem und wirkt sich zudem aus Verbrauchersicht negativ auf den Strommarkt aus. Die Szenarien „Tender“, „Kapazitätsmarkt“ und „SR+Tender“ führen zu reduzierten, mittleren Preisen im Day-Ahead Markt (58-62 €/MWh), wobei die Einführung des zentralen Kapazitätsmarkts den stärksten preisdämpfenden Effekt aufweist. Die reduzierten Preise im Day-Ahead Markt führen aus Verbrauchersicht zu verringerten Energiekosten, während Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien abhängig vom aktiven Kapazitätsmechanismus potenziell von verringerten Profiten oder von einer Umkehrung der Profite in Verluste betroffen sein können. Eine detaillierte Analyse der Auswirkung von Kapazitätsmechanismen auf die Profitabilität der Akteure wird Kapitel 4.2 durchgeführt. Wie aus der Theorie erwartet, haben Kapazitätsmechanismen (hier Tender und zentraler Kapazitätsmarkt) einen preissenkenden Effekt auf den Energiemarkt, während zugleich die Höhe von Preisspitzen reduziert wird (siehe max. Day-Ahead Preis in Tabelle 4). Unter den betrachteten Mechanismen zeigt der Kapazitätsmarkt den größten Stabilisierungseffekt auf die Day-Ahead Preise.

Regelleistung. Die Auswirkung verschiedener Kapazitätsmechanismen auf die Beschaffung von Regelleistung wird anhand der maximalen Kosten für Regelleistung diskutiert. In allen Szenarien besteht ein Überangebot an negativer Regelleistung (max. Preis: 0 €/MW), während der Preis für positive Regelleistung signifikant von der gesamten Flexibilität im System abhängt. Das Szenario „EOM optimistisch“ weist den höchsten, maximalen Preis (2,610 €/MW) auf, während im Szenario „Kapazitätsmarkt“ die Preise auf null fallen und somit auf Überkapazität im System hinweisen. Zusammenfassend lässt sich schließen, dass die betrachteten Kapazitätsmechanismen einen preissenkenden Effekt haben und somit zur Reduzierung der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung beitragen.

Kosten der Nachfragedeckung. Die Gesamtkosten der Nachfragedeckung in Tabelle 4 schließen alle Kosten mit ein, die in beliebiger Form (Umlagen, Steuern, direkte Kosten...) für Verbraucher:innen anfallen. Diese Gesamtkosten beinhalten Energiekosten (Day-Ahead), Policy-Kosten (Regelleistung, Kapazitätsmechanismus, VoLL, Marktprämie) und Policy-Erlöse (Reliability Options, EKB-S, Abschöpfungen im Zuge der Marktprämie). Die Gesamtkosten werden auf das Szenario „EOM optimistisch“ normiert, um eine schnelle Abschätzung zu ermöglichen, ob einzelne Szenarien zu einer Erhöhung oder Verringerung der Kosten für Verbraucher:innen führen. Die Steigerung der Kosten im „EOM pessimistisch“ Szenario auf 120% ist vor allem auf die Kosten der verlorenen Last (13,000 €/MWh) zurückzuführen. Das Szenario „Tender“ weist die geringsten Kosten (93%) zur Deckung der Nachfrage auf, gefolgt von „Tender+SR“ (96%) und dem Kapazitätsmarkt (101%). Auch die Kosten des

teuersten Mechanismus (Kapazitätsmarkt), der in der Lage ist eine vollständige Deckung der Nachfrage zu garantieren, liegen nur 1% über den Kosten eines reinen Energy-Only-Markts (bei VoLL 13,000 €/MWh).

Auf Basis der Gesamtkosten, erweist sich die Ausschreibung für neue Flexibilität (Tender) als die kosteneffizienteste Option ein Versorgungssicherheitsproblem zu beheben, da ausschließlich die im Markt benötigte Zusatzkapazität beanreizt wird. Neben den Gesamtkosten müssen jedoch auch etwaige Marktverzerrungen untersucht werden, um final eine Empfehlung über die Art eines österreichischen Kapazitätsmechanismus abgeben zu können. Die Auswirkungen der Kapazitätsmechanismen auf ausgewählte Marktakteure werden in Tabelle 5 dargestellt und anhand dieser Resultate entstehende Marktverzerrungen diskutiert.

4.2 Details: Verändertes System- und Akteursverhalten

Tabelle 5 ermöglicht eine detaillierte Analyse des veränderten System- und Akteursverhaltens in Bezug auf das Basisszenario „EOM optimistisch“. Hier erfolgt eine vertiefende Betrachtung der installierten Leistungen der steuerbaren Flexibilitäten (thermische Erzeugung, Speicher und Demand Response) sowie der entsprechenden Veränderungen der Profite und Kosten im Vergleich zum Szenario „EOM optimistisch“.

Tabelle 5: Installierte Leistungen der thermischen Erzeugungsanlagen und kurzfristigen Flexibilität (Batteriespeicher, Pumpspeicher, Elektrolyseure), sowie die Auswirkungen der Szenarien auf die Profite und Kosten der kurzfristigen Flexibilitäten und konventionellen, thermischen Kraftwerke im Vergleich zu Szenario „EOM optimistisch“. Installierte Leistungen wurden zur Erhöhung der Lesbarkeit gerundet.

	KPIs	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Thermische Erzeugungsanlagen	Erdgas-GT	MW	3000	560	860	560	560	560
	Erdgas-GuD	MW	2800	2800	5200	2800	3260	5700
	H2-GT	MW	-	-	-	950	3260	-
	H2-GuD	MW	-	-	-	-	-	-
	Biomasse	MW	0	690	0	690	690	690
	Auswirkung a. Profite von Erdgas-GT	%	100% (EOM)	97%	100%	Verluste 6% von EOM	Verluste 4% von EOM	33%
	Auswirkung a. Profite von Erdgas-GuD	%	100% (EOM)	98%	150%	Verluste 22% von EOM	42%	150%
Kurzfristige Flexibilität	Installierte Leistung von kurzf. Flexibilität	MW	0%	0%	0%	+75%	+10%	+17%
	Batteriespeicher ¹	MW (%)	680 0%	680 0%	680 0%	7100 +950%	680 0%	2100 +220%
	Elektrolyseur ¹	MW (%)	1900 0%	1900 0%	1900 0%	1900 0%	2800 +44%	1900 0%
	Auswirkung a. Profite von Kurzfristspeicher	%	0%	-26%	-18%	-73%	-6%	-57%
	Auswirkung a. Kosten von flex. Nachfrage	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%

¹ Installierte Leistungen im Basisszenario (0.7 GW bzw. 1.9 GW) - müssen in Kontext gesetzt werden, da weitere Einnahmeströme (zB ID-Trading) fehlen, kein voller H₂ Markt abgebildet ist, der H₂ Demand exogen ist, und H₂ Speicher zur Erzeugungs/Demandglättung in AT von rund 14-21 TWh zur Verfügung stehen.

CO ₂ -Ausstoß	Auswirkung auf CO ₂ Emissionen	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%
--------------------------	---	---	----	-----	-----	------	------	------

Thermische Erzeugungsanlagen. Im „EOM opt.“ Szenario werden vor allem Erdgas-Peaker installiert, um die Nachfrage in Knappheitsstunden zu decken. Durch erwartete politische Eingriffe im „EOM pess.“ Szenario wird die Wirtschaftlichkeit dieser Spitzenlastkraftwerke deutlich reduziert, wodurch die installierte Leistung um 81% (auf 560 MW an bestehenden Anlagen) sinkt. Die Einführung der strategischen Reserve überführt alle bestehenden GuDs in das Volumen der Reserve, wodurch der Betrieb einer gestiegenen Anzahl an Spitzenlastkraftwerken (850 MW) wirtschaftlich wird. Zugleich finden Investitionen in neue Erdgas-GuDs, die am Day-Ahead Energiemarkt teilnehmen können, statt. Durch den Tender treten erstmals H₂-Gasturbinen (950 MW) in das System ein. Die Kapazität der Erdgas-GT sinkt im Tender jedoch wieder auf die bestehende Kapazität ab, da es hier zu keiner Substitution von Erzeugungsleistung, die in eine strategische Reserve verschoben wird, kommt. Im Szenario „Tender“ verzeichnen Erdgas-GT zudem erstmals Verluste in Höhe von 6% der Gewinne des „EOM opt.“ Szenarios. Auch im Szenario „Kapazitätsmarkt“ treten für diesen Akteur Verluste in Höhe von 4% der EOM-Gewinne auf. Grund hierfür ist das Teilnahmeverbot an den Kapazitätsmechanismen (wegen Emissionslimits) und die verringerte Wirtschaftlichkeit durch gesunkene Day-Ahead und Regelleistungspreise. Beide Szenarien kreieren ein „Missing-Money-Problem“ für fossile Spitzenlastkraftwerke, wodurch kein kostendeckender Betrieb möglich ist. Diese Technologie könnte somit - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in – stillgelegt werden. Zusätzlich schreiben auch Erdgas-GuDs Verluste in Höhe von 22% der EOM-Gewinne im „Tender“ Szenario. Da am Tender nur neue Kapazitäten teilnehmen dürfen, werden zuvor profitable Kraftwerke unwirtschaftlich. Der Tender kreiert hiermit ein „Missing-Money-Problem“ für bestehende, thermische Anlagen, wenn allein Einnahmen durch die Teilnahme am Strommarkt berücksichtigt werden. Im Gegensatz zu Gasturbinen werden GuD's entsprechend dem Wärmebedarf betrieben, was im Modell jedoch nicht abgebildet ist. Aufgrund der Wärmebereitstellung kann diese Technologie in der Realität nicht – wie in den Modellergebnissen – Großteiles von H₂-Gasturbinen und Batteriespeichern verdrängt werden. Diese Technologie besitzt zudem zusätzliche Einnahmeströme aus der Fernwärmebereitstellung und weiteren Märkten. Die Relevanz der Modellergebnisse liegt in der deutlichen Veranschaulichung, welche Auswirkungen ein Tender auf die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie haben kann und welches Ausmaß ein potenzielles Problem annehmen kann.

Im Szenario mit Kapazitätsmarkt fallen die Profite der Erdgas-GuD's um 48% verglichen mit dem Basisszenario „EOM opt.“. Diese Technologie kann trotz gesunkener Day-Ahead- und Regelleistungspreise weiterhin wirtschaftlich betrieben werden, da die Teilnahme existierender Anlagen erlaubt ist. Den reduzierten Profiten dieser Technologie stehen eine bessere Planbarkeit durch eine reduzierte Volatilität der Day-Ahead Preise, Einnahmesicherheit durch den Kapazitätsmarkt und ein dadurch in Summe reduziertes Risiko gegenüber. Aus der Sicht von thermischen Erzeugungsanlagen wäre ein Kapazitätsmarkt den Ausschreibungen für neue Kapazität vorzuziehen, da dieser zu weniger Marktverzerrungen führt.

Kurzfristige Flexibilität. Batteriespeicher, Elektrolyseure und Pumpspeicher werden unter dem Sammelbegriff kurzfristige Flexibilität zusammengefasst. Der Tender führt zum größten Anstieg (+75%) von kurzfristiger Flexibilität – vor allem bedingt durch massiven Zubau von Batteriespeichern. Die Einführung eines Kapazitätsmarkts führt zu einem moderaten Anstieg (+10%) von kurzfristiger Flexibilität, die vor allem aus der erfolgreichen Teilnahme von Elektrolyseuren resultiert.

Durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen werden die Profite von Kurzfristspeichern (Batterien) über alle Szenarien verringert, wobei der Gewinnrückgang mit Tender am stärksten (-57%) und mit Kapazitätsmarkt am schwächsten (-6%) ausgeprägt ist. Nachfrageseitige Flexibilitäten (Elektrolyseure) sind in Szenarien mit Tendern höheren Kosten (+12% und +7%) aufgrund der starken Konkurrenz mit Batteriespeichern (Kannibalisierungseffekte) ausgesetzt. Die Einführung eines Kapazitätsmarkts führt

zu einer Kostenreduktion um 17%, welche in weiterer Folge an Industriekund:innen in Form von reduzierten Wasserstoffpreisen weitergereicht werden kann.

Es ist daher auch aus Sicht von kurzfristigen Flexibilitäten ein Kapazitätsmarkt der Ausschreibung für neue Flexibilitäten vorzuziehen, da hier die Marktverzerrungen am geringsten ausfallen, alle Marktakteure (inklusive Demand-Response) beanreizt werden und Kosteneinsparungen die Wirtschaftlichkeit anderer Komponenten im Energiesystem erhöhen.

CO₂-Emissionen. Die resultierenden CO₂-Emissionen müssen im Kontext der Modelllimitationen betrachtet werden, um eine fundierte Einordnung der Ergebnisse zu ermöglichen. Die Emissionen fallen im Szenario mit Tender am geringsten (4 gCO₂/kWh) aus, es wird hier jedoch nur der Stromsektor betrachtet. Wie bereits im Absatz „*Thermische Erzeugungsanlagen*“ diskutiert, wird eine vollständige Substitution der erdgasbefeuerten GuD's durch Batteriespeicher und H₂-Gasturbinen aufgrund der Wärmebereitstellung nicht möglich sein. Die tatsächlichen CO₂-Emissionen des Energiesystems im Tender würden daher höher ausfallen als in den Modellergebnissen ersichtlich. Auch die Emissionen der Szenarien mit strategischer Reserve werden potenziell unterschätzt, da der Betrieb außerhalb des optimalen Betriebspunkts, Startemissionen und die generellen schlechteren Wirkungsgrade älterer Kraftwerke nicht berücksichtigt wurden. Es ist anhand der Tabelle jedoch ersichtlich, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen in einer Reduktion der CO₂-Emissionen resultiert, was primär auf die Emissionsgrenzen zurückzuführen ist. Das Ausmaß der reduzierten Emissionen ist daher stark von der Wahl dieser Emissionsgrenzen abhängig.

4.3 Details: Installierte Leistungen der Akteure

Tabelle 6 fasst für alle Szenarien die installierten Leistungen der Akteure sowie die Gesamtleistung zusammen, um eine quantitative Aussage über die Attraktivität des Standortes Österreich für Investoren bei unterschiedlichen Marktdesigns zu ermöglichen.

Tabelle 6: Installierte Leistungen aller Marktteilnehmer:innen und insgesamt installierte Leistung über alle Szenarien.

	Installierte Leistung (MW)	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Thermisch	Erdgas-GT	3,000	560	860	560	560	560
	Erdgas-GuD	2,800	2,800	5,200	2,800	3,260	5,700
	H ₂ -GT	-	-	-	950	3,260	-
	H ₂ -GuD	-	-	-	-	-	-
	Biomasse	0	690	0	690	690	690
Speicher	Batteriespeicher	680	680	680	7,100	680	2,100
	Elektrolyseur	1,900	1,900	1,900	1,900	2,800	1,900
	Pumpspeicher	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
	Reservoir	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
Erneuerbare	Wind	25,300	24,900	25,300	26,200	25,200	26,100
	Großskalige PV	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
	Haushalts PV	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
	Laufwasserkraft	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200
	Insgesamt	73,700	71,600	73,900	79,300	77,100	73,100

Die gesamte, installierte Leistung über alle Szenarien bewegt sich zwischen 71.6 GW und 79.3 GW. Der Tender für neue Flexibilitäten bringt dabei am meisten Kapazität, in Form von Batteriespeichern, ins System. Durch die deutlich angestiegene kurzfristige Flexibilität wird in diesem Szenario auch die größte Menge an Wind (26.2 GW) zugebaut. Im Szenario mit zentralem Kapazitätsmarkt profitieren vor allem thermische Erzeugungsanlagen und nachfrageseitige Flexibilität, während die erfolgreiche Teilnahme von Batteriespeichern stark von der Speicherdauer und ihren jeweiligen De-Rating Faktoren abhängt. In diesem Fall (2h Speicherdauer, 38% de-rating) wurden keine Batteriespeicher durch den Kapazitätsmechanismus beanreizt. Durch den Tender hingegen, in dem alle teilnahmeberechtigten Akteure einen De-Rating Faktor von 100% aufweisen, sind primär Batteriespeicher an der Auktion erfolgreich. Allein dadurch wird ersichtlich, wie ausschlaggebend eine faire, transparente und evidenzbasierte Wahl des De-Rating Faktors ist. Ein zentraler Kapazitätsmechanismus schafft bei geeigneter Ausgestaltung Investitionsanreize für die größtmögliche Vielfalt an Akteuren (bestehend, neu & weitgehend technologieoffen) und bietet somit aus Investorensicht die meiste Attraktivität für den Standort Österreich.

5 DISKUSSION

Aus den Ergebnissen der Modellierung lassen sich wesentliche Erkenntnisse über die Auswirkung einer strategischen Reserve, einer Ausschreibung für neue, flexible Kapazität und eines Kapazitätsmarkts auf das österreichische Stromsystem und den Strommarkt ableiten, welche im Folgenden diskutiert werden.

Strategische Reserve. Für die strategische Reserve zeigt die Modellierung, dass die bis 2030 bestehenden, thermischen Kapazitäten – welche teilnahmeberechtigt an einer strategischen Reserve wären – nicht ausreichen, um ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem zu beheben. Durch den Ausschluss dieser Kapazitäten von anderen Märkten ergeben sich Investitionsanreize in neue fossile Spitzenlastkraftwerke im Energy-Only-Markt, die jedoch den Day-Ahead Preis anheben und sich somit nachteilig auf die Preisbildung für Konsument:innen auswirken. Erwartete politische Eingriffe – dargestellt durch explizite Preisobergrenzen im Modell – limitieren weiterhin die Investitionsbereitschaft der Marktteilnehmer:innen, sodass trotz Investitionen in neue, flexible Kapazitäten das Volumen nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Ausschreibung für neue Flexibilität. Die Ausschreibung für neue Kapazität mit Einschränkung auf Flexibilitäten, welche die Teilnahme auf flexible Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien beschränkt, erweist sich als die treffsicherste Option mit den niedrigsten Gesamtkosten (97%) für Verbraucher:innen. Durch den Tender wird jedoch der Systembetrieb ganzjährig maßgeblich beeinflusst. Dies zeigt sich an der deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen, die vor allem auf den Einsatz von Kurzfristspeichern zurückzuführen ist. Der starke Anstieg von Flexibilität im System führt simultan zu einer signifikanten Reduktion der Profite von Kurzfristspeichern (-73%) und Steigerung der Kosten von nachfrageseitiger Flexibilität (+12%). Für erdgasbefeuerte Gasturbinen sowie Gas- und Dampfkraftwerke führt die ganzjährige Veränderung des Systembetriebs zu einer Umkehrung von Gewinnen in Verluste. Ein Flexibilitätstender weist daher eine starke marktverzerrende Wirkung auf, die vor allem bestehende Flexibilitäten betrifft.

Kapazitätsmarkt. Ein Kapazitätsmarkt erlaubt Technologieinklusivität durch die Teilnahme von bestehenden sowie neuen Kapazitäten und zeigt eine gute Effizienz in Bezug auf die Gesamtkosten (101%) zur Nachfragedeckung. Die Gesamtkosten der Verbraucher:innen setzen sich zusammen aus den Kosten des Kapazitätsmarkts, Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung und den Energiekosten abzüglich der Einnahmen aus der Marktprämie und dem EKB-S. Im Vergleich zu einem reinen Energy-Only-Markt steigen die Gesamtkosten der Nachfrage nur leicht (+1), da trotz der Kosten für den Kapazitätsmarkt die Aufwendungen für Lastunterdeckung entfallen und sowohl die Preise für die Vorhaltung von Regelleistung als auch die Day-Ahead-Preise (Energiekosten) durch den Kapazitätsmarkt deutlich reduziert werden. Der Kapazitätsmarkt hat den stärksten stabilisierenden Effekt auf die Day-Ahead-Preise: Seine Einführung führt zu den geringsten Knappheitspreisen (362 €/MWh) und zu den niedrigsten durchschnittlichen Preisen (58 €/MWh). Gleichzeitig hat der Kapazitätsmarkt die geringste marktverzerrende Auswirkung auf die Profite der Marktteure. Nachfrageseitige Flexibilität erzielt durch die Einführung eines Kapazitätsmarkts eine Kosteneinsparung von 17 %, während Kurzfristspeicher einen Rückgang ihrer Profite um 6 % und erdgasbefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke um 48 % verzeichnen. Den verringerten Gewinnen infolge gesunkener Day-

Ahead- und Regelleistungspreise stehen eine geringere Preisvolatilität sowie zusätzliche, gesicherte Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt gegenüber. Dadurch verlieren ausgewählte Marktakteure zwar einen Teil ihrer Erlöse, profitieren jedoch von geringerem Risiko und höherer Planungssicherheit. Die Marktverzerrung für Speichertechnologien und flexible Erzeugungsanlagen fällt bei einem Kapazitätsmarkt deutlich geringer aus als bei der Ausschreibung für neue Flexibilität aus. Zugleich entstehen Anreize für nachfrageseitige Flexibilität, während die Effizienz in Bezug auf die Gesamtkosten der Nachfragedeckung zwar nicht maximal ist, aber dennoch auf einem guten Niveau bleibt. Aus diesen Gründen ist ein Kapazitätsmarkt einem Tender für Flexibilitäten vorzuziehen.

Abschließend sei Abbildung 2 die Strompreisdauerlinie für den zentralen Kapazitätsmarkt dargestellt, um einen Überblick über die preissetzende Technologie und das Marktverhalten zu erlangen.

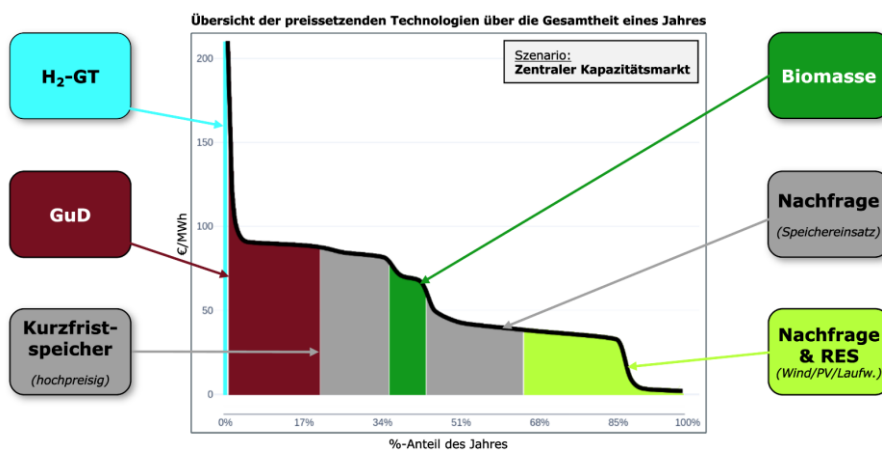


Abbildung 2: Übersicht der preissetzenden Technologien über die Gesamtheit eines Jahres für das Szenario „zentraler Kapazitätsmarkt“.

Im Szenario mit aktivem Kapazitätsmarkt wird in rund 20% des Jahres die nachgefragte Energie von thermischen, erdgasbefeuerten GuDs bereitgestellt, während die Nachfragespitzen durch H₂-Gasturbinen gedeckt werden. In weiteren rund 15% der hochpreisigen (80-90 €/MWh) Stunden des Jahres sind Kurzfristspeicher die preissetzende Technologie. Im Übergang zu den Stunden mit niedrigeren Preisen etabliert sich Biomasse als die preissetzende Technologie. In mehr als 50% der Stunden wird die Nachfrage allein über erneuerbare Erzeugungsanlagen, Speicher bzw. preissetzende Nachfrage zu niedrigen oder sehr niedrigen Day-Ahead Preisen gedeckt.

Im Kapazitätsmarkt werden vor allem wasserstoffbetriebene Spitzenlastkraftwerke, fossile Gas- und Dampfkraftwerke und nachfrageseitige Kapazitäten beanreizt, während die erfolgreiche Teilnahme von Batteriespeichern stark von der Speicherdauer und ihren jeweiligen De-Rating Faktoren abhängt. Der Dispatch der Technologien am Day-Ahead Markt und deren Teilnahme am Kapazitätsmarkt ist jedoch stark von dessen Ausgestaltung abhängig. So bewirken höhere CO₂-Preise oder strengere Emissionsgrenzen im Rahmen des Kapazitätsmarkts, dass thermische fossile Kraftwerke in deutlich weniger als 20 % des Jahres eingesetzt werden – was wiederum Anreize für eine Umstellung auf CO₂-neutrale Brennstoffe oder ein Retrofitting dieser Anlagen schafft.

Obwohl die Modellierung zeigt, dass ein Kapazitätsmarkt die ausgewogenste Option zur Behebung eines Versorgungssicherheitsproblems darstellt, muss bei der genauen Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts (De-Rating Faktoren, Emissionslimits) mit großer Vorsicht vorgegangen werden, um nationale Klima- und Energieziele nicht zu gefährden und einen fairen und transparenten Wettbewerb zu ermöglichen. Eine eingehende Diskussion der Risiken, sowie Empfehlungen für die genaue Ausgestaltung sind im Stakeholder Bericht (Deliverable 2.1) zu finden.

6 SCHLUSSFOLGERUNG, EINORDNUNG UND LIMITATIONEN

Um diese Ergebnisse einordnen zu können sollen hier noch einmal die Modelllimitationen in Erinnerung gerufen werden.

Die installierten Leistungen in Kapitel 4.3 sollen einen Überblick über die Auswirkungen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen auf die Akteure und das Systemverhalten vermitteln aber keine realen Zahlen für das Jahr 2040 darstellen. (Zukünftige) Märkte wie die Bereitstellung von Redispatch, der Regelleistungsmarkt und der Intraday-Markt wurden nicht betrachtet, können jedoch die Wirtschaftlichkeit und damit die installierte Leistung wesentlich verändern. Weiters wurde nur der Strommarkt abgebildet, während die Wasserstoffnachfrage modellexogen vorgegeben wurde und H₂-Speicher zur Erzeugungs-/Nachfrageglättung in AT von rund 14-21 TWh zur Verfügung gestellt wurden. Die installierte Leistung der nachfrageseitigen Flexibilität erweist sich als besonders sensibel auf diese Annahmen und darf daher auch nur in Kombination mit diesen Limitationen betrachtet werden.

Außerdem wurden in diesem Modell keine „must-run“ Bedingungen der thermischen Gas- und Dampfkraftwerke aufgrund von Fernwärmebereitstellung berücksichtigt, da der Wärmebedarf ebenfalls nicht im Modell abgebildet wurde. Strompreisdauerlinien, CO₂-Emissionen, Profite und installierte Kapazitäten können in einem realen Energiesystem daher deutlich von den hier präsentierten Werten abweichen. Die Modellierung verdeutlicht jedoch anschaulich die Auswirkungen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen auf die Profitabilität dieser Technologie und ermöglicht es, mehrere wesentliche Erkenntnisse zu gewinnen.

Aus der Modellierung lassen sich drei wesentliche Erkenntnisse ableiten:

1. Eine **Strategische Reserve** scheitert am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich und wirkt sich für Verbraucher:innen negativ in Form erhöhter Preise am Day-Ahead Markt aus.
2. Eine Ausschreibung für neue Kapazität mit Einschränkung auf Flexibilitäten (Speichertechnologien und flexible Erzeugungsanlagen) „**Flexibilitätstender**“ zeigt die besten Resultate die Gesamtkosten der Nachfrage betreffen, aber hat erhebliche marktverzerrende Auswirkungen.
3. Ein Kapazitätsmarkt ermöglicht eine **kosteneffiziente** Behebung eines Versorgungssicherheitsproblems und stellt zugleich die **ausgewogenste** Option dar, da er die geringsten Marktverzerrungen aufweist.

Für einen österreichischen Kapazitätsmechanismus ist, basierend auf diesen Erkenntnissen, ein Kapazitätsmarkt zu empfehlen, da die marktverzerrenden Auswirkungen auf den Day-Ahead Markt minimiert werden und gleichzeitig eine gute Effizienz in Bezug auf die Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage realisierbar ist. Bei der genauen Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts (De-Rating Faktoren, Emissionslimits...) muss mit großer Vorsicht vorgegangen werden, um nationale Klima- und Energieziele nicht zu gefährden. Eine eingehende Diskussion der Risiken, sowie Empfehlungen für die genaue Ausgestaltung sind im Stakeholder Report (Deliverable 2.1) zu finden.

REFERENZEN

- [1] Working Group Scenario Building (ENTSO-E and ENTSG), „TYNDP 2024 - Scenarios Methodology Report“. Jänner 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf
- [2] D. M. Krainer, „Security of supply in decarbonized electricity systems : optimizing capacity mechanisms under policy interventions for Austria“, Master's Thesis, Technische Universität Wien, Wien, 2025. doi: 10.34726/hss.2025.126089.
- [3] Danish Energy Agency, „Technology Data for Energy Storage“, 2018. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage>
- [4] Danish Energy Agency, „Technology Data for Generation of Electricity and District Heating“, 2016. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating>
- [5] E. Quaranta, A. Georgakaki, S. Letout, A. Mountraki, E. Ince, und J. G. Bermudez, „Clean Energy Technology Observatory: Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union - 2024 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets“, *Publications Office of the European Union*, 2024, doi: 10.2760/8354439.
- [6] Elia, „Capacity Remuneration Mechanism“, März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/adequacy/crm/2025/20250604_2025_general_infosessions.pdf
- [7] M. Wüger, S. Nemec-Begluk, C. Materazzi-Wagner, und J. Mayer, „Value of Lost Load (VOLL). Die Bewertung der unterbrechungsfreien Stromversorgung in Österreich“, e-control, Feb. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://en.ergie.at/literature/2025/02/e-control/#:~:text=Die%20Pr%C3%A4sentation%20von%20E-Control%20beschreibt%20die%20Methodik%20und,zur%20Vermeidung%20von%20Versorgungsunterbrechungen%20in%20verschiedenen%20Szenarien%20untersucht.>