

 Bundesministerium
Land- und Forstwirtschaft,
Klima- und Umweltschutz,
Regionen und Wasserwirtschaft

TeKaVe

Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen
für eine versorgungssichere Energiezukunft

AIT: S. Strömer, P. Ortmann, S. Fanta, D. Krainer, A. Fischer

EI-JKU: K. Burgstaller, R. Kapeller, S. Goers

EPEX SPOT: A. Weiß, P. Vassilopoulos

Berichte aus Energie.Frei.Raum

3. Ausschreibung

11/2025

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	3
2	Abstract	4
3	Ausgangslage	5
4	Projekthalt	7
	4.1. Vorgangsweise	7
	4.2. Methoden	7
	4.3. Genutzte Daten	8
5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	10
	5.1. Problemfelder im Energy-Only Markt	10
	5.1.1. Qualitative Sichtweise	10
	5.1.2. Quantitative Sichtweise.....	11
	5.2. Marktmodellierung	12
	5.3. Regulatorik	13
	5.3.1. Kurzübersicht.....	14
	5.3.2. Preisobergrenzen.....	14
6	Ausblick und Empfehlungen	16
	6.1. Öffentliche Dissemination	16
	6.2. Ausblick und Empfehlungen	16
	6.3. Das Fehlen von gesicherten und hinreichenden Deckungsbeiträgen	17
	6.4. Schlechter Erfüllungsgrad der nötigen Voraussetzungen.....	17
	6.5. Die Wahl eines Kapazitätsmechanismus.....	17
	6.6. Preisobergrenzen	18
7	Verzeichnisse	19

1 Kurzfassung

Das Projekt „Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft“ (TeKaVe) untersucht die Anreize für Investitionen in versorgungsrelevante Kapazitäten aktuellen im Energy-Only-Markt (EOM) und welchen zukünftigen Beitrag Kapazitätsmechanismen zur Versorgungssicherheit leisten können. Die durchgeführte Marktmodellierung untersucht weiterführend für Österreich, welcher Kapazitätsmechanismus (KM) die effektivste Ergänzung zu den bestehenden Instrumenten darstellt und wie dessen Ausgestaltung erfolgen kann, um Versorgungssicherheit und nationale Klima- und Energieziele zu vereinen. Begleitet wurden diese Untersuchungen von einer Analyse der Voraussetzungen für die Einführung eines KM im europäischen Recht und welche Anforderung ein solcher Mechanismus erfüllen muss.

Die qualitative Analyse zeigt, dass derzeit nicht alle Voraussetzungen im österreichischen EOM erfüllt sind, um ausreichend Investitionen in versorgung- und systemrelevante Kapazitäten zu garantieren. Insbesondere unzureichende Planungssicherheit und ungewisse Knappheitspreise hemmen die Investitionsbereitschaft, wodurch Erzeugungsanlagen potenziell bereits heute vor dem Problem stehen, ausreichend Deckungsbeiträge rein über den EOM zu erwirtschaften. Kapazitätsmechanismen stellen in weiterer Folge eine Möglichkeit dar, diese Finanzierungslücke („Missing-Money-Problem“) zu schließen.

Die durchgeführte Marktmodellierung zeigt, dass ein Kapazitätsmarkt die ausgewogenste Option ist, um die auftretende Versorgungslücke zu schließen. Neben Technologieinklusivität zeigt dieser eine gute ökonomische Effizienz, weist die geringste Marktverzerrung auf und eröffnet neue Anreize und Potentiale für nachfrageseitige Flexibilitäten. Während eine reine Strategische Reserve am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich scheitert, erweist sich eine Ausschreibung für neue Flexibilitäten („Flexibilitätstender“) als die treffsicherste Option mit den niedrigsten Gesamtkosten, verursacht jedoch erhebliche negative Marktverzerrungen.

Während bei der genauen Ausgestaltung eines österreichischen Kapazitätsmarkts nationale Rahmenbedingungen und Zielsetzungen maßgebend sein müssen, ist die Orientierung an europäischen Kriterien klar zu empfehlen, um eine weitgehende Harmonisierung zu erreichen. Die durchgeführte rechtliche Analyse zeigt hierbei auf, dass die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen nach europäischem Recht strengen Voraussetzungen unterliegen und eine umfassende sowie fundierte Ausarbeitung erfordern. Insbesondere der Festlegung von Preisobergrenzen und Strafen im Falle der Nichterfüllung kommt eine zentrale Bedeutung zu. Ein europäischer Referenzrahmen für Preisobergrenzen könnte hierbei helfen, Überkompensation in Auktionen zu vermeiden und Marktverzerrungen zu verringern. Nationale Anpassungen sollten weiterhin möglich sein, müssten jedoch an einheitliche Kriterien für Transparenz, Methodenkonsistenz und Effizienz gebunden werden.

Um die Betrachtung ganzheitlich abzurunden, wurden neben einem Kapazitätsmechanismus auch alternative Instrumente zur Schaffung von Investitionsanreizen diskutiert – darunter Contracts for Differences (CfDs), Peak-Shaving-Produkte und Power-Purchase-Agreements (PPAs). Diese Instrumente betreffen jedoch vor allem erneuerbare Erzeugungstechnologien und Demand-Side Response, während flexible Erzeugungsanlagen in der Regel nicht von ihnen profitieren. Da jedoch Anreize für versorgungsrelevante, flexible Kapazitäten fehlen, sind diese Instrumente nicht geeignet, ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem zu adressieren. Sie können jedoch in Kombination effizient genutzt werden, um nationale Klima- und Energieziele zu erreichen.

2 Abstract

This project investigates the incentives for investments supply- and system-relevant capacities in the current Energy-Only-Market (EOM) and examines the potential future contribution of capacity mechanisms to security of supply. The conducted market modeling further analyzes, for Austria, which type of capacity mechanism would most effectively complement existing instruments, and how it could be designed to combine security of supply with national climate and energy goals. These investigations were accompanied by an analysis of the legal prerequisites for introducing a capacity mechanism under European law, and the requirements such a mechanism must fulfill.

The qualitative analysis shows that, at present, not all conditions in the Austrian EOM are met to guarantee sufficient investment in supply- and system-relevant capacities. In particular, insufficient planning certainty and uncertain scarcity prices hinder investment willingness, meaning that generation plants may already face difficulties today in achieving sufficient contribution margins solely through the EOM. Capacity mechanisms therefore represent a potential means to close this financing gap—the so-called “missing money problem”.

The conducted market modeling indicates that a capacity market is the most balanced option to close the emerging supply gap. In addition to being technology-inclusive, it demonstrates good economic efficiency, causes the least market distortion, and creates new incentives and potential for demand-side flexibility. While a pure strategic reserve fails due to the limited number of eligible participants in Austria, a tender for new flexibilities emerges as the most targeted option with the lowest total costs—however, causing significant negative market distortions.

When designing an Austrian capacity market, national conditions and objectives must play a decisive role; however, aligning with European criteria is strongly recommended to achieve a high degree of harmonization. The accompanying legal analysis highlights that the introduction and design of capacity mechanisms under European law are subject to strict conditions and require comprehensive, well-founded preparation. In particular, the definition of price caps and penalties in cases of non-delivery is of central importance. A European reference framework for price caps could help avoid overcompensation in auctions and reduce market distortions. National adaptations should remain possible but must adhere to uniform criteria for transparency, methodological consistency, and efficiency.

To provide a holistic perspective, the study also discusses alternative instruments for creating investment incentives—such as Contracts for Difference (CfDs), peak-shaving products, and Power Purchase Agreements (PPAs). However, these instruments primarily address renewable generation technologies and demand-side response, while flexible generation plants generally do not benefit from them. Since incentives for supply-relevant, flexible capacities are lacking, these instruments are not suitable for addressing potential security of supply issues. Nevertheless, they can be used efficiently in combination to achieve national climate and energy goals.

3 Ausgangslage

Der europäische Strommarkt befindet sich seit mehreren Jahren in einem tiefgreifenden Wandel. Preisschwankungen, wiederholte Markteingriffe und geopolitische Krisen (z. B. die COVID-Pandemie und die Ukraine Krise) haben die Volatilität erheblich verstärkt. Gleichzeitig führen steigende Anteile erneuerbarer Energien – begünstigt durch Fördermechanismen – zu einer zunehmend schwankenden Erzeugung und einem wachsenden Bedarf an Flexibilität im System.

Das bestehende Energy-Only-Marktmodell (EOM) setzt Anreize über den Strompreis. In der Praxis führt die Kombination aus Preisspitzen, negativen Preisen und reduzierter Auslastung steuerbarer Kapazitäten jedoch dazu, dass diese oft nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können („Missing-Money-Problem“). Die damit verbundene Unsicherheit erschwert Investitionen in neue Erzeugungstechnologien, Speicher und Flexibilitätsoptionen.

In anderen europäischen Ländern wurden daher bereits verschiedene Kapazitätsmechanismen (KMs) eingeführt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Europäische Kommission diskutiert seit 2022 eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns mit stärkerem Fokus auf langfristige Instrumente für eine nachhaltige und leistbare Energiezukunft. Für Österreich stellt sich die Frage, ob das bestehende EOM den Anforderungen eines auf 100 % erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems gerecht wird.

Die Umstellung auf ein vollständig erneuerbares Energiesystem erfordert verlässliche Investitionsanreize für steuerbare Kapazitäten, Speicher und Demand Response. Ohne zusätzliche Marktmechanismen besteht die Gefahr, dass Versorgungssicherheit und Klimaziele nicht gleichzeitig erreicht werden können.

Daher steht im Zentrum von *TeKaVe* die Frage:

„Braucht es in Österreich aus ökonomischer Sicht Kapazitätsmechanismen, um die Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem kosteneffizient zu gewährleisten – und wie können sie regulatorisch effektiv gestaltet werden?“

TeKaVe verfolgt das Ziel, die Grundlage für ein nachhaltiges, versorgungssicheres und auf 100 % erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem in Österreich zu schaffen.

Konkret sollen:

- **Markt- und Systemintegration:** Bestehende und innovative KMs analysiert, deren Übertragbarkeit auf den österreichischen Kontext geprüft und Wechselwirkungen mit EU-Mechanismen bewertet werden.
- **Regulatorik:** Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger entwickelt werden, inkl. Ausgestaltung von Regeln, organisatorischen Rahmenbedingungen und Schadenersatzmechanismen.
- **Modellierung:** Effekte ausgewählter KMs auf Systemkosten, Anbieterstrategien und Versorgungssicherheit quantitativ untersucht und mit dem EOM verglichen werden.

- **Nachhaltigkeit:** Ökologische, ökonomische und soziale Kriterien gleichermaßen berücksichtigt werden – mit besonderem Fokus auf Klimaneutralität, Kosteneffizienz und Verbraucherinteressen.

Darüber hinaus soll durch Stakeholder:innen Dialoge, Begleitforschung und einen Abschlussworkshop die Sichtbarkeit der Ergebnisse erhöht und der Weg für ein mögliches anschließendes F&E-Projekt (inkl. Proof-of-Concept) bereitet werden.

4 Projektinhalt

4.1. Vorgangsweise

Das Projekt *TeKaVe* wurde in enger Abstimmung zwischen den Konsortialpartnern umgesetzt. Dazu fanden regelmäßige **monatliche Jour-Fixe (WebCos)** statt, jeweils am zweiten Mittwoch des Monats, an denen alle Arbeitspaketleiter:innen verpflichtend teilnahmen. Neben Statusberichten wurden dort auch Verbreitungsaktivitäten diskutiert. Zur Vertiefung der Zusammenarbeit wurden zusätzlich zwei **Konsortialtreffen in Wien** durchgeführt:

- **20.03.2024 (Kick-off-Meeting):** inhaltliche Abgrenzung und Strukturierung der Arbeitspakete,
- **24.04.2025 (Zwischentreffen):** Präsentation der regulatorischen Analyse und Diskussion der Modellstruktur.

Zum Projektabschluss und einer erfolgreichen Dissemination wurde am **20.08.2025** ein **Stakeholder:innen Workshop** abgehalten. Hierbei gab es eine Vorstellung des gesamten Projektes, der Ergebnisse und daraus ableitbarer Schlussfolgerungen, sowie Gast-Beiträge aus der Praxis in einer Runde von knapp 100 Teilnehmer:innen.

Die Ergebnisse wurden fortlaufend über eine **Projektwebsite** (en.ergie.at/projekte/tekave) veröffentlicht.

4.2. Methoden

Die Methodik des Projekts kombinierte qualitative Analysen, ökonomische Modellierungen sowie regulatorische Vergleiche:

1. Analyse des Energy-Only-Markets (EOM):

Im ersten Schritt erfolgte eine Analyse des Energy-Only-Markets (EOM), in der die theoretischen Grundlagen sowie Abweichungen von idealen Marktbedingungen bewertet wurden. Besonderes Augenmerk lag dabei auf den drei zentralen Voraussetzungen vollständige Konkurrenz, Planungssicherheit und Knappheitspreise. Auf dieser Basis konnte das sogenannte Missing-Money-Problem für versorgungsrelevante Kapazitäten abgeleitet werden (vgl. D2.1).

2. Quantifizierung des Missing-Money-Problems:

Darauf aufbauend wurde das Missing-Money-Problem quantifiziert. Hierfür wurden historische und theoretische Kraftwerkseinsätze für die Jahre 2019 bis 2024 auf Basis von Grenzkostenansätzen simuliert (vgl. D2.1). Unsicherheiten in Bezug auf technologiespezifische Kosten, Effizienz, Lebensdauer und Kapitalkosten (WACC) wurden mithilfe von 20.000 Monte-Carlo-Simulationen berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigten, dass erneuerbare und thermische Kapazitäten zwar theoretisch positive Deckungsbeiträge erwirtschaften könnten, diese in der aktuellen Marktsituation jedoch kaum realisierbar sind. Dekarbonisierte Wasserstoffkraftwerke erwiesen sich selbst unter optimistischen Annahmen als nicht kostendeckend.

3. Qualitative Cross-Country-Analyse bestehender und innovativer Kapazitätsmechanismen (KMs):

Parallel dazu wurde eine qualitative Cross-Country-Analyse bestehender und innovativer Kapazitätsmechanismen (KMs) durchgeführt. Hierbei wurden unterschiedliche Modelle – darunter zentrale und dezentrale Kapazitätsmärkte, strategische Reserven, Reliability Options, Capacity Subscriptions, Contracts for Differences, Peak-Shaving-Produkte und PPA-Modelle – anhand von Indikatoren wie Ausschreibungsdesign, Vergütungssystemen, Teilnahmebedingungen und Technologieinklusion verglichen. Aus der Bewertung der jeweiligen Vorteile und Herausforderungen konnten konkrete Lessons Learned für den österreichischen Kontext abgeleitet werden (vgl. D2.1).

4. Ökonomische Modellierung für Österreich (AP3):

Im nächsten Schritt wurde eine ökonomische Modellierung für Österreich im Jahr 2040 (AP3) vorgenommen (vgl. D3.1 und D3.2). Dabei wurde ein Strommarktmodell mit Day-Ahead-Spotmarkt, Regelreserve, Marktprämie, EKB-S sowie verschiedenen Kapazitätsmechanismen implementiert. Die zugrunde liegenden Szenarien basierten auf den Daten des TYNDP 2024, welche Nachfrage, Bestandskapazitäten und Ausbauziele umfassen. Abgebildet wurden erneuerbare Energien (Wind, PV, Laufwasserkraft), Speichertechnologien (Pumpspeicher, Batterien), thermische Kraftwerke (CH₄/H₂ OCGT/CCGT, Biomasse) sowie Elektrolyseure. Simuliert wurden dabei unter anderem eine Strategische Reserve, Ausschreibungen für neue Kapazitäten und ein zentraler Kapazitätsmarkt. Die Auswertung erfolgte anhand verschiedener KPIs, darunter EENS, LOLE, Preisniveaus, Clearing-Preise sowie Gesamtkosten, wobei unterschiedliche VoLL-Werte berücksichtigt wurden.

5. Regulatorische Analyse (AP4):

Schließlich wurde im Rahmen einer regulatorischen Analyse (AP4) die nationale und europäische Gesetzgebung einschließlich des Beihilferechts untersucht (vgl. D4.1). Im Fokus standen dabei Methoden zur Bestimmung von Preisobergrenzen, insbesondere VoLL (Value of Lost Load), LOLE (Loss of Load Expectation) und CONE (Cost of New Entry). Darüber hinaus wurden Alternativen zu Kapazitätsmärkten wie Ausstiegsprämien, die Weiterentwicklung des Regenergiemarkts (PICASSO, MARI) sowie Stilllegungsverbote analysiert. Auf Basis dieser Analysen wurden regulatorische Empfehlungen für Österreich abgeleitet, wobei insbesondere eine mögliche europäische Harmonisierung im Hinblick auf Marktverzerrungen und Investitionssicherheit berücksichtigt wurde.

4.3. Genutzte Daten

Eine umfangreiche Aufschlüsselung aller genutzten Daten findet sich in den Deliverables 2.1 (für Parameter der quantitative Missing-Money Analyse) sowie 3.2 (für detaillierte Parameter und Zeitreihen, die in der Marktmodellierung genutzt wurden). Ein Überblick über die wichtigsten Kategorien lässt sich wie folgt geben:

- Marktdaten & Systemannahmen:

- TYNDP 2024 (Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E) für Nachfrage, Bestandskapazitäten, Ausbaupfade, Importe/Exporte und Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien.
- Die gewählte Szenariowelt ist das “National Trends+” Szenario.
- Technologiespezifische Daten:
- Kosten, Effizienz, Lebensdauer und WACC für alle relevanten Technologien.
- Quellen: Technologiekatalog der dänischen Energieagentur, Literatur, europäische Vergleichsstudien, Expertengespräche.
- Eine detaillierte Auflistung aller Parameter und Annahmen findet sich in D3.2.
- Historische Daten (2019–2024):
- Marktpreise und Kraftwerkseinsatz für Österreich von der ENTSO-E Transparency Plattform.
- Rohstoff-Preise für Erdgas vom Dutch TTF.
- Historische EU-ETS CO₂ Zertifikatspreise.
- Harmonisierter Verbraucherpreisindex von Eurostat zur Inflationsbereinigung historischer Werte.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die folgenden Sektionen fassen Ergebnisse und Schlussfolgerungen als Überblick zusammen – aufgrund des hohen Interesses am Thema Kapazitätsmechanismen wurden, **in Form eines Stakeholder:innen Berichts** (Deliverable 2.2), die wichtigsten Diskussionspunkte, Kernergebnisse und Schlussfolgerungen sorgfältig aufbereitet. Dieser findet sich auch unter en.ergie.at/projekte/tekave. Weiterführende Empfehlungen, ein allgemeiner Ausblick sowie ein Einblick in Disseminationstätigkeiten im Lauf (sowie nach Abschluss) des Projekts TeKaVe finden sich in Kapitel 6.

5.1. Problemfelder im Energy-Only Markt

5.1.1. Qualitative Sichtweise

Die quantitative Analyse legt nahe, dass der bestehende EOM in Österreich derzeit Schwierigkeiten hat, ausreichend Investitionsanreize zur langfristigen Versorgungssicherheit zu bieten. Das identifizierte Missing-Money-Problem lässt vermuten, dass grundlegende Voraussetzungen des Marktmodells in der Realität möglicherweise nicht voll erfüllt sind. Um diese Annahme weiter zu vertiefen, wurde eine qualitative Analyse durchgeführt, um die potenziellen Ursachen und Schwachstellen aufzuzeigen.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und das Missing-Money-Problem verdienen insbesondere jene Kriterien Beachtung, deren Voraussetzungen im Rahmen der qualitativen Bewertung als nicht erfüllt bewertet wurden. Folgende Aspekte spiegeln die als zentral identifizierten Herausforderungen des EOMs wider, die gezielte Gegenmaßnahmen erforderlich machen könnten:

- **Fehlende liquide langfristige Märkte:** Investitionen in neue Kraftwerke erfordern eine sehr lange finanzielle Planungssicherheit, oft über 20 bis 30 Jahre. Handelsprodukte an Terminmärkten sind jedoch meist nur für die nächsten ein bis fünf Jahre ausreichend liquide. Diese Lücke zwischen Investitionshorizont und Absicherungsmöglichkeit macht es schwer, Risiken abzusichern und verlässliche Business Cases zu entwickeln. Dadurch sinkt die Bereitschaft von Investoren, neue Kapazitäten zu errichten, insbesondere solche, die nur selten zum Einsatz kommen, aber für die Versorgungssicherheit notwendig wären.
- **Keine Absehbarkeit regulatorischer Eingriffe:** Strommärkte waren in den letzten Jahren von zahlreichen politischen Eingriffen geprägt, insbesondere durch Preisdeckel oder Gewinnabschöpfungen. Zudem werden bei hohen Preisen immer wieder fundamentale Änderungen am Strommarktdesign diskutiert. Diese Eingriffe sind nicht vorhersehbar und erhöhen die Unsicherheit für Investitionen erheblich. Für Investoren ist nicht klar, ob sich rechtliche Rahmenbedingungen und damit die Erlösmöglichkeiten während der Projektlaufzeit ändern. Dies erschwert Finanzierungsentscheidungen erheblich und hemmt damit Investitionen in neue Kapazität.
- **Fehlende Akzeptanz für Knappheitspreise:** Damit sich neue Kraftwerke mit niedrigen Volllaststunden finanziell lohnen, ist es essenziell, in seltenen Stunden sehr hohe Preise erzielen zu können. Gesellschaftlich, wirtschaftlich und politisch werden solche

Preisspitzen jedoch oft kritisiert. In der Vergangenheit galten Knappheitspreise teils sogar als Zeichen für Marktversagen und führten zu Diskussionen über grundlegende Änderungen im Marktdesign. Solche Signale schrecken Investoren ab, die auf hohe Knappheitspreise angewiesen sind, da unklar bleibt, ob die erforderlichen Erträge erzielt werden können. Dadurch wird der zentrale Mechanismus des EOM, Investitionen über hohe Preise anzureizen, geschwächt, und Investitionen erheblich gehemmt.

- **Lange Reaktionszeit der Marktteilnehmer:** Ein funktionierender EOM setzt voraus, dass sowohl seitens des Angebots als auch der Nachfrage flexibel auf Preissignale reagiert werden kann. Im Strommarkt ist das nur eingeschränkt möglich: Der Bau von Kraftwerken, die für die Versorgungssicherheit relevant sind, etwa Gaskraftwerke oder Pumpspeicher, ist mit langen Vorlaufzeiten verbunden. Genehmigungen, Standortfragen, Finanzierung und technische Planung nehmen mehrere Jahre in Anspruch. Da Entscheidungen auf langfristigen Erwartungen statt auf aktuellen Preisen beruhen, fehlt die unmittelbare Angebotsreaktion. Diese strukturelle Trägheit widerspricht der Annahme eines vollkommenen Marktes und begrenzt die Wirksamkeit von Preissignalen als Investitionsanreiz. Auf Seiten der Nachfrage ist es auch fraglich, inwiefern Konsumenten ihre Last auf stündlicher Basis kontrollieren können und sich der zeitvariablen Preise bewusst sind.

Die dargestellten qualitativen Argumente verdeutlichen, dass wesentliche Voraussetzungen für das reibungslose Funktionieren eines reinen EOMs aktuell nicht vollständig erfüllt sind. Die Ergebnisse legen nahe, dass die im vorangegangenen Kapitel quantitativ identifizierten

5.1.2. Quantitative Sichtweise

In der quantitativen Analyse wurde untersucht, ob verschiedene Marktteilnehmer:innen am derzeitigen Day-Ahead Markt (in Österreich) ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre Fixkosten (fixe Wartungs- und Instandhaltungskosten, Investitionskosten) zu decken. Eine adäquate Höhe des Deckungsbeitrages ist notwendig, um langfristig Investitionen in versorgungsrelevante Kapazitäten sicherzustellen. Die Analyse wurde für die historischen Jahre 2019-2024 in Österreich durchgeführt – basierend auf einem simulierten Kraftwerkseinsatz wurden die resultierenden Erlöse und Kosten gegenübergestellt. Insgesamt wurden 20.000 Simulationsläufe durchgeführt, in denen die Inputparameter durch eine zufällige Ziehung variiert wurden, um Unsicherheiten in den getroffenen Annahmen zu berücksichtigen.

Im Gegensatz zu weiter zurückliegenden Jahren zeigt sich für das Jahr 2024 – vor dem Hintergrund, dass die Durchdringung der Erneuerbaren bereits stärker einem zukünftigen Energiesystem entspricht und dieses Jahr zudem frei von krisenbedingten Preisspitzen war – ein verändertes Gesamtbild: Während Wind weiterhin ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften kann, reichen die EOM-Erlöse für PV nicht mehr aus, um die Fixkosten zu decken. Ebenfalls unzureichend sind die generierten Erlöse für die beiden thermischen Technologien – was denn Einfluss von Markt- und Systemlage auf die Ergebnisse besonders der CCGTs unterstreicht. Für die betrachteten Technologien ist ersichtlich, dass ein rein auf den Erlösen am EOM basierender Betrieb in der derzeitigen Markt- und Systemlage nicht ausreicht, um ihre Wirtschaftlichkeit sicherzustellen, eine strukturelle Unterdeckung der Kosten die oft als Missing-Money-Problem bezeichnet wird.

5.2. Marktmodellierung

Aus den Ergebnissen der Modellierung lassen sich wesentliche Erkenntnisse über die Auswirkung einer strategischen Reserve, einer Ausschreibung für neue, flexible Kapazität und eines Kapazitätsmarkt 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, 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 Marktakteure. 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 Erzeugungsalternativen 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.

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:innen Bericht](#) zu finden.

5.3. Regulatorik

Im Rahmen des Projekts wurde eine umfassende Analyse zu den regulatorischen, beihilferechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen im nationalen bzw. europäischen Strommarkt durchgeführt. Ziel ist es, eine fundierte Entscheidungsgrundlage zur Ausgestaltung zukünftiger Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu schaffen – im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Zielen der EU.

Die rechtliche Analyse basiert auf der überarbeiteten Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2024 (EBM-VO 2024) sowie den Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022. Sie zeigt, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus nur unter strengen Voraussetzungen zulässig ist – insbesondere bei nachgewiesener Ressourcenknappheit und regulatorischen Verzerrungen oder Marktversagen. Zunächst muss ein detaillierter Umsetzungsplan erstellt werden, der darauf abzielt, die identifizierten regulatorischen Verzerrungen und Fälle des Marktversagens zu beseitigen. Dieser Plan muss vom betroffenen Mitgliedstaat erstellt und von der EU-Kommission genehmigt werden. Während der Umsetzung des Plans kann ein (zeitlich begrenzter) Kapazitätsmechanismus eingesetzt werden. Emissionsgrenzwerte und technische Vorgaben stellen sicher, dass Kapazitätsmechanismen mit den europäischen Klimazielen vereinbar sind. Darüber hinaus werden Kapazitätsmechanismen beihilferechtlich genehmigt, um sicherzustellen, dass sie dem europäischen Energiebinnenmarkt nicht widersprechen. Ein Kapazitätsmechanismus unterstützt den betroffenen Mitgliedstaat, während dieser die Hemmnisse im nationalen Strommarkt durch die Maßnahmen des Umsetzungsplans beseitigt.

In Bezug auf mögliche Alternativen zu Kapazitätsmärkten wurden die Plattformen MARI und PICASSO – zentrale Bausteine des europäischen Regelenergiemarktes – als potenzielle Infrastruktur für Kapazitätssicherung evaluiert, die jedoch als nicht zielführend eingestuft wird. Zudem wurden Stilllegungsverbote und Ausstiegsprämien als Steuerungsinstrumente analysiert. Diese Instrumente können gezielt eingesetzt werden, um unerwünschte Angebotsverzerrungen zu vermeiden bzw. gewünschte Flexibilitätsoptionen zu erhalten – insbesondere in Phasen des Systemumbaus. Die Alternativen eröffnen Handlungsspielräume für nationale Maßnahmen, die ohne vollständige Marktmechanismen auskommen und dennoch Versorgungssicherheit flankieren können.

Zudem wurde die organisatorisch-technische Dimension der Kapazitätsmärkte beleuchtet. Dabei stehen Kenngrößen wie der Value of Lost Load (VoLL), die Cost of New Entry (CoNE) sowie der Zuverlässigkeitsstandard (RS) im Zentrum. Diese Größen bilden das Fundament für die Bestimmung eines angemessenen Kapazitätsniveaus und für die wirtschaftliche Bewertung von Versorgungsrisiken. Die ländervergleichende Analyse zeigt, dass innerhalb der EU teils sehr unterschiedliche Methoden und Preisobergrenzen bestehen. Dies erschwert derzeit eine Harmonisierung, verweist aber auf die Notwendigkeit, bei der Entwicklung eines etwaigen EU-weiten Kapazitätsmechanismus auf nationale Besonderheiten Rücksicht zu nehmen.

5.3.1. Kurzübersicht

Eine umfassende und vollständige Betrachtung und Aufschlüsselung aller relevanten, zu berücksichtigenden Punkte ist – gerade im Zuge einer regulatorischen Betrachtung – von großer Wichtigkeit. Diese findet sich in vollständiger Form in D4.1. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die überarbeitete Elektrizitätsbinnenmarkt-verordnung 2024 (EBM-VO 2024) sowie die Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022 die maßgeblichen Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen vorgeben. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ist ausschließlich unter strengen Voraussetzungen zulässig, insbesondere bei nachgewiesener Ressourcenknappheit sowie bestehenden regulatorischen Verzerrungen oder Marktversagen. Voraussetzung ist die Erstellung eines detaillierten Umsetzungsplans, der gezielt auf die Beseitigung der identifizierten Hemmnisse ausgerichtet ist und sowohl vom betroffenen Mitgliedstaat zu erarbeiten als auch von der Europäischen Kommission zu genehmigen ist. Während der Umsetzung dieses Plans kann – befristet – ein Kapazitätsmechanismus eingesetzt werden. Strenge Vorgaben zu Emissionsgrenzwerten und technischen Anforderungen gewährleisten die Kompatibilität mit den europäischen Klimazielen. Zudem bedarf jeder Kapazitätsmechanismus einer beihilferechtlichen Genehmigung, um dessen Vereinbarkeit mit dem Energiebinnenmarkt sicherzustellen. Der Kapazitätsmechanismus dient somit als unterstützendes Instrument, um temporär Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bis die im Umsetzungsplan vorgesehenen Maßnahmen zur Behebung der Marktverzerrungen oder -versagen wirksam greifen.

5.3.2. Preisobergrenzen

Preisobergrenzen dienen der Vermeidung übermäßiger Kapazitätskosten, sollen aber gleichzeitig sicherstellen, dass Investitionsanreize für Versorgungssicherheit erhalten bleiben.

Preisobergrenzen treten in Kapazitätsmechanismen entweder explizit (z. B. als Höchstpreis bei Auktionen) oder implizit (z. B. über definierte Vergütungslogiken) auf. Ihre Funktion besteht darin, eine ökonomische Balance zwischen Versorgungssicherheit, Systemkosten und politischer Akzeptanz herzustellen. In der Praxis werden Obergrenzen meist einer zentralen ökonomischen Kennzahl verknüpft: Cost of New Entry (CoNE), die jährlich notwendige Vergütung für eine neue, typische Erzeugungseinheit, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Die Value of Lost Load (VoLL), also der ökonomische Wert der vermiedenen Nichtversorgung, wird, zumindest in der Theorie, für die Festlegung von Strafen im Falle von nicht erbrachter Leistung verwendet.

In verschiedenen Ländern wird der VoLL typischerweise im Bereich von 2.000 bis 20.000 €/MWh angesetzt. In Irland liegt dieser z. B. bei 11.000 €/MWh, in Schweden bei etwa 8.000 €/MWh, in Polen

und Italien bei ca. 5.000 €/MWh. Diese Werte spiegeln das Niveau wider, bei dem der wirtschaftliche Schaden einer Nichtversorgung höher ist als die Kosten für Absicherung. Mehrere Mitgliedsstaaten nutzen CoNE-basierte Obergrenzen, z. B. im Bereich von 40.000–70.000 €/MW/a, um maximale Zuschlagspreise in Kapazitätsauktionen zu begrenzen. Meist werden diese Parameter mit einem Faktor korrigiert, der sich unter den Mitgliedstaaten stark unterscheiden kann.

Die Verwendung solcher Preisgrenzen ist entscheidend, um

- Kostenrisiken für das System und letztlich die Verbraucher zu begrenzen,
- strategisches Verhalten zu vermeiden, und
- die politischen Rahmenbedingungen für die Akzeptanz von Kapazitätzahlungen zu stärken.

Zugleich ist darauf zu achten, dass die Preisgrenzen nicht unterhalb des CoNE liegen, andernfalls würden keine Anreize für neue Kapazität entstehen. Ein zu niedrig angesetzter VoLL-Wert kann zu unangemessen niedrigen Strafen bei Nichterfüllung führen und dadurch die ökonomischen Anreize zur Sicherstellung von Kapazität untergraben.

6 Ausblick und Empfehlungen

Die folgenden Sektionen ermöglichen einen Ausblick auf offene Problemstellungen und welche Empfehlungen aus dem Projekt TeKaVe dafür abgeleitet werden können. Neben detaillierten Diskussionen der einzelnen qualitativen Faktoren (vgl. D2.1) sind weitere konkrete Aussagen **in Form eines Stakeholder:innen Berichts** (vgl. D2.2) sowie eines Policy Briefs (vgl. D4.2) bereits veröffentlicht und mit unterschiedlichen Vertreter:innen der Branche diskutiert. Diese Dokumente, sowie weitere – teils interaktive Informationen über Österreich und Europa – finden sich auch unter en.ergie.at/projekte/tekave bzw. In einer im Projekt TeKaVe erarbeiteten thematischen Rubrik “Kapazitätsmechanismen” (siehe en.ergie.at/themen/kapazitaetsmechanismen). Die kontinuierliche und gemeinschaftliche Erhaltung dieser Wissensbasis wird durch die vollständig “offene” Verwaltung dieser Inhalte im Zuge eines open-source Projekts sichergestellt (vgl. github.com/ait-energy/en.ergie.at).

6.1. Öffentliche Dissemination

Im Lauf des Projekts wurden regelmäßige Abstimmungen mit wichtigen Stakeholder:innen aus der Branche durchgeführt. Bereits kurz nach Projektstart, im Laufe des Sommers 2024, wurden erste (vertrauliche) Sondierungsgespräche mit Stakeholder:innen durchgeführt, um Bedürfnisse abzufragen und potenzielle Interessensfelder zu erheben. Ergebnisse und daraus ableitbare Empfehlungen wurde im Laufe des Jahres 2025 in bilateralen Abstimmungen mit Vertreter:innen der Branche disseminiert und zur Diskussion gestellt. Am 20.08.2025 fand mit knapp 100 Teilnehmer:innen ein Abschluss Workshop statt – die Inhalte daraus sind öffentlich verfügbar¹. Auch eine Vorstellung des Projekts und der gewonnen Einblicke im Rahmen des Forum Economy 2025² wurde genutzt, um Expert:innen und Entscheidungsträger:innen zu informieren.

6.2. Ausblick und Empfehlungen

In einem funktionierenden Energy-Only-Markt (EOM) sollten Kraftwerke – die aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen – in der Lage sein, ausreichend Erlöse zur Deckung ihrer Kosten zu erwirtschaften.

In den vergangenen Jahren war der Strommarkt starken Schwankungen und Markteingriffen ausgesetzt, welche die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen und die Investitionsbereitschaft in neue Anlagen negativ beeinflussen können und somit potenziell die Versorgungssicherheit gefährden. Weiters wurde durch wirksame Fördermechanismen der Anteil von erneuerbaren Energieträgern (EE) im System stark erhöht, was zu stärkeren Schwankungen in der Erzeugung und einem steigenden Bedarf an Flexibilität führte. Zusätzlich hat die Ukraine Krise im Jahr 2022 einen bisher nie dagewesenen Preisanstieg ausgelöst. Diese zusätzliche Preisvolatilität, ungewisse geopolitische Situationen und kurzfristige Markteingriffe schaffen langfristig keine Planungssicherheit. Die Vermutung liegt nahe,

¹ https://en.ergie.at/projekte/tekave/assets/TeKaVe_Stakeholder_Workshop_final.pdf

² Online: [energieinstitut-linz.at](https://www.energieinstitut-linz.at)

dass neben weiterem EE-Ausbau, um die ambitionierten Dekarbonisierungsziele zu erreichen, der EOM in Zukunft nicht ausreichend Anreize bieten wird, um benötigte Investitionen zu erhalten.

In vielen europäischen Ländern sind bereits heute eine Reihe verschiedener Kapazitätsmechanismen (KMs), wie zentrale Kapazitätsmärkte oder strategische Reserven – aufgrund von Bedenken im Hinblick auf die Versorgungssicherheit (siehe nationale Zuverlässigkeitsstandards) – im Einsatz. Kapazitätsmechanismen werden in den europäischen Richtlinien als zentrales Element für den Weg in eine versorgungssichere Zukunft gesehen. Ein zukunftsfähiges Marktdesign, welches die langfristige Versorgungssicherheit gewährleistet und nationale Zielsetzungen nicht gefährdet, muss eine Teilnahme aller Marktteilnehmer, wie steuerbare Erzeugung, Speicher, nachfrageseitige Flexibilität und erneuerbare Erzeugung ermöglichen, und Marktverzerrungen so weit wie möglich verhindern. Damit dies jedoch gewährleistet werden kann, ist es erforderlich, bereits heute über die mögliche Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sowie deren Umsetzung zu diskutieren. Auf diese Weise kann im Falle eines festgestellten Bedenkens hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen rasch reagiert und gleichzeitig die Dauer von Genehmigungsverfahren möglichst kurzgehalten werden.

6.3. Das Fehlen von gesicherten und hinreichenden Deckungsbeiträgen

Auf Grundlage der quantitativen Ergebnisse lässt sich in der aktuellen Markt- und Systemlage ein bestehendes Missing-Money-Problem für einzelne Marktteilnehmer:innen im österreichischen EOM identifizieren. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass keine Förderungen miteinbezogen und ausschließlich die im Day-Ahead-Markt erzielbaren Erlöse betrachtet wurden. Eine Teilnahme an zusätzlichen Märkten kann das Gesamtbild erheblich verändern und die Wirtschaftlichkeit der Marktteilnehmer:innen maßgeblich beeinflussen.

6.4. Schlechter Erfüllungsgrad der nötigen Voraussetzungen

Die untersuchten qualitativen Voraussetzungen und abgeleiteten Argumente (vgl. Kapitel 5) verdeutlichen, dass wesentliche Voraussetzungen für das reibungslose Funktionieren eines reinen EOMs aktuell nicht vollständig erfüllt sind. Die Ergebnisse legen daher weiters nahe, dass die im vorangegangenen Abschnitt quantitativen Risiken eines Missing-Money-Problems, durch strukturelle Marktbedingungen erklärbar bzw. zumindest begründbar sind, und somit wechselseitig gestützt werden.

6.5. Die Wahl eines Kapazitätsmechanismus

Aus der Modellierung lassen sich drei wesentliche Erkenntnisse ableiten:

- Eine reine Strategische Reserve scheitert am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich und zeigt negative Auswirkungen auf den Day-Ahead Markt.
- Ein Flexibilitätstender zeigt die niedrigsten Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage, bewirkt jedoch eine erhebliche Marktverzerrung – die finanziellen Resultate von neu errichteten, wie bereits bestehenden, Flexibilitäten verschlechtern sich stark.

- Ein Kapazitätsmarkt ermöglicht eine kosteneffiziente Behebung des Versorgungssicherheitsproblems und stellt zugleich die ausgewogenste Option dar, da er die geringsten Marktverzerrungen aufweist. Positive Effekte zeigen sich besonders auch bei finanziellen Ergebnissen von Elektrolyse-Anlagen, mit dem Potenzial zur Verringerung der Wasserstoff Gestehungskosten um mehr als 15%.

Für einen österreichischen Kapazitätsmechanismus ist, basierend auf diesen Erkenntnissen, daher ein Kapazitätsmarkt zu empfehlen, da gleichzeitig eine gute Systemeffizienz, eine geringe Marktverzerrung sowie positive Effekte auf Flexibilitäten beobachtbar sind. Die Versorgungssicherheit kann durch einen Kapazitätsmarkt langfristig gewährleistet, während eine laufende Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen möglich bleibt – zum Beispiel ein Aussetzen von Ausschreibungen, wenn europäische (ERAA) oder nationale (NRAA) Bewertungen keine Lücke in Versorgungssicherheit mehr aufzeigen.

Wird in Österreich ein Versorgungssicherheitsproblem identifiziert und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus beschlossen, ist weiters zu empfehlen, dass sich die Ausgestaltung an der Checkliste der Europäischen Kommission – soweit mit nationalen Analysen und Zielen vereinbar – orientiert, um eine zügige beihilferechtliche Genehmigung und damit eine rasche Umsetzung zu gewährleisten.

6.6. Preisobergrenzen

Die in diesem Projekt durchgeführten regulatorischen Analysen zeigen, dass die Spannbreite bei VoLL, CoNE und Zuverlässigkeitsstandards (der aus den beiden Parametern hergeleitet wird) innerhalb der EU hoch ist, sowohl methodisch als auch betragsmäßig. Eine einheitliche europäische Preisobergrenze (und Strafen) wäre daher nur bei gleichzeitiger Harmonisierung der Methoden zur Berechnung von Versorgungssicherheitsstandards sinnvoll. Andernfalls drohen systemische Verzerrungen, etwa durch Arbitrage oder Unterdeckung. Es bestünde die Notwendigkeit, nationale Unterschiede im Energiemix, in der Nachfrageelastizität und der Systemstruktur zu berücksichtigen, wenn Preisobergrenzen im Rahmen eines EU-weiten Kapazitätsmechanismus zur Anwendung kommen.

7 Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

Abk.	Abkürzung
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CfD	Contract for Difference
CH ₄	Methan
CoNE	Cost of New Entry
EENS	Expected Energy Not Served
EKB-S	Energiekrisenbeitrag Strom
EOM	Energy-Only Markt
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
H ₂	Wasserstoff
KM	Kapazitätsmechanismus
LoLE	Loss of Load Expectation
NRAA	National Resource Adequacy Assessment
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PPA	Power Purchase Agreement
RS	Reliability Standard (Zuverlässigkeitsstandard)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
VoLL	Value of Lost Load
WACC	Weighted Average Cost of Capital