

Eine Studie des Instituts für strategisches Management der  
Wirtschaftsuniversität Wien

# **Rahmenbedingungen von Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke in Österreich**

Studienabschlussbericht für Wien Energie GmbH und  
VERBUND Energy4Business GmbH

Wien, April 2025

**Prof. Werner H. Hoffmann**

**Dr. Alexander Engelmann**

**Kim Melissa Bär, MSc**

**Sebastian Priestersberger, MSc**

## Zusammenfassung

Das Pariser Klimaabkommen sieht vor, den globalen Temperaturanstieg deutlich unter zwei Grad Celsius zu halten. In Österreich wurde mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) das Ziel formuliert, bis 2030 den nationalen Stromverbrauch bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie (1) die Rahmenbedingungen für Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke in Österreich, die die Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Stromsystem gewährleisten können (Untersuchung 1). (2) Die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in thermische „H2-ready“ und „H2-only“ Kraftwerke unter Berücksichtigung unterschiedlicher Kosten- und Ertragsszenarien für 2030 und 2040 (Untersuchung 2).

Untersuchung 1, gestützt auf Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen aus Energiewirtschaft, -politik und Forschung, identifiziert wesentliche Herausforderungen wie Unsicherheiten bei zukünftiger Verfügbarkeit von Wasserstoff, bei der Infrastruktur und bei Preisentwicklungen sowie die unzureichenden Marktanreize für Investitionen. Die unzureichenden Marktanreize werden vor allem auf die mögliche Bereitschaft politischer Eingriffe bei Preisspitzen attribuiert, die als entscheidende Hemmnis hinsichtlich neuer Investitionen gesehen wird. Die ergänzende Modellrechnung in Untersuchung 2 zeigt, dass die notwendigen Erlöse, um Investitionen in thermische „H2-ready“ und „H2-only“ Kraftwerke wirtschaftlich zu rechtfertigen, deutlich über den historischen Strompreisen liegen müssten.

Die Ergebnisse der Studie legen nahe, dass Kapazitätsmechanismen eine wichtige Rolle bei der Förderung von Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke spielen könnten. Sie deuten darauf hin, dass technologieoffene und wirtschaftlich stabile Rahmenbedingungen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Dennoch bleiben wesentliche Unsicherheiten hinsichtlich der Markt- und politischen Entwicklungen bestehen. Die Studie versteht sich als Beitrag zur Diskussion über den zukünftigen Energiemix in Österreich.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>i</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>ii</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>iii</b>
<b>1. Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangssituation .....	1
1.2 Problemstellung .....	1
1.3 Zielsetzung.....	3
<b>2. Untersuchung 1: Qualitative Exploration .....</b>	<b>5</b>
2.1 Ziel und Methode .....	5
2.2 Stichprobenstrategie.....	6
2.3 Ergebnisse .....	7
2.3.1 Expert:inneneinschätzungen zur Notwendigkeit von Investitionen sowie zu den regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen .....	7
2.3.2 Expert:inneneinschätzungen zu Kapazitätsmechanismen: Notwendigkeit und Ausgestaltung ...	15
2.4 Zusammenfassung .....	18
<b>3. Untersuchung 2: Investitionsmodellrechnung .....</b>	<b>19</b>
3.1 Ziel und Methode .....	19
3.2 Untersuchungsgegenstand .....	20
3.3 Verfahrensbeschreibung und Annahmen .....	20
3.3.1 Definition notwendiger Parameter .....	20
3.4 Ergebnisse und Interpretation .....	27
3.4.1 Iso-Erlöskurven für den Betrachtungszeitpunkt 2030 („H2-ready“, Erdgas) .....	27
3.4.2 Iso-Erlöskurven für den Betrachtungszeitpunkt 2040 („H2-only“, Wasserstoff) .....	29
3.5 Optimierung der Wirtschaftlichkeit durch zusätzliche Erlösströme .....	31
3.6 Zusammenfassung und Interpretation .....	32
<b>4. Zusammenfassung und Implikationen .....</b>	<b>33</b>
4.1 Zusammenfassung .....	33
4.2 Implikationen .....	34
<b>Anhang 1.....</b>	<b>36</b>
<b>Anhang 2.....</b>	<b>38</b>
<b>Anhang 3.....</b>	<b>40</b>
<b>Anhang 4.....</b>	<b>41</b>
<b>Referenzen .....</b>	<b>43</b>

## **Abbildungsverzeichnis**

Grafik 1: Erforderlicher Preis pro MWh zur Kostendeckung in Abhängigkeit von Betriebsstunden und CAPEX-Bandbreite (logarithmisch).....	28
Grafik 2: Erforderlicher Preis pro MWh zur Kostendeckung in Abhängigkeit von Betriebsstunden (logarithmisch).....	31

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Übersicht Expert:innen.....	7
Tabelle 2: Annahmen OPEX im Jahr 2030 („H2-ready“). Angenommene Werte sind real auf Basis 2024. ....	25
Tabelle 3: Annahmen OPEX im Jahr 2040 (“H2-only”).....	26
Tabelle 4: Erforderlicher durchschnittlicher Preis pro MWh zur Deckung der Kosten (CAPEX und OPEX) in Abhängigkeit der Anzahl der durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr (100-4.000 Volllaststunden), mit angenommenem CAPEX pro kW von 1750 € pro kW innerhalb einer Bandbreite der CAPEX Investitionen von Minimum 1100 € pro kW bis Maximum 2400 € pro kW (vgl. Kost et al., 2024). Preise werden real (2024) dargestellt. ....	29
Tabelle 5: Erforderlicher durchschnittlicher Preis pro MWh zur Deckung der Kosten (CAPEX und OPEX) in Abhängigkeit der Anzahl der durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr (100-4.000 Volllaststunden). Preise werden real (2024) dargestellt. ....	31

## Abkürzungsverzeichnis

BMDW	Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort
BMK	Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Investitionskosten
d.h.	das heißt
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
insb.	insbesondere
KW	Kilowatt
MW	Megawatt
OPEX	Betriebs- und Wartungskosten
sog.	sogenannte
TW	Terawatt
z.B.	zum Beispiel

# 1. Einleitung

## 1.1 Ausgangssituation

Das Pariser Klimaabkommen sieht vor, den globalen Temperaturanstieg deutlich unter zwei Grad Celsius zu halten. Im Rahmen dieses Abkommens hat die Europäische Union (EU) beschlossen, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. In Österreich wurde mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) das Ziel festgelegt, bis 2030 den nationalen Stromverbrauch bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. Darüber hinaus soll bis 2040 Klimaneutralität erreicht werden (Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie [BMK], 2021). Diese Ziele erfordern eine Dekarbonisierung des Stromsystems.

Durch den Zubau erneuerbarer Energien verändern sich die Rahmenbedingungen des Stromsystems grundlegend (Dressler et al., 2020). So wird sich der Strombedarf bis 2040 etwa verdoppeln, insbesondere in den Sektoren Mobilität und Industrie. Bereits bis 2030 wird der Gesamtstrombedarf um 21 % verglichen mit 2021 auf rund 90 TWh steigen (Baumann et al., 2021; BMK 2024a; BMK 2024b; OesterreichsEnergie, 2022). Zeitgleich werden thermische Kraftwerke zunehmend stillgelegt, während Wind- und Photovoltaikanlagen ausgebaut werden (Porada et al., 2023). Erneuerbare Energien weisen jedoch eine schwankende Erzeugung auf, da insbesondere Photovoltaik und Windkraft wetterabhängig sind. Folglich wird sich in der warmen Jahreshälfte eine Überdeckung der Nachfrage einstellen, während die kalten Wintermonate kurz- bis mittelfristige Dunkelflauten aufweisen können (Huneke et al., 2017).

Auch wenn das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023, ein Bericht von ENTSO-E unter Aufsicht der EU-Agentur ACER, für Österreich einen LOLE-Wert von 0,3 Stunden/Jahr für 2025 ausweist und damit eine hohe Versorgungssicherheit signalisiert, bleibt die Herausforderung, wetterbedingte Schwankungen im Stromsystem auszugleichen. In Perioden, in denen die Stromproduktion aus Erneuerbaren reduziert ist, können in Zukunft Versorgungsengpässe auftreten (OesterreichsEnergie, 2022). So zeigt eine vom BMK beauftragte Studie der Technischen Universität Wien, dass unter der Annahme von installierten Kapazitäten entsprechend den EAG-Produktionszielen im Jahr 2030 eine durchschnittliche jährliche Unterdeckung von 4 TWh zu erwarten ist (Ramsebner & Haas, 2021). Dieser Berechnung zur Folge werden die Ziele in Bezug auf den Kapazitätsausbau, mit 27 TWh aus Erneuerbaren, zwar erreicht, aber keine Versorgungssicherheit in allen Monaten gewährleistet. Die Speicherkapazitäten (z.B. Pumpspeicher und Power-to-Gas) reichen demzufolge nicht aus, um die erzeugten Überschüsse aus den Sommermonaten vollständig zu speichern und die Nachfrage im Winter zu decken. Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt die Austrian Power Grid (APG) in ihrer Analyse zu sog. Lastdeckungsreserve, die die Differenz zwischen der verlässlich verfügbaren Kraftwerksleistung und der maximal zu erwartenden Last darstellt. Für den Zeitraum

November 2024 bis März 2025 weist die APG eine negative Lastdeckungsreserve aus, was auf eine potenzielle Unterdeckung hindeutet (APG, 2024a). Dies unterstreicht die Bedeutung einer kontinuierlichen Anpassung des österreichischen Stromsystems, etwa durch Ausbauten von Flexibilitätsoptionen (Ramsebner & Haas, 2021).

Neben dem Ausbau von Pump- und Batteriespeichern werden klimafreundliche Erzeugungskapazitäten, die mit erneuerbaren Gasen wie Wasserstoff betrieben werden, zur Aufrechterhaltung von Versorgung in Engpass-Situationen diskutiert, um Versorgungssicherheit zu jeder Zeit und an jedem Ort zu gewährleisten (Burger, 2024). Erzeugungskapazitäten, die mit erneuerbaren Gasen wie Wasserstoff betrieben werden bieten erhebliche Klimavorteile durch geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen, insbesondere wenn sie auf grünen Wasserstoff setzen. Dieser Klimavorteil hängt jedoch davon ab, ob Wasserstofflecks insbesondere beim Transport minimiert werden und die Abhängigkeit von blauem Wasserstoff aufgrund der damit verbundenen Methan- und CO<sub>2</sub>-Emissionen begrenzt wird (Hauglustaine et al., 2022)<sup>1</sup>.

Mit Erneuerbaren im Zentrum der Energieversorgung wird die Residuallast zur wichtigen Kenngröße für die Versorgungssicherheit. Die Residuallast beschreibt die nach Abzug von Erneuerbaren verbleibende Last, die durch steuerbare zur Verfügung stehende Leistung gedeckt werden muss. Auch wenn eine negative Residuallast bereits heute in den Übergangs- und Sommermonaten eine Überdeckung der Nachfrage zeigt, bleibt die Versorgungssituation im Winter eine zentrale Herausforderung. Die Residuallast ist in diesen Monaten positiv und eine wachsende Unterdeckung wird prognostiziert, selbst bei einem weiteren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik. Dies liegt daran, dass die volatile Erzeugung durch erneuerbare Energien zwar zur Deckung beiträgt, jedoch die Laststeigerung und die Versorgungslücken in den Wintermonaten nicht proportional ausgleicht. Prognosen von E-Control (2023) zufolge wird 2030+ vor allem in den drei Monaten November, Dezember und Januar ein hoher Residualbedarf von mehr als 1 TWh pro Monat erwartet (insg. 3,66 TWh), der sowohl durch Importe als auch durch klimafreundliche Wärmekraftwerke gedeckt werden muss.

Die hohe Residuallast im Zusammenhang mit der steigenden Stromnachfrage stellt eine systemische Herausforderung für das zukünftige Stromsystem in Österreich dar. Die vorliegende Studie konzentriert sich daher auf die Rolle von klimafreundlichen, thermischen Kraftwerkskapazitäten, die Wasserstoff nutzen, und dadurch langfristig zur Deckung des residualen Energiebedarfs beitragen können (Bundesverband der Energie- und

---

<sup>1</sup> Die Unterscheidung zwischen „grünem“ und „blauem“ Wasserstoff basiert auf den jeweiligen Produktionsmethoden. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser erzeugt, wobei der benötigte Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind- oder Solarenergie stammt. Dieser Prozess ist emissions-frei. Blauer Wasserstoff hingegen wird aus fossilen Brennstoffen, meist Erdgas, durch Dampfreformierung gewonnen.

Wasserwirtschaft e. V. [BDEW], 2023; Ramsebner & Haas, 2021)<sup>2</sup>. Diese Kapazitäten lassen sich entweder durch die Umrüstung bestehender kalorischer Kraftwerke auf Wasserstoffbetrieb (sog. “H2-ready” Kraftwerke) oder den Neubau von reinen Wasserstoffkraftwerken erreichen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz [BMWK], 2024a). Auch wenn beide Varianten einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung des Stromsystems und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten können (Huneke et al., 2017), ist ihre Wirtschaftlichkeit (d.h. die Deckung ihrer Vollkosten bzw. die Erzielung einer „angemessenen“ Rentabilität des investierten Kapitals) bis dato nicht systematisch beurteilt worden.

## 1.2 Problemstellung

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und des damit verbundenen Investitionsrisikos bei der Umrüstung bzw. Errichtung von klimafreundlichen thermischen Kraftwerken, die eine bedarfsgerechte Leistungsbereitstellung sichern können. Wie die obigen Ausführungen zeigen, resultiert in dieser Phase der Energiewende ein Investitionsbedarf in klimafreundliche, thermische Kraftwerkskapazitäten und entsprechende Infrastruktur (Rodgarkia-Dara & Zwickl-Bernhard, 2023). Dem hohen Investitionsbedarf stehen eine geringe bzw. im Jahresverlauf stark schwankende prognostizierte Auslastung, unsichere Wasserstoffverfügbarkeit und -preise sowie andere wirtschaftliche, regulatorische und politische Risiken gegenüber, die zu systematischen Unterinvestitionen führen können (Baumann et al., 2021).

Die Rentabilität klimafreundlicher, thermischer Kraftwerke hängt von verschiedenen Erlösbestandteilen ab. Eine Komponente sind Erlöse aus der Teilnahme am Energy-Only-Markt. Aufgrund des starken Ausbaus der Erneuerbaren mit geringen Grenzkosten werden flexible thermische Kraftwerke zunehmend aus dem Markt verdrängt und kommen nur in Knappheitssituationen zum Einsatz, beispielsweise in einer sogenannten kalten Dunkelflaute. Die Knappheitssituationen, in denen die Nachfrage das verfügbare Angebot fast vollständig ausschöpft oder übersteigt, zeigen sich in Preisspitzen, deren Häufigkeit aufgrund unsicherer Entwicklungen nicht vorhersehbar ist. Eine Häufung solcher Preisspitzen kann auch Verbraucher:innen und Industrie beeinträchtigen, weshalb diese Preisspitzen durch politische Eingriffe teilweise unterbunden werden (Höfer et al., 2022). Da die antizipierten Einnahmen aus Preisspitzen ausbleiben, werden die theoretisch

---

<sup>2</sup> Während Batterien für saisonale Verlagerungen unzureichend sind und Pump- und Speicherwasserkraftwerke trotz ihres wichtigen Beitrags zur Netzstabilität nur begrenzte Kapazitäten aufweisen, werden insb. Wasserstoff zur Überbrückung von zukünftigen Erzeugungslücken diskutiert. Bereits heute kommen verschiedene kurz- und mittelfristige Flexibilitätsoptionen zum Einsatz, die Versorgungslücken abfedern. Neben Demand-Side-Management oder Smart-Grid Technologien stellen Batteriespeicher eine kurzfristige Flexibilitätsoption dar (geeignet für Minutenreserve und Tagesspeicherung). Pump- und Speicherwasserkraftwerken oder internationaler Stromhandel sind mittelfristige Flexibilitätsoptionen (OesterreichsEnergie, 2022).

angenommenen Investitionsanreize aus dem Energy-Only-Markt gemindert. Dies führt zum sog. „Missing Money Problem“ (Hogan, 2017).

Zur Lösung dieses Problems werden eine Kombination aus marktbasierter und regulatorischer Ansätze diskutiert. Bei marktbasierter Ansätze in einem Energy-Only-Markt erfolgt die Preisbildung durch die Gebote der Marktteilnehmer:innen. Diese Gebote spiegeln in der Regel die tatsächlichen (Grenz-) Kosten der Stromerzeugung wider. Wenn marktbasierter Ansätze an ihre Grenzen stoßen (etwa weil politische Eingriffe bei Preisspitzen antizipiert werden), werden verschiedene regulatorische Ansätze zur Vermeidung temporärer Engpässe vorgeschlagen (Hogan, 2017). Für die langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden aktuell sog. Kapazitätsmechanismen in verschiedenen Ausprägungen (umfassend/selektiv, zentral/dezentral) diskutiert. Kapazitätsmechanismen sollen sicherstellen, dass die Versorgungssicherheit durchgängig gewährleistet wird, indem die Bereitstellung zusätzlicher gesicherter Leistung vergütet wird. Dementsprechend sollen Kapazitätsmechanismen Anreize für leistungsbezogene Investitionsentscheidungen setzen (Growitsch et al., 2013). Europäische Länder wie Belgien und Frankreich haben bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt (Höfer et al., 2022). Zuletzt wurde auch in Deutschland die Einführung eines Kapazitätsmarktes vorgeschlagen (BMWK, 2024a; BMK, 2024b).

Im Rahmen dieser Diskussion stellt sich die zentrale Frage nach der Wirtschaftlichkeit und dem Investitionsrisiko bei der Umrüstung bzw. Errichtung neuer klimafreundlicher thermischer Kraftwerke in Österreich, um Rückschlüsse auf die Notwendigkeit und die bevorzugten Ausgestaltungsoptionen von möglichen Kapazitätsmechanismen zu ziehen. Es stellt sich die Herausforderung, dass trotz des absehbaren Bedarfs an klimafreundlichen thermischen Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit, Investitionen in diese Technologien aus Investor:innensicht wirtschaftlich fragwürdig sind. Politische Unsicherheiten – insbesondere die Sorge vor politischen Eingriffen bei Preisspitzen – erschweren langfristige Planbarkeit und erhöhen das Investitionsrisiko, wodurch notwendige Investitionen ausbleiben.

### **1.3 Zielsetzung**

Aus dieser Problemstellung ergeben sich für die vorliegende Studie zwei Zielsetzungen: (1) die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Investitionen in klimaneutrale thermische Kraftwerkskapazitäten zu erkunden und (2) die Wirtschaftlichkeit bzw. das wirtschaftliche Risiko solcher Investitionen zu beurteilen. Um diese Ziele zu erreichen, werden zwei Untersuchungen durchgeführt.

**Untersuchung 1:** Qualitative Exploration von Rahmenbedingungen für neue Investitionen

- *Forschungsfrage:* Wie beurteilen Expertinnen und Experten die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von neuen Investitionen in steuerbare klimafreundliche thermische Kraftwerkskapazitäten in Österreich?

**Untersuchung 2:** Investitionsrechnung zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen

- *Forschungsfrage:* Wie hoch müssen zukünftig die Erträge steuerbarer klimafreundlicher thermischer Kraftwerkskapazitäten sein, damit Investitionen wirtschaftlich verantwortungsvoll getätigt werden können?

## 2. Untersuchung 1: Qualitative Exploration

### 2.1 Ziel und Methode

Ziel von Untersuchung 1 ist es, mittels einer qualitativen Forschungsstrategie ein umfassendes Verständnis der Rahmenbedingungen für Investitionen in klimafreundliche, thermische Kraftwerkskapazitäten in Österreich zu gewinnen. Durch Expert:inneninterviews sollen die aktuellen Chancen und Risiken solcher Investitionen beleuchtet werden, um die vielfältigen Perspektiven innerhalb dieses Diskurses zu erkunden und aufzuzeigen. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse sollen im Anschluss die Notwendigkeit und Gestaltungsmöglichkeiten von Kapazitätsmechanismen diskutiert werden. Ziel dieser qualitativen Exploration ist es dabei nicht, verallgemeinerbare Aussagen zu treffen, sondern tiefgehende Einblicke in die spezifischen Herausforderungen und Chancen von Investitionen in thermische Kraftwerkskapazitäten in Österreich zu gewinnen.

Zur Datenerhebung wurden Expert:inneninterviews durchgeführt. Als Experte oder Expertin gelten Personen, die durch ihre Ausbildung, Profession und/oder Entscheidungsbefugnisse über fundierte, nachgewiesene Erfahrungen innerhalb eines klar definierten Themenfelds verfügen. Somit ermöglicht es diese Methode, mit Personen mit tiefgreifendem Fachwissen in einen Dialog zu treten. Zur Strukturierung der Interviews wurde ein teilstandardisierter Interviewleitfaden entwickelt, der flexibel an den Gesprächsverlauf angepasst werden kann (Flick, 2020). Ein Leitfaden ist zielführend, um sowohl implizites als auch explizites Wissen der Expert:innen zu erschließen. Das Interview kann auch narrative Passagen enthalten, die durch wenig strukturierte Erzählungen der Befragten neue Erkenntnisse bieten können (Berger-Grabner, 2016). Die Interviews konzentrierten sich auf zwei Kernbereiche: 1. die aktuellen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Investitionen in steuerbare klimafreundliche thermische Kraftwerke und 2. eine Diskussion über die Notwendigkeit und mögliche Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in Österreich.

Die Gespräche wurden für Analysezwecke aufgezeichnet<sup>3</sup> und transkribiert<sup>4</sup>. Anschließend wurden die Textdaten einer inhaltsanalytischen Auswertung unterzogen (Mayring, 2019). Die Inhaltsanalyse ist ein strukturiertes Verfahren zur regelbasierten Auswertung von verbalen Daten. Mittels Inhaltsanalyse werden Textdaten durch Zuordnung zu Kategorien strukturiert, analysiert und interpretiert. Diese Kategorien werden entweder aus bestehenden theoretischen Überlegungen heraus (deduktiv) oder direkt aus den Daten gebildet (induktiv), um die Forschungsfrage zu beantworten (Mayring, 2010). Zur Unterstützung der Analyse wurde die Software MAXQDA eingesetzt.

## 2.2 Stichprobenstrategie

Die Population der Studie wurde in Absprache mit den Auftraggeber:innen Wien Energie und Verbund bestimmt, um eine fundierte Analyse des Strommarktes zu gewährleisten. Dabei wurden drei Stakeholder:innengruppen als auskunftsfähig hinsichtlich des Erkenntnisinteresses festgelegt: Wirtschaft (z.B. Energieversorgungsunternehmen), Forschung (z.B. universitäre und nicht-universitäre Institute im Bereich Energiewirtschaft) und Energiepolitik (z.B. Interessensvertretungen). Diese Gruppen bilden unterschiedliche Perspektiven und Interessen für ein umfassendes Verständnis der regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten in Österreich ab.

Zunächst wurde eine Liste mit möglichen Gesprächspartner:innen erstellt. Einschlusskriterien waren, dass die Expert:innen 1. klar einer der drei Stakeholder:innengruppen zugeordnet werden können und 2. eine dokumentierte Expertise hinsichtlich des Themas aufweisen (z.B. einschlägige wissenschaftliche Publikationen; Entscheidungsbefugnisse in energiewirtschaftlichen oder -politischen Organisationen). Insgesamt wurden 49 Personen kontaktiert<sup>5</sup>; sechs Anfragen konnten nicht zugestellt werden. Die Rücklaufquote lag bei 24 % Prozent, sodass 12 Interviews geführt werden konnten (vgl. Tabelle 1). Sechs der 12 Gesprächspartner:innen sind aus österreichischen Organisationen; drei aus deutschen Organisationen; und drei weitere arbeiten auf europäischer Ebene. Die Stichprobe ist nicht repräsentativ für eine bestimmte Gruppe oder Region. Die Interviews wurden im Oktober und November 2024 geführt. Alle Gespräche fanden online über Konferenzsoftwares wie Microsoft Teams statt. Die Interviews wurden

---

<sup>3</sup>Für die Aufzeichnung wurde gemäß der DSGVO die Einwilligung der Interviewpersonen eingeholt. Eine Interviewperson hat diese Einwilligung nicht erteilt. Hier wurde das Gespräch in Stichpunkten protokolliert.

<sup>4</sup>Zur Gewährleistung der Vertraulichkeit wurden alle personenbezogenen Daten sowie spezifische Bezüge zu Personen, Organisationen und Orten während der Transkription anonymisiert.

<sup>5</sup> Die Einladung zum Interview erfolgte unter dem Betreff „Einladung Interview: Studie ‚Chancen und Risiken von Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke in Österreich‘“.

unter zur Hilfenahme eines Interviewleitfadens durchgeführt, der in folgende Erkenntniskategorien und damit verbundenen Fragen gegliedert wurde:

1. Allgemeine Rahmenbedingungen für Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke.
2. Spezifische endogene und exogene Faktoren, die Investitionsentscheidungen beeinflussen.
3. Kapazitätsmechanismen als potenzieller Anreiz für Investitionen.

Die Verwendung eines Interviewleitfadens erhöht die Vergleichbarkeit zwischen Interviews.

ID #	Interessensgruppe	Position	Dauer Interview
KAPA-EXP-1	Energiepolitik	Generalsekretär:in (Ö)	48:52:00
KAPA-EXP-2	Energiewirtschaft	EVU Mitarbeiter:in Strategieentwicklung (Ö)	35:14:00
KAPA-EXP-3	Forschung	Researcher:in (Ö)	46:25:00
KAPA-EXP-4	Forschung	Wiss. Leitung Inst. f. Energiewirtschaft (Ö)	34:22:00
KAPA-EXP-5	Energiewirtschaft	Leitung von Investor Relations (DE)	33:23:00
KAPA-EXP-6	Energiepolitik	Redner:in Energiewende (EU)	47:17:00
KAPA-EXP-7	Energiepolitik	Leitung Interessensvertretung (EU)	28:00:00
KAPA-EXP-8	Energiewirtschaft	EVU Leitung Strategieentwicklung (Ö)	32:13:00
KAPA-EXP-9	Energiewirtschaft	Bereichsleitung (EU)	33:40:00
KAPA-EXP-10	Energiepolitik	Unterabteilungsleitung (DE)	21:09:00
KAPA-EXP-11	Energiepolitik	Expert:in für Energy Market Design (Ö)	59:28:00
KAPA-EXP-12	Energiewirtschaft	EVU Expert:in Marktanalyse (DE)	30:24:00

Tabelle 1: Übersicht Expert:innen

## 2.3 Ergebnisse

### 2.3.1 Expert:inneneinschätzungen zur Notwendigkeit von Investitionen sowie zu den regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen

#### *Notwendigkeit von Investitionen*

Die Auswertung der Interviews zeigt, dass Versorgungssicherheit, Volatilität von Erneuerbaren, nationale Unabhängigkeit und Kosten eines Ausfalls als Einflussfaktoren betrachtet werden, die die Notwendigkeit von Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten unterstreichen. Die Auswahl der Zitate erfolgte mit dem Ziel, die wesentlichen Kernaussagen der Befragten hervorzuheben und ein Stimmungsbild zu vermitteln<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Alle Interviewzitate wurden sprachlich geglättet.

Alle drei Stakeholdergruppen betonten, dass die Entwicklung zu einem dekarbonisierten Stromsystem einen erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit hat. So ist der Begriff Versorgungssicherheit in Summe 78-mal gefallen<sup>7</sup> und wurde hauptsächlich im Kontext der Volatilität erneuerbarer Energien verwendet. Volatilität beschreibt in diesem Kontext die Schwankungen und Unregelmäßigkeiten in der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Wind- und Photovoltaikanlagen. Da die Stromproduktion aus Wind und Sonne stark von Wetterbedingungen wie Sonnenstunden, Windstärke und -verfügbarkeit abhängt, ist die Energieerzeugung nicht konstant und daher schwer planbar (Porada et al., 2023).

Dies führt dazu, dass Erneuerbare Energien Unsicherheiten mit sich bringen, wenn es darum geht, die zukünftige Versorgungssicherheit an jedem Tag zu jeder Stunde (und an jedem Ort) zu gewährleisten. Ein:e Expert:in aus dem Bereich Forschung fasst dies wie folgt zusammen: *“Die sogenannte Residuallast, also der verbleibende Verbrauch, wird immer stärkeren Schwankungen unterliegen. Verschiedene Prognoseberechnungen für den Zeitraum 2030–2050 zeigen bereits, dass sie zunehmen wird, weil der volatile Anteil der Erzeugung – Wind und Photovoltaik – immer größer wird während thermische Kraftwerke vom Netz gehen werden und zeitgleich der Verbrauch steigt”* (KAPA-EXP-3-Forschung).

Geografisch vernetzte Energiesysteme und grenzüberschreitende Stromverbindungen, durch die Strom aus Regionen mit überschüssiger Energieproduktion in Gebiete mit höherem Bedarf übertragen werden kann, wurden immer wieder thematisiert (z.B. KAPA-EXP-3-Forschung). Solche Verbindungen würden Flexibilität und Effizienz im System erhöhen (KAPA-EXP-9-Energiewirtschaft). In diesem Zusammenhang wiesen einige Interviewpersonen auf potenzielle Risiken hin: *“Ich glaube, dass man selber in der Lage sein sollte, sich [Österreich] zu versorgen und sich nicht in mögliche Lieferengpässe oder allzu starke Abhängigkeiten begeben möchte”* (KAPA-EXP-5-Wirtschaft). Ein:e Expert:in sieht grüne Gase als Option, um möglichen Versorgungsengpässen zu begegnen:

*Wir haben immer noch während vieler Hundert Stunden in Österreich de facto null Elektrizität aus Sonne und Wind. Das bedeutet, dass es Zeiten gibt, in denen passende Wetterverhältnisse einfach nicht zu einer Stromproduktion aus Sonne und Wind führen werden. In diesen Zeiten brauchen wir einen Plan B. Dieser Plan B besteht darin, den Strom aus grünen Gasen zu erzeugen* (KAPA-EXP-4-Forschung).

Über alle Stakeholdergruppen hinweg zeigte sich, dass ein Bedarf zur Schaffung von klimafreundlichen thermischen Kapazitäten gesehen wird, um eine mögliche Unterdeckung zu verhindern. Investitionen in solche Kapazitäten könnten vor hohen Kosten eines potenziellen Ausfalls schützen, wie ein:e Interviewee<sup>8</sup> erläutert: *“Die volkswirtschaftlichen*

---

<sup>7</sup> bezieht sich auf die Summe der Nennungen ausschließlich von den Interviewpartner:innen.

<sup>8</sup>Für die bessere Lesbarkeit wird der englische Begriff „interviewee“ für Interviewpartner und Interviewpartnerinnen verwendet

*Kosten eines auch nur kurzem Ausfalls von wenigen Stunden sind höher als die Kosten, die anfallen würden, um diesen Ausfall zu verhindern” (KAPA-EXP-12-Wirtschaft).*

Um hohe Ausfallkosten zu vermeiden, betonen die Interviewees, werden klimafreundliche thermische Kraftwerke unerlässlich sein, um Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen. Ein:e Interviewee erläutert z.B.: *“Gasturbinen haben den Vorteil, dass sie schnell gestartet werden können: In fünf Minuten haben Sie Energie und in einer halben Stunde haben Sie die volle Leistung” (Kapa-EXP-6-Politik).* Batteriespeicher werden für den kurzfristige Ausgleich als wichtig betrachtet. Ein:e Stakeholder:in aus der Gruppe Wirtschaft erläutert: *„Batterien können temporär aushelfen, oder mal über Tage, aber ein saisonaler Ausgleich ist darüber hinaus nicht machbar“ (KAPA-EXP-9-Wirtschaft).* Ein:e andere:r Interviewee betont die Limitationen von Speicherkraftwerken, was die technischen Vorteile von klimafreundlichen thermischen Kraftwerken hervorhebt: *„Bei Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss ist dies [beliebige Einschaltung] natürlich nicht möglich, da die begrenzten Speicherinhalte nach zweieinhalb bis dreieinhalb tausend Volllaststunden, in denen sie mit maximaler Engpassleistung produzieren, erschöpft sind. Danach stehen sie nicht mehr zur Verfügung“ (KAPA-EXP-3, Forschung).*

Die folgenden zwei Zitate aus den Gruppen Forschung und Politik fassen die obigen Ausführungen zusammen:

*Rein wirtschaftlich betrachtet sind thermische Kraftwerke die zweit- oder drittbilligsten Möglichkeiten, aktuell Strom zur Verfügung zu stellen, da sie als regelbare Stromerzeuger jederzeit eingeschaltet werden können. Außerdem können sie unbegrenzt errichtet werden, anders bei anderen Technologien, die ressourcenseitig knapper sind, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke (KAPA-EXP-4-Forschung).*

*In Österreich wird derzeit nicht ausreichend in thermische Kraftwerke investiert, was auch die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen unterstreicht. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Redispatch und das Management von Dunkelflauten werden auch in Zukunft regelbare Kraftwerke benötigt, vermutlich auf Basis erneuerbarer Gase wie grünem Wasserstoff. Das Problem von Unterinvestitionen besteht nicht nur in Österreich, sondern ist europaweit ähnlich, da sich Investitionen in solche Anlagen wirtschaftlich nicht mehr verantworten lassen (KAPA-EXP-11-Politik).*

Im folgenden Kapitel werden die allgemeinen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in steuerbare und klimafreundliche thermische Kraftwerke erläutert, die in den Interviews thematisiert worden sind.

### ***Allgemeine Rahmenbedingungen: Unsicherheiten bezüglich Wasserstoffs***

Die allgemeinen Rahmenbedingungen fokussieren primär die Rolle von Wasserstoff in der Form eines „grünen“ Gases und ferner die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen, die hins.

der Errichtung neuer klimafreundlicher thermischer Kraftwerke berücksichtigt werden sollten.

Aus dem vorherigen Abschnitt ging hervor, dass steuerbare klimafreundliche thermische Kraftwerke eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen. Langfristig (2030+) sollten diese laut Expert:innen mit Wasserstoff betrieben werden. Ein Interviewee aus der Stakeholdergruppe Energiepolitik erläutert dies wie folgt: *„Wenn im Sinne der Energiewende neu gebaut wird, müssen diese Kraftwerke H2-ready sein“* (Kapa-EXP-6-Politik). Durch die Umstellung auf Wasserstoff ergeben sich neue Anforderungen, welche die Unsicherheit von Investitionen weiter verstärken. Drei Faktoren stechen hervor: (1) technische Herausforderungen, (2) fehlende Infrastruktur (z.B. Speicherung, Transport) und (3) Wasserstoffverfügbarkeit und -preis.

Der erste Faktor betrifft den Entwicklungsstand von Turbinen von Wasserstoffkraftwerken und die Frage, ab wann diese Technologie tatsächlich einsatzbereit sein wird. Ein:e Expert:in erklärt: *„Es gibt derzeit keine Hersteller:innen, die wirklich garantieren können, dass die Turbinen, die für die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff vorgesehen sind, dazu in der Lage sind“* (KAPA-EXP-12-Wirtschaft). Die Beschaffenheit von Wasserstoff kann sich zudem negativ auf die Lebensdauer der Turbinen auswirken, wodurch frühere Reinvestitionen notwendig werden. Darüber hinaus wies ein:e Interviewee darauf hin, dass ein aktuelles Projekt Unzuverlässigkeit in der Nutzung von Wasserstoffturbinen zeigte: *„Es gibt Projekte, wo der H2 Elektrolyseur sehr ‚bockig‘ agiert und sehr viel Wartung braucht, dadurch wird er oft abgeschaltet“* (KAPA-EXP-8-Wirtschaft). Auch auf Seiten der Forschung wird beobachtet, dass technologische Fortschritte erforderlich sind: *„Was die Beimischung von Wasserstoff betrifft, befinden wir uns noch im Versuchsstadium“* (KAPA-EXP-3-Forschung,).

Besonders den wirtschaftlichen Stakeholder:innen ist eine Konkretisierung der Bedeutung von Wasserstoff wichtig: *„heißt H2-ready mit einem klaren Plan auf Wasserstoff umzustellen oder heißt das, ‚meine Turbine könnte theoretisch...?‘“* (KAPA-EXP-5-Wirtschaft). Ein:e Expert:in bringt das folgendermaßen auf den Punkt:

*Ein klarer Rahmen ist wichtig – einer, der regelt, wie der Abnahmemarkt für Wasserstoff subventioniert und finanziert wird. Finanzielle Sicherheit, Planbarkeit und Klarheit sind entscheidend. Falls es ein festes Datum gibt, sollte klar sein, wie der Wasserstoff-Rahmen aussieht, wie die Finanzierung gestaltet wird und wie die Versorgung gesichert ist* (KAPA-EXP-5-Wirtschaft).

Ein:e Akteur:in aus der Energiepolitik ergänzt hierzu: *„Was genau ‚H2-ready‘ ist, hat überhaupt noch niemand klar definiert“* (Kapa-EXP-6-Politik). Neben den technischen Anforderungen an Wasserstoffkraftwerke erfordert eine Umstellung auch erhebliche Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur. Dies wurde überwiegend von den Stakeholder:innengruppen Politik und Forschung betont. Diese Investitionen haben nicht nur Implikationen für die Beschaffung von Wasserstoff, sondern auch für den Ausbau des dafür

notwendigen Netzes in Österreich. Insgesamt lässt sich aus den Aussagen der Interviewees eine Verkettung von Unsicherheiten ableiten: Ein:e Expert:in verweist auf die zukünftig notwendigen Wasserstoffmengen: „*ohne ausreichende Wasserstoffmengen, die im Moment ja auch noch nicht vorhanden sind, ist das Ganze ein ‚Henne-Ei‘ Problem*“ (KAPA-EXP-7-Politik). Ein:e andere:r Expert:in weist auf potenzielle Versorgungsengpässe hin, die wiederum auf die fehlenden Mengen zurückzuführen sind: „*Wasserstoff aufzukaufen ist schwierig, da die Länder derzeit gar nicht liefern*“ (KAPA-EXP-6-Politik). Neben Verfügbarkeits- und Lieferungsfragen fehlt in Österreich auch die notwendige Wasserstoffinfrastruktur: „*Die Risiken liegen aus meiner Sicht in der fehlenden Wasserstoffinfrastruktur und den verhältnismäßig hohen Wasserstoffpreisen*“ (KAPA-EXP-3-Forschung). Alle Interviewees verweisen auf Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Wasserstoffpreise, die sich heute nur vage schätzen lassen (KAPA-EXP-4-Forschung). Aus dieser Verkettung von Unsicherheiten, wie die Stakeholder:innen kommentiert haben, sind Investitionen kaum planbar – zumal mögliche technologische Innovationen die Unsicherheiten weiter verstärken: „*Wie hoch ist etwa die Wahrscheinlichkeit, dass technologisch das, was ich heute als Marktfunktion baue, durch andere Funktionen wertlos, gegenstandslos, überholt wird*“ (KAPA-EXP-9-Wirtschaft). Ein:e politische:r Stakeholder:in stellt in Aussicht, dass „*[...] neue Technologien kommen könnten, die wir heute noch nicht kennen und die diese Themen aus verschiedenen Gründen auf andere Weise lösen könnten*“ (KAPA-EXP-11-Politik). Eine dieser Technologien ist Carbon Capture and Storage (CCS). CCS zielt darauf ab, CO<sub>2</sub>-Emissionen aus industriellen Prozessen und Kraftwerken einzufangen und sicher zu speichern, anstatt sie in die Atmosphäre freizusetzen:

*Ich würde sagen, dass der Hype um Wasserstoff etwas abgeflaut ist. Stattdessen wird nun CCS, also Carbon Capture and Storage, wieder verstärkt als Option in Betracht gezogen. In den letzten Jahren wurde Wasserstoff oft als Heilsbringer gesehen, aber das Hauptproblem bleibt: Es gibt noch keinen Markt, die Preise sind derzeit astronomisch, und das stellt ein erhebliches Investitionshindernis dar* (KAPA-EXP-5-Wirtschaft).

In diesem Abschnitt sollen auch die Bedenken bezüglich gesellschaftlicher Interessen angesprochen werden. Neben den technologischen und infrastrukturellen Herausforderungen müssen auch die gesellschaftlichen Interessen bei der Planung von steuerbaren klimafreundlichen thermischen Kraftwerken berücksichtigt werden. Die Bürger und Bürgerinnen sollten als Stakeholder:in mit eigenen Interessen und Bedürfnissen einbezogen werden. Ein:e Interviewee aus dem Bereich Forschung unterstreicht z.B. die Notwendigkeit, den gesellschaftlichen Konsens für den Bau von klimafreundliche thermische Kraftwerke zu ermitteln (KAPA-EXP-4-Forschung). Ein:e weitere:r Interviewee verweist auf die Bedeutung der öffentlichen Akzeptanz bezüglich der Errichtung für Kraftwerksneubauten. Ob und wie diese Bedenken sich bei Neubauten zeigen, lässt sich aus der Aussage nicht schlussfolgern:

*Die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung an Standorten, an denen ein Kraftwerksneubau geplant ist, ist oft begrenzt. Häufig äußern sich sowohl*

*Anwohner:innen als auch Lokalpolitiker:innen kritisch und lehnen ein neues fossiles Kraftwerk ab – selbst, wenn es mit grünen Gasen betrieben wird und nur der Versorgungssicherheit dient (KAPA-EXP-12-Wirtschaft).*

Vor dem Hintergrund der allgemeinen Rahmenbedingungen wird nun auf die regulatorischen Rahmenbedingungen eingegangen, die die Investitionsbereitschaft maßgeblich beeinflussen.

### ***Regulatorische Rahmenbedingungen: Befürchtung politischer Eingriffe***

Klare Regulatorische Rahmenbedingungen spielen eine entscheidende Rolle, um Unsicherheit bei langfristigen Planungen von Investitionen zu reduzieren. Ein:e Interviewee erläutert dies wie folgt: *„Der Einfluss regulatorischer Rahmenbedingungen ist größer denn je, weil Investitionen im Moment zurückgehalten werden aufgrund der hohen Unsicherheit hinsichtlich der Bedingungen, die beispielsweise auch in Deutschland zukünftig vorherrschen“* (KAPA-EXP-7-Politik).

Stakeholder:innen aus dem Bereich der Wirtschaft fordern verlässliche und transparente Regulierungen, die es ermöglichen, dass sich Investitionen amortisieren lassen. Politische Unsicherheiten, insbesondere die Gefahr politischer Interventionen und Marktveränderungen, hindern Investor:innen daran, langfristige Projekte in Angriff zu nehmen (KAPA-EXP-9-Wirtschaft). Als Beispiel für befürchtete Markteingriffe wurde mehrfach die Verhinderung von Preisspitzen genannt (z.B. KAPA-EXP-5-Wirtschaft). Wirtschaftliche Stakeholder:innen sehen diese Preisspitzen aber als einen wichtigen Faktor für die Refinanzierung von klimafreundlichen thermischen Kraftwerken an (KAPA-EXP-12-Wirtschaft). Ein:e Interviewpartner:in erläutert diesen Zusammenhang wie folgt:

*Investor:innen könnten sich danach richten, und jedes kurzfristige Preissignal würde in der Summe auch einen effizienten Investitionsanreiz für die langfristige Planung liefern. Doch das geschieht nicht. Warum nicht? Weil die notwendigen Preisspitzen, die zur Festsetzung lokaler Investitionspreise erforderlich wären, von der Politik nicht geduldet werden (KAPA-EXP-11-Politik).*

Vor diesem Hintergrund und angesichts der hohen Kosten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von klimafreundlichen thermischen Kraftwerken verbunden sind, können Fördermaßnahmen ein entscheidender Anreiz für Unternehmen sein. So würde es für viele energiewirtschaftliche Akteur:innen kaum möglich sein, die Risiken einer Investition zu tragen (KAPA-EXP-2-Wirtschaft). Förderungen spielen daher eine wichtige Rolle, um Investitionen anzureizen und damit die Versorgungssicherheit und Flexibilität im Energiemarkt zu unterstützen.

Politische Stakeholder:innen sehen die Herausforderung für Förderungen in der Bedarfsfeststellung. Der Bedarf kann national festgestellt werden und wird ferner durch das European Resource Adequacy Assessment bestimmt: *„Im Rahmen der European Resources Assessment Prozesse wird regelmäßig modelltechnisch auf Basis europäischer,*

*regulatorisch vorgegebener Standards evaluiert, wie hoch der Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkseinheiten sein wird“ (KAPA-EXP-11-Politik). Auf europäischer Ebene sollte zudem die mögliche Ausgestaltung des Wasserstoffmarktes klar geregelt werden (KAPA-EXP-7-Politik).*

Auch wenn regulatorische Rahmenbedingungen wichtige Grundlagen für Marktgestaltung und Investitionssicherheit schaffen können, bleiben sie in vielerlei Hinsicht unsicher. Anschließend an die regulatorischen Rahmenbedingungen folgt nun eine Betrachtung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die bestimmen, unter welchen Voraussetzungen Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke langfristig vertretbar bzw. rentabel sein können.

### ***Wirtschaftliche Rahmenbedingungen: Planungssicherheit und Finanzierbarkeit***

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen sind komplex und werden von verschiedenen Faktoren wie Planbarkeit und Finanzierbarkeit beeinflusst. Um Anreize für Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerkskapazitäten zu fördern, sind stabile Rahmenbedingungen erforderlich, damit sie als flexibles Element in der Energieversorgung der Zukunft dienen können.

Die Stakeholdergruppe Wirtschaft weist auf die fehlende Zahlungsbereitschaft von Konsument:innen und Investor:innen für Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit hin. Preisspitzen würden von der Politik nicht toleriert werden (KAPA-EXP-1-Politik), was die Investitionsbereitschaft weiter verringern würde. Ein:e Interviewee erklärt zur Zahlungsbereitschaft:

*Es gibt zwei Lager: Das eine argumentiert, dass der Markt für ausreichend Versorgungssicherheit sorgt und keine Kapazitätsmechanismen erforderlich sind, da diese Markteingriffe darstellen, die die Kosten erhöhen würden. Das andere Lager ist der Meinung, dass die Zahlungsbereitschaft der Einzelnen nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen [...] Ich denke, wenn man dem Markt freien Lauf ließe, würde das zu einem niedrigeren Niveau der Versorgungssicherheit führen (KAPA-EXP-12-Wirtschaft).*

Eine Voraussetzung für Investitionen ist die Sicherstellung langfristiger Einnahmeströme. Investor:innen erwarten Planbarkeit, insbesondere was die finanzielle Absicherung für bereitgestellte Kapazitäten betrifft. Dies könnte durch festgelegte Vergütungen pro Kilowatt oder Megawatt gesicherte Leistung erreicht werden, die eine verlässliche Einnahmequelle garantieren. Ein:e Expert:in spricht von dezidierten Leistungszahlungen: „*Es muss im Markt eine Lösung geschaffen werden, die eine explizite Vergütung für Leistung vorsieht, sodass ich zumindest einen festen Sockel oder Mindestpreis habe, auf den ich mich verlassen kann“ (KAPA-EXP-1-Politik).*

Ein weiterer Faktor, der Investitionssicherheit erhöhen könnte, ist eine klare Planung mit ausreichend Vorlaufzeit. Besonders bei großen Investitionen, wie sie für klimafreundliche

thermische Kraftwerke erforderlich sind, wird ein Vorlauf von mehreren Jahren benötigt, um die Finanzierung und technische Umsetzung sicherzustellen (KAPA-EXP-1-Politik). Ein Planungshorizont von mindestens zehn bis 15 Jahren wurde mehrfach genannt, um Investitionen sicher planen zu können.

Ein:e Interviewee auf dem Bereich Politik gibt zu bedenken, dass Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke aus heutiger Sicht nicht mehr rentabel seien: *“Europaweit sieht man, dass die Investitionen in solche Kraftwerke sich nicht mehr ökonomisch darstellen lassen”* (KAPA-EXP-11-Politik). Es wird befürchtet, dass klimafreundliche thermische Kraftwerke nicht wirtschaftlich amortisierend betrieben werden können. Einer der Hauptgründe dafür sei die schwankende bzw. schwer vorhersagbare Auslastung; ein:e Interviewee aus dem Bereich Forschung erläutert: *„wenn ein Gaskraftwerk wenige 100 Stunden läuft, dann ist es einfach vollkommen unwirtschaftlich und kostet mehr Geld, als es dem/der Besitzer:in bringt“* (KAPA-EXP-4-Forschung). Dieses Risiko verschärft sich durch die zunehmende Integration von Erneuerbaren, die im Betrieb kostengünstiger sind und klimafreundliche thermische Kraftwerke verdrängen werden (KAPA-EXP-3-Forschung). Mit dem Ausbau von Wind- und Solarenergie ist zu erwarten, dass die Einsatzzeiten für klimafreundliche thermische Kraftwerke signifikant sinken werden, was ihre Wirtschaftlichkeit in Frage stellt (KAPA-EXP-2-Wirtschaft). Die Interviews haben gezeigt, dass diese Unsicherheiten nicht nur von den wirtschaftlichen Stakeholder:innen wahrgenommen werden, sondern auch die Gruppen Forschung und Politik systematische Unterinvestition befürchten.

Weiters wurden hohe Brennstoffkosten als Risikofaktor genannt. Zwar wird (grüner) Wasserstoff als klimaverträglicher Brennstoff betrachtet, jedoch sind die hohen Kosten für grünen Wasserstoff ein wirtschaftliches Hemmnis. Ein:e Expert:in erläutert dies wie folgt: *„Der Brennstoff Wasserstoff wird auf absehbare Zeit so teuer sein, dass er nur dann verwendet wird, wenn wirklich keine Alternativen mehr zur Verfügung stehen“* (KAPA-EXP-12-Wirtschaft). Die Verfügbarkeit und Kosten von Wasserstoff sind zudem schwer zuverlässig vorherzusagen. Diese Unsicherheit wirkt sich unmittelbar auf Annahmen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von umgerüsteten bzw. neuen klimafreundlichen thermischen Kraftwerken aus.

Klimafreundliche thermische Kraftwerke bieten durch ihre hohe Flexibilität zur sicheren Bereitstellung von Energie aber auch Chancen. Ihre Flexibilität ist laut Expert:innen hervorzuheben, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten: *„Für die Versorgungssicherheit ist es erforderlich, über eine Ressource mit ausreichender Kapazität zu verfügen, die Strom genau dann produzieren kann, wenn dieser benötigt wird“* (KAPA-EXP-4-Forschung). Ferner könnten „regelbare Kraftwerke“ insg. zur Stromsystemoptimierung und zum gezielten Netzausbau beitragen (z.B. KAPA-EXP-11-Politik).

Darüber hinaus könnten klimafreundliche thermische Kraftwerke durch einen Doppelnutzen für die Strom- und Wärmeversorgung (über die sog. Kraft-Wärme-Auskopplung [KWK])

wirtschaftlich attraktiv sein. So wurde z.B. die Anwendungsoption für die Fernwärme mehrfach diskutiert (z.B. KAPA-EXP-12-Wirtschaft). Folgende Erläuterung illustriert diese Anwendungsoption:

*[...] man könnte zusätzlich [zu einem H<sub>2</sub>-ready Kraftwerk] einen Wärmespeicher einbauen und die Anlage größer dimensionieren. So könnte während des Betriebs der KWK-Anlage Wärme produziert und in den Speicher gespeichert werden, um die Fernwärmeversorgung in Zeiten ohne Betrieb sicherzustellen. Allerdings müssen die Kosten für den Wärmespeicher und der Platzbedarf berücksichtigt werden. Der Speicher müsste idealerweise in der Nähe der Stadt stehen, um Wärmeverluste zu vermeiden. Ein solches System ist kostspielig und technisch anspruchsvoll. Dennoch könnte es eine notwendige Ergänzung sein, wenn man sich für KWK entscheidet, um die Flexibilität der Anlage und den relativ konstanten Wärmebedarf, vor allem im Winter, zu decken (KAPA-EXP-2-Wirtschaft).*

Eine weitere Chance wird in der Teilnahme am Regelenergiemarkt gesehen (KAPA-EXP-3-Forschung).

In Folge der geschilderten regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden Kapazitätsmechanismen vorgeschlagen, um Investitionen durch Planungs- und Absatzsicherheit anzureizen.

### **2.3.2 Expert:inneneinschätzungen zu Kapazitätsmechanismen: Notwendigkeit und Ausgestaltung**

#### ***Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen***

Kapazitätsmechanismen sollen die zukünftige Versorgungssicherheit sicherstellen und Anreize für Investitionen in steuerbare klimafreundliche thermische Kraftwerkkapazitäten schaffen. Dabei sind Fragen nach der Notwendigkeit und Ausgestaltung von zentraler Bedeutung, da die Stabilität des Strommarktes sowie die Unterstützung neuer Technologien wie Wasserstoff in einem solchen System bedacht werden müssen. Ein:e Expert:in stellt die Frage: „*Wie können wir erreichen, dass gerade so viel investiert wird, um eine ökonomisch effiziente Versorgungssicherheit zu gewährleisten und zugleich ein Erodieren der Versorgungssicherheit zu verhindern?*“ (KAPA-EXP-4-Forschung). Ein:e Akteur:in aus der Energiepolitik betont, dass der Energy-Only-Markt Investitionen nicht effektiv anreizen kann:

*Früher haben wir gesagt, dass hohe Preise Signale setzen, um Investitionen zu fördern. Wenn diese Annahme jedoch nicht mehr gilt, weil die Politik eingreift und Gewinne schmälert, dann werden Investitionen unattraktiv. Weil dennoch Kraftwerke benötigt werden, könnte ein Kapazitätsmarkt eine Lösung sein (KAPA-EXP-1-Politik).*

Die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus wird auch von anderen energiepolitischen Expert:innen betont:

*Es wird einige Stunden geben, in denen sowohl Speicher als auch Erneuerbare nicht zur Verfügung stehen. Jetzt im Übergang brauchen wir mehr [Gaskraftwerks-]Stunden und perspektivisch dann immer weniger Stunden. Daher gewinnt das Thema Kapazitätsmarkt an Bedeutung, da klimafreundliche thermische Kraftwerke künftig seltener in Betrieb sein werden. Gleichzeitig bleibt die Versorgungssicherheit und die Absicherung erneuerbarer Energien der entscheidende Faktor (KAPA-EXP-10-Politik).*

*Solange keine Bedingungen festgelegt werden, welche zusätzlichen konventionellen Kapazitäten für die Versorgungssicherheit bereitgestellt werden müssen, passiert in Bezug auf Investitionen nichts. Das gilt nicht nur für Deutschland, sondern auch für Österreich. Besonders im Bereich der Kapazitätsmärkte wird es erst dann zu größeren Investitionen kommen, wenn ernsthaft darüber gesprochen wird (KAPA-EXP-7-Politik).*

### ***Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen***

Die Einschätzungen von Expert:innen zu Kapazitätsmechanismen zeigen, dass es nach wie vor Unsicherheiten hinsichtlich der konkreten Ausgestaltungsparameter eines geeigneten Systems gibt.

Obwohl Kapazitätsmechanismen in vielen europäischen Ländern als notwendig betrachtet werden, stellt ihre Ausgestaltung eine große Herausforderung dar. Großbritannien führte als erstes europäisches Land im Jahr 2014 einen umfassenden Kapazitätsmarkt ein. Dieser impliziert, dass in einem Ausschreibungssegment die gesamte, benötigte gesicherte Leistung beschaffen wird. Im Jahr 2021 entschied sich Belgien ebenfalls für einen Kapazitätsmarkt, hier wird allerdings nicht die gesamte, benötigte gesicherte Leistung ausgeschrieben. Der Unterschied zwischen diesen Ansätzen liegt in der Menge der Kapazität, die im Rahmen der Ausschreibung gesichert wird: Während Großbritannien sicherstellt, dass der gesamte Bedarf an benötigter gesicherter Leistung durch die Ausschreibung gedeckt wird, wird in Belgien nur ein Teil dieser benötigten Leistung ausgeschrieben. Dies lässt Raum für andere Mechanismen oder Marktteilnehmer, um den verbleibenden Bedarf abzudecken.

Neben der Frage, ob die gesamte benötigte gesicherte Leistung in einem zentralen Ausschreibungsprozess beschafft wird, gibt es weitere länderspezifische Unterschiede. In Belgien gibt es etwa Preisobergrenzen und einen Abschöpfungsmechanismus in Form von „Reliability Options“, die zur Steuerung des Kapazitätsmarkts implementiert werden. Frankreich setzte ursprünglich auf eine dezentrale Leistungsverpflichtung, bei der im Strommarkt Zertifikate gehandelt werden. Bislang setzten Deutschland, Schweden und Finnland auf die strategische Reserve (Höfer et al., 2022). In Deutschland wird aktuell ein hybrider Ansatz aus dezentralen und zentralen Elementen diskutiert. Das Geschehen in

Deutschland wurde aktiv von einigen Interviewees wahrgenommen und eine Entscheidung könnte Einfluss auf die österreichische Ausgestaltung haben. Ein:e Interviewee sagt, dass die Herausforderungen für eine erfolgreiche Umsetzung sowohl in der strukturellen Vielfalt der Märkte als auch in der Anpassung an europäische Richtlinien wie die Strombinnenmarktverordnung liegen (KAPA-EXP-4-Forschung). Ein zentrales Element dieser Verordnung ist die grenzüberschreitende Beteiligung, die gewährleistet, dass die Strommärkte miteinander verbunden bleiben und auch über nationale Grenzen hinweg Versorgungssicherheit gewährleisten, wie ein:e weitere:r Expert:in ergänzt (KAPA-EXP-3-Forschung).

Die Ausgestaltung sollte berücksichtigen, dass bestimmte Technologien nicht doppelt gefördert werden und bestimmte Preisobergrenzen für Leistungen eingehalten werden (KAPA-EXP-11-Politik). Hinsichtlich der Erzeugungstechnologien weisen alle Stakeholder:innen unter dem Stichwort Technologieoffenheit darauf hin, dass möglichst verschiedene Erzeugungstechnologien im Rahmen von Kapazitätsausschreibungen berücksichtigt werden sollen (z.B. KAPA-EXP-11-Politik).

Ein Hauptziel des Kapazitätsmechanismus sei es, die Versorgungssicherheit wirtschaftlich effizient zu gestalten. Eine zentrale versus dezentrale Ausgestaltung bietet unterschiedliche Vorzüge und Nachteile. Eine zentrale Ausschreibung für neue Kraftwerkskapazitäten könnte eine garantierte Vergütung für eine bestimmte Zeitperiode, zum Beispiel für 10-15 Jahre, beinhalten (KAPA-EXP-12-Wirtschaft). Diese Art der Finanzierung schafft stabile Einnahmequellen für die Kraftwerksbetreiber:innen und erleichtert somit die Refinanzierung von „Heavy Invests“ (KAPA-EXP-10-Politik). Darüber hinaus würde Planbarkeit ermöglicht werden. Eine reine zentrale Ausschreibung kann jedoch folgende Probleme beinhalten:

*Man muss versuchen, in einem Ausschreibungsprodukt die Wirklichkeit abzubilden. Und das fällt einem ganz schwer am Schreibtisch. Also macht man standardisierte Produkte und versucht die Wirklichkeit in ein paar kleine Produkte zu pressen und dabei verringert man den Lösungsraum. Viele, viele Player kommen nicht an Bord. Für viele werden die Qualifikationsvoraussetzungen zu schwierig. Viele passen nicht ins Förmchen. [...] Und man hat ein sehr hohes Fehler-Prognoserisiko und neigt damit sehr stark zur Überdimensionierung (KAPA-EXP-10-Politik).*

Eine Kombination mit dezentralen Elementen könne diesem Problem entgegensteuern. Ein:e Expert:in erläutert: „Wenn man ein dezentrales Element mit rein bringt, dann nutzt man das dezentrale Wissen vor Ort der Bilanzkreisverantwortlichen, die genau wissen, wer kommt ins System und wie können sie die am besten erschließen (KAPA-EXP-10-Politik).

Des Weiteren können Kosten durch einen dezentralen Mechanismus besser umgelegt werden:

*Die Kosten der zentralen Ausschreibung und des zentralen Kapazitätsmarkts sind sehr hoch, da alles zentral ausgeschrieben wird. Bei einem kombinierten Mechanismus bestehend aus zentralen und dezentralen Elementen müssen diese Kosten jedoch nur dem zentralen Teil zugeordnet werden, während der dezentrale Teil davon unberührt bleibt. Das ist ein wichtiger Aspekt für die Wettbewerbsfähigkeit, die Industrie und auch für die Politik (KAPA-EXP-10-Politik).*

In den Interviews wurde darauf verwiesen, dass Deutschland gerade einen hybriden Ansatz aus zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten anstrebt. Die Meinungen dazu waren in den Interviews gespalten, da ein hybrider Ansatz die Vorzüge beider Systeme vereinen kann; die Umsetzung jedoch komplizierter sei (KAPA-EXP-3-Forschung; KAPA-EXP-7-Politik).

Insgesamt verdeutlichen die geschilderten Einschätzungen, dass die Ausgestaltung zentrale und dezentrale Elemente beinhalten kann. Ein:e Interviewee aus dem Bereich Politik erläuterte weitergehend, dass von einem Kapazitätsmarkt nicht ausschließlich wirtschaftliche Vorteile ausgehen können:

*Man muss auch beachten, was oft übersehen wird: Wenn ein Kapazitätsmarkt eingeführt wird und Förderungen gewährt werden, geht das heutzutage immer mit einer Kehrseite einher – nämlich der Gewinnabschöpfung. Nach den neuen Beihilferichtlinien gibt es für jede Form der Förderung einen Mechanismus zur Gewinnabschöpfung, auch beim Kapazitätsmarkt. Das bedeutet, wer Angst vor Gewinnabschöpfung hat, sollte keinen Kapazitätsmarkt einführen, denn dieser ist untrennbar mit Gewinnabschöpfung verbunden (KAPA-EXP-10-Politik).*

Auch wurde mehrfach erwähnt, dass Kapazitätsmärkte einen Eingriff in den Markt darstellen: „jede Art von Markteingriff – wie es bei Kapazitätsmechanismen der Fall ist, sei es durch Regulative oder Förderungen: gewisse Player und Technologien werden immer irgendwie benachteiligt werden und andere wiederum angeschoben werden“ (KAPA-EXP-8-Wirtschaft). Wie Kapazitätsmechanismen ausgestaltet werden, ist deshalb von hoher Bedeutung.

## **2.4 Zusammenfassung Untersuchung 1**

In Kapitel zwei wurden durch eine qualitative Untersuchung die Rahmenbedingungen für Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke in Österreich erkundet. Hierfür wurden 12 Expert:inneninterviews mit Stakeholder:innen aus Energiepolitik, Energiewirtschaft und Forschung geführt. Ziel war es, die aktuellen Chancen und Risiken solcher Investitionen und die Notwendigkeit sowie potenzielle Gestaltungsoptionen für Kapazitätsmechanismen zu erkunden.

Ein zentrales Thema in den Interviews ist die Versorgungssicherheit im Rahmen eines zunehmend dekarbonisierten Stromsystems, um mögliche Residuallücken, die durch die Volatilität erneuerbarer Energien entstehen können, abzufedern. Die Expert:innen betonen

die kritische Rolle klimafreundlicher thermischer Kraftwerke, die mit „grünen“ Gasen (primär Wasserstoff) betrieben werden sollen, um in Zukunft kurzfristige Schwankungen auszugleichen und Ausfall-Risiken zu minimieren. Zusätzliche Technologien wie Batteriespeicher wurden als zentrale Elemente für die Absicherung der Energieversorgung genannt.

Die Untersuchung zeigt zudem, dass die Rahmenbedingungen für Investitionen aktuell durch politische und wirtschaftliche Unsicherheiten geprägt sind. Insbesondere unklare Förderbedingungen und die Erwartung von politischen Eingriffen bei Preisspitzen wurden als Hindernisse für eine verlässliche langfristige Planung genannt. Die wirtschaftlichen Herausforderungen liegen vor allem in den hohen Brennstoffkosten und einem begrenzten Einsatzfenster für klimafreundliche thermische Kraftwerke, was deren Rentabilität stark beeinträchtigt. Zudem bringt der geplante Übergang zu Wasserstoff technische und infrastrukturelle Unsicherheiten mit sich, die Investitionsentscheidungen weiter erschweren.

Die Interviews verdeutlichen, dass Kapazitätsmechanismen als mögliche Lösung zur Sicherung der Versorgungssicherheit und zur Förderung von Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke gesehen werden. Allerdings stellt deren genaue Ausgestaltung eine zentrale Herausforderung dar. Zusammenfassend zeigt die qualitative Untersuchung, dass stabile, und technologieoffene Rahmenbedingungen notwendig sind, um einen Übergang zu einem sicheren und emissionsfreien Stromsystem in Österreich und Europa zu ermöglichen.

### **3. Untersuchung 2: Investitionsmodellrechnung**

#### **3.1 Ziel und Methode**

Untersuchung 2 verfolgt das Ziel, durch eine Investitionsmodellrechnung zu ermitteln, welche zukünftigen Ertragsniveaus für klimafreundliche thermische Kraftwerkkapazitäten notwendig sein werden, um Investitionen in diese Anlagen wirtschaftlich attraktiv zu gestalten. Dabei sollen verschiedene Kosten- und Ertragsszenarien bewertet werden, um eine Grundlage für Investitionsentscheidungen zu schaffen. Die Untersuchung berechnet die notwendigen Erlöse pro Megawattstunde (MWh), die erforderlich sind, um sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten eines neuen klimafreundlichen thermischen H<sub>2</sub>-ready Kraftwerks zu decken.

Im Rahmen der Investitionsmodellrechnung wird folgende Forschungsfrage beantwortet:

1. Wie hoch ist der notwendige Erlös pro MWh Stromerzeugung zur Deckung der Investitions- und Betriebskosten eines neuen klimafreundlichen thermischen Kraftwerks?

Die Beantwortung dieser Frage zeigt, welche Mindestpreise notwendig sind, damit Investitionen wirtschaftlich vertretbar getätigt werden können.

## 3.2 Untersuchungsgegenstand

Im Rahmen dieser Studie wird der Einsatz einer Gas- und Dampfturbine (GuD) mit einer Leistung von 400 MW installierter Kapazität als Referenzanlage unterstellt<sup>9</sup>. Der gewählte Typ und die Nennleistung von 400 MW sind repräsentativ für GuD-Kraftwerke, die sich durch ihre Flexibilität und schnelle Reaktionsfähigkeit zur kurzfristigen Stromerzeugung auszeichnen. Diese Kapazität entspricht der typischen Größenordnung bestehender GuD-Anlagen, die als flexible Kraftwerke zur Netzstabilisierung und Lastdeckung in Spitzenzeiten genutzt werden (International Energy Agency, 2019, S. 67).

## 3.3 Verfahrensbeschreibung und Annahmen

Um den jährlich benötigten Erlösbedarf zu berechnen, werden Iso-Erlöskurven erstellt. Diese Kurven veranschaulichen den Zusammenhang zwischen den Betriebsstunden eines Kraftwerks und den benötigten Erlösen pro Megawattstunde (MWh), um eine festgelegte Rendite zu erzielen. Iso-Erlöskurven bilden alle Kombinationen von Produktionsmengen und Preisen ab, die zu einem kostendeckenden Betrieb führen (vgl. Varian, 2010, S. 504). Ihr Vorteil besteht darin, dass sie den Zusammenhang zwischen dem benötigten Erlös pro MWh und der Anzahl der Betriebsstunden pro Zeiteinheit (z.B. pro Jahr) visualisieren. Diese Darstellung ermöglicht es, die Wirtschaftlichkeit stromproduzierender Kraftwerke zu analysieren.

### 3.3.1 Definition notwendiger Parameter

Um zu ermitteln, welcher Erlösbedarf zur Deckung der Investitions- und Betriebskosten sowie der Gewinnerwartung nach einer Investition in ein neues Gas- und Dampfkraftwerk notwendig ist, werden im Folgenden die relevanten Parameter betrachtet: a) Betriebsstunden, b) CAPEX, c) OPEX und d) Renditeerwartung. Diese Parameter stellen übliche kaufmännische Rechengrößen für Investitionsrechnungen dar.

- a) **Anzahl der Volllaststunden pro Jahr:** Die Volllaststunden geben die äquivalente Anzahl der Stunden im Jahr an, die ein Kraftwerk mit Nennleistung betrieben werden

---

<sup>9</sup>Alternativ könnte eine kleinere Gasturbine als kompaktes Spitzenlastkraftwerk (sog. „Peaker“) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden. Eine 40-MW-Gasturbine wäre beispielsweise denkbar. Der geringere Kapitalaufwand (CAPEX) einer solchen Anlage steht jedoch einem niedrigeren Wirkungsgrad (typischerweise um 35-40%) gegenüber, der wiederum höhere Brennstoffkosten pro erzeugter Stromeinheit verursacht. Zudem führt die geringe Anzahl an Betriebsstunden dazu, dass die Fixkosten auf eine geringere Strommenge verteilt werden, was die Betriebskosten (OPEX) pro Stromeinheit weiter erhöht. Im Gegensatz dazu zeichnet sich eine GuD-Anlage mit 400 MW durch einen höheren Wirkungsgrad (typischerweise über 55%) und eine flexible Einsetzbarkeit aus. GuD-Anlagen können sowohl im Grundlast- als auch im Spitzenlastbetrieb gefahren werden, was eine bessere Auslastung und eine Verteilung der Investitionskosten auf eine größere Strommenge ermöglicht (siehe 3.3.3).

müsste, um die gleiche Strommenge zu erzeugen wie im tatsächlichen Betrieb mit schwankender Leistung.

- b) **CAPEX (Capital Expenditure):** Die Investitionskosten (CAPEX) umfassen alle Aufwendungen für die Errichtung des Kraftwerks, von der Planung über den Bau bis zur Inbetriebnahme. Sie reflektieren die finanzielle Belastung für den Aufbau der Infrastruktur und bilden die Grundlage für die Amortisationsrechnung.
- c) **OPEX (Operational Expenditure):** Die Betriebskosten beinhalten alle Ausgaben für den laufenden Betrieb und die Instandhaltung des Kraftwerks.
- d) **Renditeerwartung der Investor:innen:** Die Renditeerwartung spiegelt das erforderliche Ertragsniveau wider, das Investor:innen anstreben, um eine angemessene Rendite für das eingesetzte Kapital zu erwirtschaften.

Vor dem Hintergrund dieser Parameter, werden folgende Annahmen getroffen. Die **Anzahl der Volllaststunden** des Kraftwerks wird als variable Größe betrachtet. Dabei wird angenommen, dass die Dampfturbine der Gasturbine optional zugeschaltet werden kann. Die Bandbreite der möglichen Betriebsstunden pro Jahr deckt somit sowohl den Betrieb der Gasturbine allein als auch den kombinierten Betrieb von Gas- und Dampfturbine ab:

- **Unterer Grenzwert: 100 Volllaststunden pro Jahr.** Die Verwendung der Stunden von Dunkelflauten als unterer Grenzwert ist sinnvoll, da in diesen Zeiten die erneuerbare Energieerzeugung stark abnimmt (Ohlendorf & Schill, 2020; Schwab, 2017). Der Wert von 100 Stunden beruht auf Auswertungen historischer Daten, in denen man Zeiträume mit simultan sehr geringer Wind- und PV-Einspeisung (z. B. unter 5 % der installierten Leistung) kumuliert betrachtet. Für Deutschland zeigen diese Daten z.B., dass etwa alle zwei Jahre zweiwöchige Dunkelflauten auftreten können, in denen erneuerbare Energien nur einen geringen Beitrag zur Energieerzeugung leisten. Der hohe Anteil an Wasserkraft am österreichischen Strommix (62,6 % im Jahr 2023) (E-Control, 2024, S. 10; BMK, 2024, S. 14) könnte die Auswirkungen von Dunkelflauten abmildern, jedoch nicht gänzlich kompensieren. Daher werden 100 Stunden als unterer Grenzwert angenommen.
- **Oberer Grenzwert: 4.000 Volllaststunden pro Jahr.** Diese Begrenzung für ein wasserstoffbetriebenes Gas- und Dampfkraftwerk mit 400 MW Nennleistung wird aufgrund der hohen Brennstoffkosten von Wasserstoff im Vergleich zu herkömmlichen Technologien gewählt (vgl. Kost et al., 2024, S. 2). Eine höhere Anzahl an Betriebsstunden wäre nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn die Marktbedingungen (z.B. hohe Strompreise) die hohen Betriebskosten ausgleichen und eine angemessene Rendite ermöglichen. Die maximale Anzahl an Betriebsstunden ist aufgrund technischer Unsicherheiten schwer abzuschätzen. Studien gehen von unterschiedlichen Bandbreiten aus. Kost et al. (2024) gehen von einer Betriebszeit von 3.000-6.300 Volllaststunden pro Jahr für eine Gas- und Dampfturbine im Jahr 2024 aus; in 2035 sinken die Volllaststunden auf die Bandbreite von 1.000-4.500; und in 2045 auf 500-2.500 Volllaststunden. Andere Studien, die im österreichischen Kontext durchgeführt wurden, gehen von einer geringeren Bandbreite aus. Beispielsweise gehen Ramsebner & Haas (2021) in

einem Szenario, welches auf dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) beruht, von durchschnittlichen GuD Volllaststunden von 623 pro Jahr (innerhalb des Bereichs von 367-998 Volllaststunden pro Jahr) aus. Um einen umfassenden Überblick über die entstehenden Kosten und die Kostendegression zu erhalten, wird in dieser Studie ein Wert von 4.000 Volllaststunden als Obergrenze angenommen. .

In dieser Studie werden die erforderlichen Erlöse für die Investitionskosten (CAPEX) zu zwei Zeitpunkten betrachtet:

1. **Jahr 2030:** Es wird ein zu 100 % erdgasbetriebenes, aber für den Betrieb mit Wasserstoff bereites („H2-ready“) Kraftwerk angenommen.
2. **Jahr 2040:** Es wird vorausgesetzt, dass das Kraftwerk ausschließlich mit 100 % grünem Wasserstoff („H2-only“) betrieben wird<sup>10</sup>.

Es wird davon ausgegangen, dass bis zum Referenzjahr der Investition 2029 (Jahr t0) eine Anfangsinvestition von 700 Millionen € (Barwert in t0) getätigt wird. Diese Anfangsinvestition ergibt sich aus der Annahme über die spezifischen Anlagenkosten von 1.750 € pro kW Kraftwerkskapazität. Dieser Betrag liegt in im mittleren Bereich von Kost et al. (2024, S.12) angenommenen Spanne von 1.100 bis 2.400 € pro kW für ein Gas- und Dampfkraftwerk und über dem Wert des World Energy Outlooks 2023 von 950 € pro kW (International Energy Agency, 2023, S. 301). Die dänische Energieagentur gibt 830,- € pro kW als Referenz an (original 0,83 Mio. € pro MW) (Danish Energy Agency, 2024, S. 73)<sup>11</sup>.

Zur Berechnung der Gesamtinvestitionskosten werden die angenommenen 1.750 € pro kW zunächst mit dem Faktor 1.000 multipliziert, um sie in € pro MW umzurechnen. Anschließend wird das Ergebnis mit der Kraftwerkskapazität von 400 MW multipliziert.

Das Kraftwerk geht im Jahr 2030 in Betrieb. Die übliche Nutzungsdauer für Gas- und Dampfkraftwerke liegt zwischen 30 und 35 Jahren. Mayer-Spohn et al. (2005, S. 2) gehen von 35 Jahren aus. Kost et al. (2024, S. 35) gehen von 30 Jahren aus. Da die Erstinvestition des „H2-ready“-Kraftwerks im Jahr 2034 auf „H2-only“ umgerüstet wird, wird in dieser Studie eine Gesamtnutzungsdauer der Erstinvestition von 35 Jahren angenommen. Durch die Umrüstung kann die Nutzungsdauer verlängert werden (Mayer-Spohn et al., 2005).

Für die Umrüstung auf einen vollständigen Wasserstoffbetrieb im Jahr 2034 wird beispielhaft eine Reinvestition in Höhe von 10 % der ursprünglichen Anfangsinvestition,

---

<sup>10</sup>Obwohl der Einsatz von Wasserstoff in einer Gasturbine bereits heute getestet wird (vgl. <https://positionen.wienenergie.at/projekte/waerme-kalte/gruenes-kraftwerk-donaustadt/>), sind diese Versuche derzeit rein experimentell. Daher ist eine genaue Terminierung des großflächigen Einsatzes von Wasserstoff, auch angesichts offener Verfügbarkeits- und Preisfragen bis 2030, ungewiss.

<sup>11</sup> Die genannten Werte beziehen sich auf unterschiedliche reale Geldwerteinheiten und dienen nur einer groben Einordnung der verschiedenen Quellen.

also 70 Millionen €, angenommen. Daten zur Umrüstung von erdgasbetriebenen Gas- und Dampfturbinen auf Wasserstoffbetrieb zeigen Reinvestitionskosten zwischen 10 und 15 %. Während im deutschen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) implizit 10 % Umrüstungskosten definiert sind (Bundesministerium der Justiz Deutschland, 2023, KWKG § 6 Abs. 1 Nr. 6), gehen Kost et al. (2024, S. 28) von 15% Umrüstkosten an. Die vorliegende Studie geht von dem niedrigeren Wert von 10 % Umrüstkosten in der Investitionsmodellrechnung aus, da angenommen wird, dass die notwendigen Vorbereitungen für den Betrieb mit grünem Wasserstoff bereits während der Errichtung getroffen wurden.

Weitere Annahmen müssen für die Berechnung der gewichteten Kapitalkostenrechnung (engl. „weighted average capital costs“, kurz „WACC“) und die Renditeerwartung der Investor:innen getroffen werden<sup>12</sup>. Auf Basis der getroffenen Annahmen wird für die weiteren Berechnungen von einem WACC (real, nach Steuern) von 5,64% ausgegangen.

Die Berechnung der erforderlichen Erlöse pro MWh in dieser Studie stützt sich auf die Methode der Stromgestehungskosten, die mittels der Annuitätenmethode ermittelt werden. Diese Methode, eine vereinfachte Variante der Kapitalwertmethode, ist geeignet, da zukünftige Preisentwicklungen, etwa die Kosten für Wasserstoff, nur punktuell und nicht für den gesamten Betrachtungszeitraum abschätzbar sind. Es wird angenommen, dass die jährlich produzierte Strommenge innerhalb der jeweils betrachteten Jahre konstant bleibt (Brown & Foley, 2015; Kost et al., 2024; Tegen et al., 2012).

Für die Berechnung der Kapitalkosten wird der Annuitätenfaktor ermittelt, der dann mit dem Barwert der Investition (CAPEX) multipliziert wird, um eine gleichbleibende jährliche Zahlung zu erzielen, die sowohl die Tilgung als auch die Zinsen und Inflation umfasst. Der Annuitätenfaktor berechnet sich wie folgt:

$$\text{Annuitätenfaktor}_{t,WACC (n.St.)} = \frac{WACC * (1 + WACC)^t}{(1 + WACC)^t - 1}$$

Für die Nutzungsdauer der Erstinvestition von 35 Jahren beträgt der Annuitätenfaktor 0,0661. Für die Berechnung der Kapitalkosten der Investition in die Umrüstung (2034) ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,0699 (der aufgrund der auf 30 Jahre reduzierten

---

<sup>12</sup>Zur Berechnung des WACC werden ein Eigenkapitalanteil 40% und ein Fremdkapitalanteil von 60% zu Fremdkapitalkosten von 7% angenommen. Die Renditeerwartung der Eigentümer:innen wird mit 11,3% angenommen. Um Steuern zu berücksichtigen, nehmen wir eine konstante Körperschaftssteuer von 23% als „tax-shield“ an, wodurch sich der WACC (nominal, vor Steuern) von 8,7% auf den WACC (nominal, nach Steuern) auf 7,75% reduziert. Kost et al. (2024) nehmen einen WACC (nominal, vor Steuern) von 8,7% für ein H2-ready GuD an. Nach Abzug der konstant angenommenen Inflation von 2% (vgl. Wifo, 2024) vom WACC (nominal, nach Steuern) mithilfe der Fischer Gleichung ergibt sich ein WACC (real, nach Steuern) von 5,64% (siehe Anhang 1).

Betriebsdauer nach der Umrüstung abweicht). Durch die Multiplikation der Investitionskosten (hier 700 Mio. €) mit dem Annuitätenfaktor erhält man eine jährlich konstante Annuität zur Deckung der Tilgung und Zinskosten (inkl. Eigenkapitalerwartungen und abzüglich Steuern "tax-shield") in der Höhe von rund 46,3 Mio. € für die Erstinvestition und 4,9 Mio. € für die Folgeinvestition (siehe Anhang 1).

Anhang 2 zeigt eine Übersicht über die Kapitalkosten. Diese umfassen die Erstinvestition im Jahr 2029 zur Errichtung eines „H2-ready“ Gas- und Dampfkraftwerkes, die Folgeinvestition zur Umrüstung auf „H2-only“ im Jahr 2034 und die Kosten bis zum Ende der Nutzungsdauer 30 Jahre nach der Umrüstung. Für die Umrüstung im Jahr 2034 wird angenommen, dass diese nicht den Betrieb unterbricht, wenn sie in den Sommermonaten mit geringer Einschaltung des bestehenden Kraftwerks durchgeführt werden kann. In der Investitionsmodellrechnung werden Iso-Erlöskurven exemplarisch für die beiden Betrachtungszeiträume 2030 (100 % Erdgasbetrieb) und 2040 (100 % grüner Wasserstoff) kalkuliert. Daher müssen die Annahmen für die Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) in den Jahren 2030 und 2040 entsprechend differenziert werden. Die wichtigsten Einflussgrößen auf die OPEX sind die fixen Betriebs- und Wartungskosten, die variablen Brennstoffkosten und die variablen Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Ziel dieser Modellrechnung ist es, die erforderlichen Erlöse in den jeweiligen Jahren 2030 und 2040 in realen Werten auf Basis des Jahres 2024 zu analysieren. Dadurch soll die Wirtschaftlichkeit der Investition unter den Marktbedingungen dieser Zeitpunkte aus heutiger Sicht vergleichbar sein. Durch diese Vorgehensweise können wir die notwendigen Erlöse für die Investition im Kontext der aktuellen Marktbedingungen und Kostenstrukturen vergleichen. Alle in dieser Studie verwendeten Kostenannahmen werden als reale Werte mit dem Basisjahr 2024 angegeben. Dadurch entfällt eine zusätzliche zeitliche Anpassung in den Kostenannahmen (etwa durch Abzinsung oder Aufzinsung), weil diese bereits im realen WACC berücksichtigt ist.

Die Vorgehensweise bzgl. OPEX ist konsistent mit der oben beschriebenen Berechnung des CAPEX. Die Investitionskosten werden mittels des Annuitätenfaktors berechnet, wobei der WACC als *realer Zinssatz* verwendet wird. Daher werden die annualisierten Kapitalkosten ebenfalls in *realen Werten* ausgedrückt. Dies schafft Vergleichbarkeit und ermöglicht es sowohl OPEX als auch CAPEX auf gleicher Basis (d.h. aus der Sicht von 2024) zu bewerten. Eine zusätzliche Anpassung der OPEX durch Ab- oder Aufzinsung ist daher nicht erforderlich.

### **Betrachtungszeitraum 2030 (100% Erdgasbetrieb)**

Für das Jahr 2030 wird angenommen, dass das Kraftwerk zu 100 % mit Erdgas betrieben wird, obwohl eine Beimischung von Wasserstoff bis zu ca. 5 Vol.-% möglich wäre. Es wird davon ausgegangen, dass ein allfälliger Wasserstoffanteil im öffentlichen Gasnetz vernachlässigbar gering ist und daher keinen Einfluss auf den Brennwert hat. Die Betriebskosten (OPEX) setzen sich aus einem fixen und einem variablen Anteil zusammen.

Die fixen Betriebskosten, die die Betriebs- und Wartungskosten abdecken, werden mit 25 € pro kW installierter Kapazität pro Jahr angesetzt (Kost et al., 2024, S. 13). Zum Vergleich, die dänische Energieagentur geht von fixen Betriebs- und Wartungskosten von 27,8 € pro kW installierter Kapazität pro Jahr aus (Danish Energy Agency, 2024, S. 73). Die variablen Brennstoffkosten werden für 2030 mit 27 € pro MWh (thermisch) angenommen (Kost et al., 2024, S. 19). Nach Division durch den elektrischen Wirkungsgrad von 60% ergeben sich somit Brennstoffkosten für 2030 von 45 € pro MWh (elektrisch). Weitere Studien gehen von variablen OPEX in ähnlicher Größenordnung aus (Danish Energy Agency, 2024, S. 73). Für die Berechnung der OPEX werden fixe und variable Kosten für Netzentgelte sowie variable (mengenbezogene) Betriebskosten vernachlässigt.

Zudem werden, angelehnt an den Bericht der International Energy Agency (2023), Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in der Höhe von 119 € pro Tonne angenommen. Kost et al. (2024) nehmen hierfür einen Bereich zwischen 100-150 € pro Tonne an, während Refinitiv (2024) einen Wert von umgerechnet ca. 110,6 € pro Tonne annehmen.

OPEX	Wert (für Jahr 2030, real 2024)	Quelle
OPEX fix (€/kW/Jahr)	25,00	Kost et al. (2024, p. 13), vgl. 27,8 €/kW/Jahr für 2030 in Danish Energy Agency (2024, S. 73)
Brennstoffkosten (Natural Gas) in €/MWh (thermisch)	27,00	Kost et al. (2024, p. 17); vgl. 6,90 USD/Mbtu in International Energy Agency (2023, S. 96)
Brennstoffkosten (Natural Gas) in €/MWh (elektrisch)	45,00	Eigene Berechnung: Brennstoffkosten in €/MWh (thermisch) dividiert durch Kraftwerkswirkungsgrad von 60%
CO <sub>2</sub> -Zertifikate in €/Tonne	119,00	International Energy Agency (2023, S. 297): 120 USD/t inflationsbereinigt (von 2022-2024) und umgerechnet auf € mit dem durchschnittlichen Wechselkurs von 0,95 €/USD (OECD, 2022); vgl. 100-150 €/t in Kost et al. (2024, S. 17) bzw. 110,6€/t in Refinitiv (2024)

Tabelle 2: Annahmen OPEX im Jahr 2030 („H2-ready“). Angenommene Werte sind real auf Basis 2024.

Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten pro erzeugter MWh Elektrizität sind einige Umrechnungsschritte erforderlich. Zunächst wird der Kraftwerkswirkungsgrad<sup>13</sup> betrachtet, der bei 60 % liegt. Das bedeutet, dass 60 % der eingesetzten Primärenergie in elektrische Energie umgewandelt werden (Carcasci & Facchini, 2000; Kost et al., 2024, S. 17). Dieser Wirkungsgrad entspricht annähernd der technischen Obergrenze. Unter Berücksichtigung eines Emissionsfaktors von 56 kg CO<sub>2</sub> pro GJ (IPCC, 2024) und der genannten Effizienz von 60% ergibt sich eine Emission von 0,336 Tonnen CO<sub>2</sub> pro erzeugte MWh elektrischer Energie. Diese Emission verursacht proportionale Kosten aufgrund des Kaufs von CO<sub>2</sub>-

<sup>13</sup> Dieser Kraftwerkswirkungsgrad wird auf Basis des „unteren Heizwerts“ (engl. „lower-heating value“, kurz LHV-Basis) angegeben, welcher die Kondensationswärme des Wasserdampfs aus den Abgasen nicht miteinschließt. Im Vergleich dazu würde der Wirkungsgrad auf Basis des „oberen Heizwertes“ (engl. „higher-heating value“, kurz „HHV-Basis“) auch die Kondensationswärme miteinschließen (sofern sie technisch nutzbar wäre) (Lecomte et al., 2017, S. 43).

Zertifikaten. Unter Annahme eines CO<sub>2</sub>-Preises von 119 € pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 ergeben sich Zertifikatskosten in Höhe von 39,85 € pro erzeugter MWh (vgl. Anhang 3). Das entspricht rund 47% der gesamten variablen Kosten von 84,85 € pro MWh. Die übrigen 53% werden als Brennstoffkosten angenommen.

### **Betrachtungszeitraum 2040 (100% grüner Wasserstoff)**

Für das Jahr 2040 wird angenommen, dass das Kraftwerk zu 100 % mit grünem Wasserstoff betrieben wird. Diese Studie geht davon aus, dass das zukünftige Energiesystem die notwendigen Mengen an Wasserstoff bereitstellen kann sowie die nötige Infrastruktur zur Verfügung steht. Die Brennstoffkosten für grünen Wasserstoff werden für das Jahr 2040 mit 111 € pro MWh angesetzt (Kost et al., 2024, S. 17). Nach Division durch den elektrischen Wirkungsgrad von 60% ergeben sich somit Brennstoffkosten für 2030 von 185 € pro MWh (elektrisch). Die fixen Betriebs- und Wartungskosten werden mit 25 € pro kW installierter Kraftwerkskapazität konstant gehalten (real), wie im Jahr 2030. Aufgrund der realen Betrachtung kann die Inflationsanpassung für die fixen Betriebs- und Wartungskosten in dieser Investitionsmodellrechnung vereinfachend vernachlässigt werden.

<b>OPEX</b>	<b>Wert (für Jahr 2040)</b>	<b>Quelle</b>
OPEX fix (€/kW)	25,00 €	Kost et al. (2024, S. 13), vgl. 27,8 €/kW/Jahr für 2030 in Danish Energy Agency (2024, S. 73) <sup>14</sup>
Brennstoffkosten (grüner Wasserstoff) in €/MWh (thermisch)	111,00 €	Kost et al. (2024, p. 17); vgl. 600-1000 USD/metrische Tonne Ammoniak in Soria et al. (2024)
Brennstoffkosten (grüner Wasserstoff) in €/MWh (elektrisch)	185,00 €	Eigene Berechnung: Brennstoffkosten in €/MWh (thermisch) dividiert durch Kraftwerkswirkungsgrad von 60%

*Tabelle 3: Annahmen OPEX im Jahr 2040 ("H2-only")*

<sup>14</sup> Der Wert der Danish Energy Agency entspricht realen Werten auf Basis des Jahres 2020 und dient nur einer groben Einordnung der weiteren Quelle.

## 3.4 Ergebnisse und Interpretation

Die folgenden Ergebnisse zeigen die mindestens erforderlichen Preise pro Megawattstunde (MWh), um die Investitionskosten zu decken. Zunächst werden die Erlöse für ein „H2-ready“ Gas- und Dampfkraftwerk im Jahr 2030 dargestellt, anschließend die Erlöse für ein „H2-only“ Gas- und Dampfkraftwerk im Jahr 2040.

### 3.4.1 Iso-Erlöskurven für den Betrachtungszeitpunkt 2030 („H2-ready“, Erdgas)

Grafik 1 zeigt die Iso-Erlöskurven für das 400-MW-GuD-Kraftwerk in Abhängigkeit von den Betriebsstunden pro Jahr für den Betrachtungszeitpunkt 2030 („H2-ready“, 100 % Erdgas). Die Kurve zeigt die erforderlichen durchschnittlichen Preise pro MWh für verschiedene durchschnittliche Betriebsdauern zwischen 100 und 4.000 Volllaststunden pro Jahr. Zudem werden zum Zweck der Vergleichbarkeit die historischen Strompreise des Jahres 2024, nach Stunden absteigend gereiht von der Stunde der höchsten Preise zur Stunde der niedrigsten Preise, dargestellt<sup>15</sup>. Zur Berechnung der Iso-Erlöskurven werden die Gesamtkosten (CAPEX und OPEX) durch die Anzahl der Betriebsstunden pro Jahr dividiert (vgl. Anhang 4). Da die Annuität des CAPEX und die fixen Betriebskosten (FOM) auf eine größere Anzahl an Betriebsstunden umgelegt werden können, sinkt der Erlösbedarf pro MWh mit zunehmender Anzahl an Betriebsstunden (Fixkostendegression) (vgl. 3.3.2).

Grafik 1 zeigt die Iso-Erlöskurven für das 400-MW-GuD-Kraftwerk in Abhängigkeit von der Anzahl der Betriebsstunden pro Jahr für den Betrachtungszeitpunkt 2030 („H2-ready“, 100% Erdgas). Iso-Erlöskurven werden in einem Koordinatensystem dargestellt; in der vorliegenden Studie gibt die Abszisse (X-Achse) die Anzahl der Betriebsstunden pro Jahr an und die Ordinate (Y-Achse) die notwendigen Erlöse pro MWh generiertem Strom. Dabei werden drei Varianten der Investitionskosten (CAPEX) berücksichtigt:

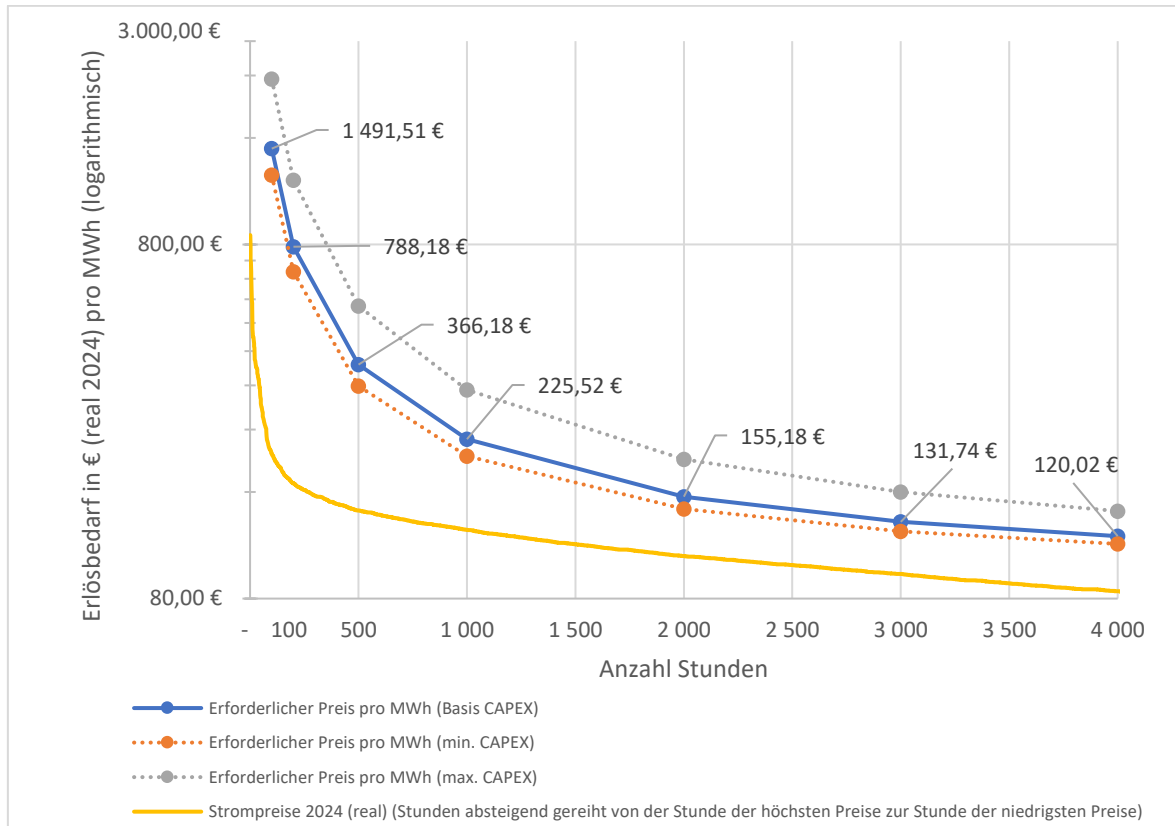
- **Basis-Variante:** 1.750 € pro kW Kapazität (mittlerer Wert der von Kost et al. (2024, S. 12) angenommenen Spanne).
- **Minimum:** 1.100 € pro kW Kapazität (unteres Ende der Bandbreite).
- **Maximum:** 2.400 € pro kW Kapazität (oberes Ende der Bandbreite).

Die gelbe Linie in Grafik 1 zeigt die historischen Strompreise als Referenz (APG, 2024b). Diese Linie stellt die 4.000 Stunden mit den höchsten Strompreisen aus dem Jahr 2024 absteigend gereiht dar. Betrachtet man den Mittelwert des Zeitbereiches der tatsächlich realisierbaren Erlöse im Vergleich zu den notwendigen Durchschnittserlösen aus der

---

<sup>15</sup> Die historischen Strompreise sind offenkundig nicht abhängig von der Anzahl der Volllaststunden des hier modellierten Kraftwerkes, dienen jedoch der Vergleichbarkeit und der Einordnung.

Investitionsmodellrechnung, erkennt man, dass die Erlöse am Strommarkt nicht ausgereicht hätten, um die Fixkosten (inkl. Anteil der Investition) zu decken.



Grafik 1: Erforderlicher Preis pro MWh zur Kostendeckung in Abhängigkeit von Betriebsstunden und CAPEX-Bandbreite (logarithmisch)<sup>16</sup>. Betrachtungszeitpunkt 2030 („H2-ready“, Erdgas).

Die historischen Daten zeigen, dass es neben der reinen Stromerzeugung weitere Gründe für den Betrieb eines erdgasbefeuerten Kraftwerks gegeben haben muss. Im Jahr 2024 war in 85 % aller Stunden des Jahres mindestens ein erdgasbefeuertes Kraftwerk in der österreichischen Gebotszone aktiv (APG, 2024c). Dieser hohe Zeitanteil impliziert, dass auch bei einem Marktpreis unterhalb der Grenzkosten eines Gaskraftwerks andere Gründe den Betrieb wirtschaftlich (im Falle von Zusatzerlösen) bzw. notwendig machten (z.B. durch APG zum Redispatch aufgrund von Netzengpässen).

Tabelle 4 stellt die erforderlichen Preise pro Betriebsstunde in € pro MWh für eine ausgewählte Bandbreite an Betriebsstunden für den Betrachtungszeitpunkt 2030 für die

<sup>16</sup> Erforderlicher durchschnittlicher Preis pro MWh (real 2024) zur Deckung der Kosten (CAPEX und OPEX) in Abhängigkeit der Anzahl der durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr (100-4.000 Volllaststunden), mit angenommenem CAPEX pro kW von 1.750 € pro kW innerhalb einer Bandbreite der CAPEX Investitionen von Minimum 1.100 € pro kW bis Maximum 2.400 € pro kW (vgl. Kost et al., 2024). Strompreise aus 2024 (real) dienen als Referenzwert für den Vergleich mit historischen Preisen und sind unabhängig von der Anzahl der Volllaststunden des modellierten Kraftwerks. Logarithmische Darstellung der Y-Achse.

gerechneten Varianten des CAPEX (normal, min., max.) in realen Preisen (2024) dar (100% Erdgas).

**Betrachtungszeitpunkt: 2030, 100% Erdgas (real 2024)**

Anzahl Betriebsstunden	Erforderlicher Preis pro MWh (Basis CAPEX)	Erforderlicher Preis pro MWh (min. CAPEX)	Erforderlicher Preis pro MWh (max. CAPEX)
100	1.491,51 €	1.255,21 €	2.342,91 €
200	788,18 €	670,03 €	1.213,88 €
500	366,18 €	318,93 €	536,46 €
1.000	225,52 €	201,89 €	310,66 €
2.000	155,18 €	143,37 €	197,75 €
3.000	131,74 €	123,87 €	160,12 €
4.000	120,02 €	114,11 €	141,30 €

Tabelle 4: Erforderlicher durchschnittlicher Preis pro MWh zur Deckung der Kosten (CAPEX und OPEX) in Abhängigkeit der Anzahl der durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr (100-4.000 Volllaststunden), mit angenommenem CAPEX pro kW von 1750 € pro kW innerhalb einer Bandbreite der CAPEX Investitionen von Minimum 1100 € pro kW bis Maximum 2400 € pro kW (vgl. Kost et al., 2024). Preise werden real (2024) dargestellt.

### 3.4.2 Iso-Erlöskurven für den Betrachtungszeitpunkt 2040 („H2-only“, Wasserstoff)

Grafik 2 zeigt die Iso-Erlöskurven für das 400-MW-GuD-Kraftwerk in Abhängigkeit von der Anzahl der Betriebsstunden pro Jahr für den Betrachtungszeitpunkt 2040 ("H2-only", 100 % Wasserstoff). Wie im Betrachtungszeitpunkt 2030 (vgl. 3.4.1.) werden drei Varianten der Investitionskosten (CAPEX) berücksichtigt:

- **Basis-Variante:** 1.750 € pro kW Kapazität (mittlerer Wert der von Kost et al. (2024, S. 12) angenommenen Spanne).
- **Minimum:** 1.100 € pro kW Kapazität (unteres Ende der Bandbreite).
- **Maximum:** 2.400 € pro kW Kapazität (oberes Ende der Bandbreite).

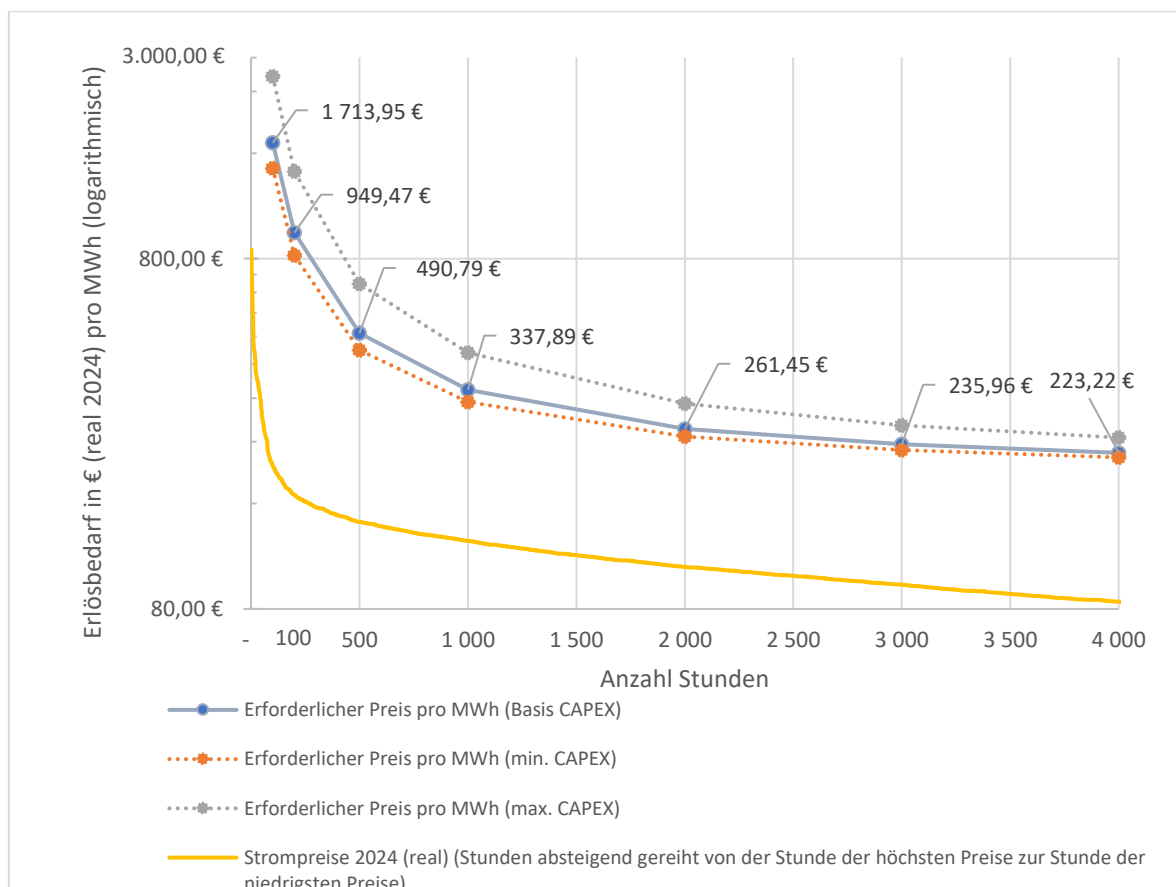
Grafik 2 zeigt die erforderlichen durchschnittlichen Preise pro MWh für verschiedene durchschnittliche Betriebsdauern zwischen 100 und 4.000 Volllaststunden pro Jahr (in logarithmischer Darstellung). Zum Zweck der Vergleichbarkeit werden zudem die historischen Strompreise des Jahres 2024 – absteigend von der Stunde mit dem höchsten Preis bis zur Stunde mit dem niedrigsten Preis – herangezogen. Die Ermittlung der Iso-Erlöskurven erfolgt, indem die Gesamtkosten (CAPEX und OPEX) durch die Anzahl der Betriebsstunden pro Jahr dividiert werden (vgl. Anhang 4).

Wie bereits in Abschnitt 3.4.1 dargestellt, sinkt der erforderliche Erlös pro MWh deutlich mit zunehmenden Betriebsstunden, weil die Annuität der Investitionskosten (CAPEX) sowie die fixen Betriebskosten (FOM) auf eine größere Anzahl an Betriebsstunden umgelegt werden können. Bei wenigen Betriebsstunden verteilt sich das Investitions- und Fixkostenpaket jedoch nur auf eine geringe Strommenge, sodass der Preis pro MWh sehr hoch ist. Umgekehrt führt eine höhere Auslastung (z. B. 3.000–4.000 Stunden pro Jahr) dazu,

dass die jährliche Annuität auf deutlich mehr erzeugte MWh verteilt wird und damit der notwendige Preis pro MWh sinkt.

Zusätzlich zum initialen CAPEX von 700 Mio.€ werden für das Jahr 2034 weitere Investitionen in Höhe von 10 % der Erstinvestition (70 Mio.€) für die Umrüstung auf Wasserstoffbetrieb angenommen (vgl. Anhang 2). Diese Mehrkosten erhöhen den jährlichen Kapitaldienst um 4,9 Mio.€ (von rund 46,3 Mio.€ auf 51,2 Mio.€ pro Jahr). Folglich müssen im Jahr 2040 51,2 Mio.€ an Kapitalkosten gedeckt werden. Das heißt, dass pro Betriebsstunde – abhängig von deren Anzahl – ein entsprechend höherer Erlös erzielt werden muss, was sich in einem leicht angehobenen Preisniveau pro MWh gegenüber dem „H2-ready“-Szenario niederschlägt.

Die gelbe Kurve in Grafik 2 illustriert beispielhaft die tatsächlichen Strompreise aus dem Jahr 2024. Hier wird deutlich, dass besonders hohe Preise nur relativ wenige Stunden im Jahr auftreten. Eine Anlage mit sehr wenigen Betriebsstunden könnte zwar in diesen Spitzenpreisphasen profitieren, sichert aber aufgrund der geringen Anzahl an möglichen „Erlösstunden“ keine stabile Kostendeckung. Für eine zuverlässigere Amortisation ist daher in der Regel eine höhere Auslastung der Anlage erforderlich, um die Fixkosten über eine größere Strommenge zu verteilen. Mit jedem zusätzlichen Betriebsstundensegment sinkt also der notwendige Preis pro MWh und die Kostendeckung wird wahrscheinlicher.



Grafik 2: Erforderlicher Preis pro MWh zur Kostendeckung in Abhängigkeit von Betriebsstunden (logarithmisch)<sup>17</sup>. Betrachtungszeitpunkt 2040 („H2-only“, Erdgas).

Tabelle 5 stellt die erforderlichen Preise pro Betriebsstunde in € pro MWh für eine unterschiedliche Anzahl an Betriebsstunden für den Betrachtungszeitpunkt 2040 (100% Wasserstoff) dar.

**Betrachtungszeitpunkt: 2040, 100% Wasserstoff (real 2024).**

Anzahl Betriebsstunden	Erforderlicher Preis pro MWh (Basis CAPEX)	Erforderlicher Preis pro MWh (min. CAPEX)	Erforderlicher Preis pro MWh (max. CAPEX)
100	1.713,95 €	1.450,81 €	2.651,32 €
200	949,47 €	817,91 €	1.418,16 €
500	490,79 €	438,16 €	678,26 €
1.000	337,89 €	311,58 €	431,63 €
2.000	261,45 €	248,29 €	308,32 €
3.000	235,96 €	227,20 €	267,21 €
4.000	223,22 €	216,65 €	246,66 €

Tabelle 5: Erforderlicher durchschnittlicher Preis pro MWh zur Deckung der Kosten (CAPEX und OPEX) in Abhängigkeit der Anzahl der durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr (100-4.000 Volllaststunden). Preise werden real (2024) dargestellt.

### 3.5 Optimierung der Wirtschaftlichkeit durch zusätzliche Erlösströme

Die Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken kann durch den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und die Bereitstellung von Regelleistung (z. B. Minutenreserve (mFRR)) gesteigert werden. Eine KWK-Anlage ermöglicht die zusätzliche Generierung von Wärmeerlösen. Durch die Nutzung der Abwärme zur Wärmeerzeugung erhöht sich der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks auf bis zu 90 %, verglichen mit etwa 60 % ohne KWK (Energieatlas Bayern, 2024). Die Nutzung der Abwärme wird monetär mithilfe einer Wärmeentschgiftung bewertet, die sich an den Kosten alternativer Wärmeerzeugungen (z.B. Gasverbrennung oder Hackschnitzel) orientiert (Kost et al., 2024, S. 40). Auch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt kann zusätzliche Einnahmen generieren. Für die Bereitstellung und Aktivierung von Reserveleistung (z. B. mFRR) werden Leistungs- und Arbeitspreise gezahlt. Die mFRR ist die Reservekapazität, die nach der automatischen Frequenzwiederherstellungsreserve (aFRR) aktiviert wird. Sie dient dem Ausgleich von anhaltenden Ungleichgewichten im Stromnetz und stellt das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch wieder her. Die für die mFRR benötigte Energie muss

<sup>17</sup> Erforderlicher durchschnittlicher Preis pro MWh (real 2024) zur Deckung der Kosten (CAPEX und OPEX) in Abhängigkeit der Anzahl der durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr (100-4000 Volllaststunden). Strompreise aus 2024 (real) dienen als Referenzwert für den Vergleich mit historischen Preisen und sind unabhängig von der Anzahl der Volllaststunden des modellierten Kraftwerks. Logarithmische Darstellung der Y-Achse.

innerhalb von fünf Minuten in das Stromnetz eingespeist werden (APG, 2024d; Papavasiliou, 2024, S. 115).

Auskopplung von Fernwärme und Regelenergiebereitstellung als Kuppelprodukt tragen dazu bei, die Deckungsbeiträge zu erhöhen und dadurch den Bedarf von Erträgen aus Kapazitätsmechanismen zu verringern. Allerdings erfordern beide Optionen teils erhebliche Anfangsinvestitionen. Eine Wärmeauskopplung erfordert in der Regel eine umfassendere Erweiterung des Anlagenparks und die Regelenergiebereitstellung erfordert hohe Laständerungsgradienten. Die exakte Wirtschaftlichkeitsberechnung dieser Zusatzerlöse, insbesondere hinsichtlich der CAPEX- und OPEX-Struktur, hängt von komplexen Annahmen ab, die im Detail projekt- und standortspezifisch untersucht werden müssen.

### **3.6 Zusammenfassung Untersuchung 2**

Untersuchung 2 berechnet und analysiert die durchschnittlichen Preise pro Megawattstunde (MWh), welche notwendig sind, um die Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) eines GuD-Kraftwerks mit einer installierten Kapazität von 400 MW zu decken. Die Untersuchung betrachtet zwei Zeitpunkte:

1. Im Jahr 2030 wird das Kraftwerk zu 100 % mit Erdgas betrieben („H2-ready“), und
2. im Jahr 2040 erfolgt der Betrieb zu 100 % mit grünem Wasserstoff („H2-only“).

Bei einer geringen Anzahl an Betriebsstunden ist die Wirtschaftlichkeit der Investition fraglich, da sehr hohe Erlöse pro generierter MWh benötigt würden, um die Kosten zu decken. Beispielsweise beträgt der erforderliche durchschnittliche Preis pro MWh bei nur 100 Volllaststunden pro Jahr etwa 1.492 € im Jahr 2030 (Erdgas) und 1.714 € im Jahr 2040 (Wasserstoff). Mit steigender Auslastung sinken diese Werte erheblich. Bei 1.000 Volllaststunden pro Jahr liegen die erforderlichen Preise bei circa 226 € (2030) bzw. 338 € (2040). Selbst bei 4.000 Volllaststunden pro Jahr bleiben die notwendigen Preise mit 120 € (2030) und 223 € (2040) pro MWh deutlich über dem Preisniveau der entsprechenden Stunden des Vergleichsjahres 2024.

Ein Vergleich mit den historischen Strompreisen zeigt, dass im Jahr 2024 nur in wenigen Stunden ein Preisniveau erreicht wurde, das für eine wirtschaftliche Investition erforderlich wäre. Eine Betriebsweise, die ausschließlich auf Spitzenpreise ausgerichtet ist, bleibt daher finanziell riskant. Gleichzeitig sind klimafreundliche thermische Kraftwerke jedoch essenziell für das Stromsystem, etwa zur Deckung von Lastspitzen oder in Phasen von Dunkelflauten, wenn erneuerbare Energien nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Trotz der wirtschaftlichen Herausforderungen bei geringer Auslastung sind sie entscheidend für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität.

Kapazitätsmechanismen könnten hier eine entscheidende Rolle spielen, indem sie Investitionen in steuerbare klimafreundliche thermische Kraftwerke unterstützen. Je nach

Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen können sie Fixkosten decken und die erforderlichen Erlöse pro MWh senken, wodurch der wirtschaftliche Betrieb der klimafreundlichen thermischen Kraftwerke ermöglicht wird. Die Analyse unterstreicht die Herausforderungen bei der Umstellung auf grünen Wasserstoff; so ist etwa die benötigte Infrastruktur heute noch nicht ausreichend entwickelt. Es müssen neue „H<sub>2</sub>-only“-Kraftwerke gebaut werden, um eine garantierte, steuerbare Stromerzeugung für Zeiten mit hoher Nachfrage in einem nachhaltigen Energiesystem sicherzustellen. Kapazitätsmechanismen könnten dazu beitragen, Investitionsanreize für diese Technologie zu setzen. Sie sollten jedoch nicht dazu verwendet werden, einen unwirtschaftlichen Betrieb bei zu geringer Auslastung (z.B. bei niedriger Anzahl an Volllaststunden) zu fördern.

## **4. Zusammenfassung und Implikationen**

### **4.1 Zusammenfassung**

Die vorliegende Studie hat zwei Hauptzielsetzungen: 1. Exploration der Rahmenbedingungen für Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerkskapazitäten und 2. Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bzw. des wirtschaftlichen Risikos solcher Investitionen. Zur Erreichung dieser Ziele wurden zwei Untersuchungen durchgeführt.

In der ersten Untersuchung wurden durch qualitative Interviews die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in steuerbare klimafreundliche thermische Kraftwerkskapazitäten in Österreich analysiert. Das Ziel war es, die aktuellen Chancen und Risiken solcher Investitionen zu erfassen und die Notwendigkeit sowie potenzielle Gestaltungsoptionen für Kapazitätsmechanismen zu evaluieren. Die Ergebnisse der Untersuchung deuten darauf hin, dass Kapazitätsmechanismen eine Rolle spielen könnten, um Investitionen anzureizen. Wesentlich ist dabei, dass solche Mechanismen technologieoffen und fair gestaltet sind sowie eine „Überförderung“ vermieden wird. Ein zentrales Thema der Interviews war die Versorgungssicherheit im Kontext eines zunehmend dekarbonisierten Stromsystems. Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien bringt neue Herausforderungen mit sich, insbesondere durch die Schwankungen in der Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Die Expert:innen betonten die Bedeutung steuerbarer Kapazitäten in der Form von klimafreundlichen thermischen Kraftwerken, die mit Wasserstoff betrieben werden sollen, um kurzfristige Schwankungen auszugleichen und Ausfallrisiken zu minimieren. Batteriespeicher und Wasserstoffspeicherung wurden als weitere wichtige Elemente zur Absicherung der Energieversorgung betont.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind derzeit von Unsicherheiten geprägt. Insbesondere unklare Förderbedingungen erschweren eine verlässliche langfristige Planung. Es wurden auch diverse wirtschaftliche Herausforderungen hervorgehoben: Hohe Brennstoffkosten von Wasserstoff und ein begrenztes Einsatzfenster für klimafreundliche

thermische Kraftwerke beeinträchtigen deren Rentabilität, was zu systematischen Unterinvestitionen führen kann. Der Übergang zu Wasserstoff bringt zudem technische und infrastrukturelle Unsicherheiten mit sich.

Kapazitätsmechanismen werden als eine mögliche Lösung gesehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke zu fördern. Allerdings besteht auf Seiten der interviewten Expert:innen kein Konsens über deren genaue Ausgestaltung in Österreich. Konsens besteht vor allem darin, dass sich die Ausgestaltung primär daran ausrichten sollen, die Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund des zukünftig angenommenen Residualbedarfs langfristig zu gewährleisten. Dies könnte mit einer Kombination von zentralen und dezentralen Elementen erreicht werden. Zusammenfassend verdeutlicht Untersuchung 1, dass stabile, technologieoffene und wirtschaftlich tragfähige Rahmenbedingungen notwendig sind, um den Übergang zu einem sicheren und emissionsfreien Energiesystem in Österreich und Europa zu unterstützen.

Die zweite Untersuchung verfolgte das Ziel der wirtschaftlichen Bewertung von Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke. Es wurden notwendige Ertragsniveaus berechnet, die eine wirtschaftlich vertretbare Investition ermöglichen. Die Analyse ergab, dass die erforderlichen durchschnittlichen Preise pro Megawattstunde (MWh) zur Deckung der Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) insbesondere bei geringer Auslastung deutlich über den historischen Strompreisen liegen. Deutlich höhere Strompreise würden bei der Politik wahrscheinlich auf Widerstand stoßen. Die Ergebnisse verdeutlichen die wirtschaftlichen Herausforderungen für Investitionen in Anlagen zur kurzfristigen Deckung von Residuallasten.

## **4.2 Implikationen**

Vor dem Hintergrund der Ergebnisse der beiden Untersuchungen lassen sich folgende Implikationen ableiten.

1. **Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen:**
  - a. Um die Versorgungssicherheit trotz der schwankenden Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zu gewährleisten, sind ausreichend flexibel abrufbare, klimafreundliche Kraftwerkskapazitäten notwendig.
  - b. Kapazitätsmechanismen könnten die wirtschaftlichen Risiken (z.B. hohe Brennstoffkosten, begrenztes Einsatzfenster) von Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke abfedern und dadurch systematische Unterinvestitionen von benötigten Kraftwerken vermeiden.
  - c. Die erforderlichen Strompreise zur Deckung der Investitions- und Betriebskosten liegen deutlich über den historischen Strompreisen. Dies unterstreicht die hohe Finanzierungslücke.

- d. Kapazitätsmechanismen könnten Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Einsatzes von Wasserstoff reduzieren, indem sie Anreize für Investitionen in Umrüstungen („H2-ready“) bzw. Neubauten („H2-only“) schaffen, die zur Dekarbonisierung des Stromsystems beitragen können.

## **2. Ausgestaltungsbedingungen:**

- a. Klare Förderbedingungen und langfristige Kapazitätsverträge (5-15 Jahre) bieten Investor:innen Planungssicherheit.
- b. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen sollte evidenzbasiert erfolgen. Studien, die die zukünftige Residuallast unter Berücksichtigung der technologischen Entwicklungen modellieren, sind notwendig.
- c. Kapazitätsmechanismen sollten technologieoffen gestaltet werden, d.h. verschiedene Erzeugungstechnologien berücksichtigen. Dies würde die Flexibilität des Energiesystems erhöhen und eine wirtschaftlich verantwortbare Sicherstellung der Versorgungssicherheit ermöglichen.
- d. Kapazitätsmechanismen sollten mit den österreichischen Klimazielen kompatibel sein.
- e. Kapazitätsmechanismen müssen auf eine Vermeidung von Überförderung abzielen, indem das Risiko einer Überförderung quantifiziert wird. Gleichzeitig muss eine Vermeidung von Unterförderung berücksichtigt werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- f. Kapazitätsmechanismen müssen mit europarechtlichen Bedingungen vereinbar sein.

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass aus der Perspektive der Expert:innen Kapazitätsmechanismen als mögliche Lösungsoption zur langfristigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit betrachtet werden, da sie Investitionen in klimafreundliche thermische Kraftwerke anreizen können. Die Investitionsmodellrechnung zeigt, dass die erforderlichen Stromerlöse sehr hoch sein müssten, um Investitionen marktbasiert zu incentivieren. Die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sollte technologieoffen, langfristig, transparent und fair sein. Weitere Studien zur konkreten Ausgestaltung sind notwendig.

## Anhang 1

<b>Anteil Eigenkapital (%)</b>	40%	(vgl. 40% für GuD sowie GuD H2 - Kost et al., 2024, S. 13)
<b>Anteil Fremdkapital (%)</b>	60%	(vgl. 60% für GuD sowie GuD H2 - Kost et al., 2024, S. 13)
<b>Fremdkapitalkosten</b>	7%	(vgl. 7% für GuD sowie GuD H2 - Kost et al., 2024, S. 13)
<b>Renditeerwartung (vor Steuern, nominal inkl. Inflation)</b>	11,3%	(vgl. 10% für GuD, sowie 11,3% für GuD H2 - Kost et al., 2024, S. 13)
<b>WACC (vor Steuern, nominal inkl. Inflation)</b>	8,7%	Eigene Berechnung (vgl. 8,2% für GuD, sowie 8,7% für GuD H2 - Kost et al., 2024, S. 13)
<b>Körperschaftssteuer</b>	23%	Österreichische KÖSt 2025 beträgt 23% und wird als konstant angenommen
<b>WACC (nach Steuern, nominal inkl. Inflation)</b>	7,75%	Eigene Berechnung
<b>Inflationserwartung</b>	2,00%	Wird vereinfacht als konstant mit dem Zielwert der EZB von 2% angenommen (vgl. Wifo, 2024)
<b>WACC (nach Steuern, real exkl. Inflation)</b>	5,64%	Eigene Berechnung nach der Fischer Gleichung
<b>Barwert des Erstinvestments (t0)</b>	700 000 000	GuD, 400 MW
<b>Faktor Folgeinvestment in % des Erstinvestments</b>	10%	Umrüstung von H2-ready auf H2-only (vgl. 15% für Umrüstung von erdgasbetriebenem GuD - Kost et al., 2024; das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) definiert implizit 10 % Umrüstungskosten (Bundesministerium der Justiz Deutschland, 2023, KWKG § 6 Abs. 1 Nr. 6))
<b>Barwert des Folgeinvestments (t5)</b>	70 000 000	Die Inflation wird vernachlässigt, da die 70 Millionen Euro (10 % der anfänglichen Investitionskosten) bereits zu Projektbeginn risikolos angelegt werden müssen, damit sie im Jahr 2034 zur Verfügung stehen.

<b>Nutzungsdauer Erstinvestition</b>	35	(vgl. Mayer-Spohn et al., 2005, S. 2; Kost et al. (2024, S. 35) gehen von 30 Jahren aus)
<b>Nutzungsdauer Folgeinvestition</b>	30	(vgl. Mayer-Spohn et al., 2005, S. 2; Kost et al. (2024, S. 35) gehen von 30 Jahren aus)
<b>ANNUITÄT ERSTINVESTITION</b>	<b>pro Jahr</b>	
<b>Capital-recovery-factor (CRF, nach Steuern)</b>	0,0661	Eigene Berechnung
<b>Annuität</b>	46.266.228	Eigene Berechnung
<b>ANNUITÄT FOLGEINVESTITION</b>	<b>pro Jahr</b>	
<b>Capital-recovery-factor (CRF, nach Steuern)</b>	0,0699	Eigene Berechnung
<b>Annuität</b>	4.891.722	Eigene Berechnung

*Anhang 1: Annahmen der Kapitalkostenrechnung*

## Anhang 2

### Kapitalkostenrechnung

Jahr	Erstinvestition	Folgeinvestition	Investition	Kapitalkosten Erstinvestition (Annuität inkl. Tilgung)	Kapitalkosten Folgeinvestition (Annuität inkl. Tilgung)	Summe Kapitalkosten (Annuität inkl. Tilgung)	Kommentar
2025							
2026							
2027							
2028							
2029	0		700.000.000				Barwert t0 Erstinvestition
2030	1			46.266.228	-	46.266.228	Inbetriebnahme Erstinvestition; Kapitalkosten Betrachtungszeitpunkt 2030 Erdgas (H2-ready)
2031	2			46.266.228	-	46.266.228	
2032	3			46.266.228	-	46.266.228	
2033	4			46.266.228	-	46.266.228	
2034	5	0	70.000.000	46.266.228	-	46.266.228	Barwert t5 Folgeinvestition (Umrüstung H2-only)
2035	6	1		46.266.228	4.891.722	51.157.950	Inbetriebnahme Folgeinvestition
2036	7	2		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2037	8	3		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2038	9	4		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2039	10	5		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2040	11	6		46.266.228	4.891.722	51.157.950	Kapitalkosten Betrachtungszeitpunkt 2030 Wasserstoff (H2-only)

2041	12	7		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2042	13	8		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2043	14	9		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2044	15	10		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2045	16	11		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2046	17	12		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2047	18	13		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2048	19	14		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2049	20	15		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2050	21	16		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2051	22	17		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2052	23	18		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2053	24	19		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2054	25	20		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2055	26	21		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2056	27	22		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2057	28	23		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2058	29	24		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2059	30	25		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2060	31	26		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2061	32	27		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2062	33	28		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2063	34	29		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
2064	35	30		46.266.228	4.891.722	51.157.950	
				<b>1.619.317.967</b>	<b>146.751.657</b>	<b>1.766.069.624</b>	

Anhang 2: Übersicht Kapitalkostenrechnung auf Basis der Annahmen. Werte sind als real (2024) dargestellt.

## Anhang 3

### Berechnung CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten

Der maximal erreichbare Wert für moderne GuD-Kraftwerke ist durch thermodynamische Beschränkungen des Carnot'schen Prozesses definiert (Baehr & Kabelac, 2016, S. 110).

Um 1 MWh elektrische Energie zu erzeugen, benötigen wir daher einen Energieinput von:

$$\text{Energieinput} = \frac{\text{Energieoutput}}{\text{Wirkungsgrad}} = \frac{1 \text{ MWh}}{0,6} = 1,6667 \text{ MWh Primärenergie}$$

Da 1 MWh = 3,6 GJ entspricht (UnitConverters.net, 2024), lässt sich der Energieinput auch in Gigajoule (GJ) ausdrücken:

$$1,6667 \text{ MWh} \times 3,6 \frac{\text{GJ}}{\text{MWh}} = 6 \text{ GJ}$$

Der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Erdgas beträgt 56 kg CO<sub>2</sub> pro GJ (IPCC, 2024). Dieser Wert ist vergleichbar mit anderen Quellen (vgl. EWI Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2024, S. 13). Die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter MWh Elektrizität berechnen sich somit wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ Emissionen} &= \text{Energieinput (in GJ)} \times \text{Emissionsfaktor} = 6 \text{ GJ} \times 56 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{GJ}} \\ &= 336 \text{ kg CO}_2 \end{aligned}$$

Um die Emissionen in Tonnen auszudrücken, teilen wir durch 1.000:

$$336 \text{ kg CO}_2 = 0,336 \text{ t CO}_2$$

Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird mit 119 € pro Tonne CO<sub>2</sub> angenommen. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten pro MWh Elektrizität ergeben sich daher wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ Zertifikatskosten} &= \text{CO}_2 \text{ Emissionen (in t)} \times \text{Zertifikatspreis} \\ &= 0,336 \text{ t CO}_2 \times 119 \frac{\text{€}}{\text{t CO}_2} = 39,85 \text{ €/MWh}_{el} \end{aligned}$$

Somit entstehen für jede erzeugte MWh elektrische Energie CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten in Höhe von 39,85 €.

## Anhang 4

### Schritte zur Berechnung der Iso-Erlöskurve

Alle bisher genannten Parameter fließen in die Berechnung der Iso-Erlöskurven zur Darstellung des notwendigen Erlösbedarfs pro MWh generierter Strommenge zur Erwirtschaftung der Investitionskosten wie folgt dargestellt ein (Brown & Foley, 2015; Kost et al., 2024; Tegen et al., 2012):

Der Erlösbedarf ergibt sich aus den variablen Kosten zuzüglich der auf die Betriebsstunden umgelegten Jahresfixkosten:

$$\text{Erlösbedarf in € pro MWh} = \text{VOM} + \frac{(\alpha * C) + \text{FOM}}{\text{VLS}}$$

- VOM (Variable Operation & Maintenance): Variable Betriebskosten (Brennstoff und CO<sub>2</sub>) pro MWh
- $\alpha$ : Annuitätenfaktor
- C: Spezifische Investitionskosten pro MW (CAPEX)
- FOM (Fixed Operation & Maintenance): Fixen Betriebskosten pro MW (fixer OPEX) pro Jahr
- VLS: Anzahl der Volllaststunden

Durch diese Darstellung wird einerseits deutlich, dass sich der Erlösbedarf (also der erforderliche Strompreis) aus den Grenzkosten (VOM) plus der auf die Betriebsstunden verteilten Jahresfixkosten zusammensetzt. Andererseits wird ersichtlich, dass die Dimensionierung des Kraftwerks (z. B. 50 MW vs. 100 MW) aufgrund fehlender sprungfixer Kosten hier keine Rolle spielt: Die Jahresfixkosten pro MW werden einfach auf die im Jahr erzielten Betriebsstunden verteilt. Diese direkte Abhängigkeit des Erlösbedarfs von der Anzahl der Volllaststunden (VLS) wird in den Iso-Erlöskurven sichtbar, indem man unterschiedliche Betriebsstundenszenarien bei ansonsten konstanten Parametern variiert.

Um die Iso-Erlöskurven zu erstellen, werden verschiedene Annahmen zu den Betriebsstunden getroffen und in die obige Gleichung eingesetzt. Niedrigere Betriebsstunden bedingen dann automatisch einen höheren Erlösbedarf pro MWh, weil sich die jährlichen Fixkosten auf weniger erzeugte MWh verteilen. Umgekehrt sinkt der Erlösbedarf pro MWh bei höheren Betriebsstunden.

Diese Erlösbedarfskurve unterscheidet sich von den üblichen Stromgestehungskosten (LCOE) dadurch, dass hier nominale Werte für künftige Kosten und Erlöse verwendet werden und keine Abzinsung der Energieerträge erfolgt. Auf diese Weise lässt sich explizit untersuchen, wann die Fixkosten gegenüber den variablen Kosten überwiegen und bei wie vielen Betriebsstunden sich ein wirtschaftliches Gleichgewicht einstellen kann.

Ein Beispiel zur Veranschaulichung:

Gehen wir von variablen Kosten (VOM) in Höhe von 84,85 €/MWh (Brennstoffkosten von 45€ + CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten von 39,85€) für das Jahr 2030 aus.

Angenommen, die Jahresfixkosten je MW setzen sich aus der Annuität ( $\alpha * C$ ) in der Höhe von 115.665,57 € und *FOM* in der Höhe von 25.000,- € zusammen – insgesamt also 140.665,57 €. Setzt man dies in die Formel für den Erlösbedarf pro MWh ein:

$$\text{Erlösbedarf in € pro MWh} = 84,85 \text{ €} + \frac{115.665,57 \text{ €} + 25.000 \text{ €}}{VLS}$$

wird die direkte Abhängigkeit unmittelbar sichtbar. Hier wird rasch ersichtlich, dass circa 18% der Fixkosten pro Jahr die fixen Betriebs- und Wartungskosten betreffen.

Unter den gegebenen Annahmen untersuchen wir den Fall, dass sich die Stromgestehungskosten zu gleichen Anteilen aus Investitions- und laufenden Kosten zusammensetzen<sup>18</sup>. In diesem beispielhaften Szenario ist ersichtlich, dass das angenommene Kraftwerk im Jahr 2030 zumindest 1.658 Volllaststunden, bei einem Durchschnittspreis von mindestens 169,70 € pro MWh erreichen muss, um wirtschaftlich zu operieren.

---

<sup>18</sup> Dieser Fall kann als vereinfachte Möglichkeit gesehen werden das Risiko durch nicht vorhersagbare Unsicherheiten (Kosten, etc.) zwischen Investition und Betrieb ausgeglichen zu verteilen.

## Referenzen

- Austrian Power Grid (APG) (2024a). Lastdeckungsreserve. Von <https://markt.apg.at/transparenz/last/lastdeckungsreserve/> (abgerufen am 15. Jänner 2025).
- Austrian Power Grid (APG) (2024b). Day Ahead Preise. Von <https://transparency.apg.at/spotmarktpreise/> (abgerufen am 14. Jänner 2025).
- Austrian Power Grid (APG) (2024c). Erzeugung nach Produktionstyp. Von <https://transparency.apg.at/erzeugung-nach-typ/> (abgerufen am 14. Jänner 2025)
- Austrian Power Grid (APG) (2024d). Tertiärregelung. Von <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/tertiaerregelung/> (abgerufen am 13. Jänner 2025).
- Baehr, H. D., & Kabelac, S. (2016). *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen* (Vol. 16. Auflage). Springer-Verlag GmbH Deutschland. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-49568-1>
- Baumann, M., Fazeni-Fraisl, K., Kienberger, T., Nagovnak, P., Pauritsch, G., Rosenfeld, D., Sejkora, C., & Tichler, R. (2021). Erneuerbares Gas in Österreich 2040: Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot. (i.A. von Österreichische Energieagentur Austrian Energy Agency).
- Berger-Grabner, D. (2016). Wissenschaftliches Arbeiten in den Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. *Hilfreiche Tipps und praktische Beispiele*. Wiesbaden: Gabler.
- Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW) (2021). Digitalisierung im Rahmen der Energiewende am Wirtschaftsstandort Österreich.
- Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) (2021). *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz*. Von [https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2021/20210317\\_eag.html](https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2021/20210317_eag.html)
- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) (2024a). Energie in Österreich: Zahlen, Daten, Fakten.
- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) (2024b). Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024a). *Kraftwerkssicherheitsgesetz Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024b). Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2023). Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Ausbaugrads Erneuerbarer Energien.
- Burger, A. (2024). Modellierung der Stromstrategie 2040 (i.A. von OesterreichsEnergie).

- Brown, C., & Foley, B. (2015). *Achieving a cost-competitive offshore wind power industry: What is the most effective policy framework?*
- Carcasci, C., & Facchini, B. (2000). Comparison between two gas turbine solutions to increase combined power plant efficiency. *Energy conversion and management*, 41(8), 757-773. [https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(99\)00150-8](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(99)00150-8)
- Danish Energy Agency (2024). Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation. Von <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-generation-electricity-and-district-heating>
- Dressler, M., Furtwängler, C., Görner, K., Jahns, C., Liekenbrock, J., Oeljeklaus, G., Ostmeier, L., & Weber, C. (2020). Abschlussbericht Pre-Engineering Studie: Das flexible Kraftwerk der Zukunft.
- E-Control (2023). Monitoring Report: Versorgungssicherheit Strom 2023 – Berichtsjahr 2022.
- E-Control (2024). EAG-Monitoringbericht 2024 - Berichtsjahr 2023.
- Energieatlas Bayern (2024). Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Von [https://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_energie/kwk](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/kwk) (abgerufen am 14. Jänner 2025)
- Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG); 58/ME (XXVII. GP). Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket. Von [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME\\_00058/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml) (abgerufen am 25. November 2024).
- ENTSO-E (2023). European Resource Adequacy Assessment. 2023 Edition ACER's approved and amended version. Von <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/> (abgerufen am 08. Jänner 2025)
- EWI Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2024). EWI Merit Order Tool 2023 - Dokumentation. Von [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/Dokumentation\\_EWI\\_Merit\\_Order\\_Tool\\_v2023.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/Dokumentation_EWI_Merit_Order_Tool_v2023.pdf) (abgerufen am 25. November 2024).
- Flick, U. (2020). Gütekriterien qualitativer Forschung. *Handbuch Qualitative Forschung in der Psychologie: Band 2: Designs und Verfahren*, 247-263.
- Growitsch, C., Matthes, F. C., & Ziesing, H.-J. (2013). Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. *Report for the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), Cologne, Berlin*.
- Höfer, T., Ecke, J., Pfister, C., & Zervas, M. (2022). Marktdesign für einen sicheren, wirtschaftlichen und dekarbonisierten Strommarkt (i.A. von enervis energy advisors GmbH).
- Hauglustaine, D., Paulot, F., Collins, W. et al. Climate benefit of a future hydrogen economy. *Commun Earth Environ* 3, 295 (2022). <https://doi.org/10.1038/s43247-022-00626-z>

- Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. *The Electricity Journal*, 30(1), 55-61. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.12.006>
- Huneke, F., Linkenheil, C. P., & Niggemeier, M. (2017). Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter (i.A. von Greenpeace Energy eG).
- International Energy Agency (2019). The Role of Gas in Today's Energy Transitions.
- International Energy Agency (2023). World Energy Outlook 2023.
- IPCC (2024). IPCC Sixth Assessment Report. Von <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/chapter-7/#box-7-7-figure-1>
- Kaspar, F., Borsche, M., Pfeifroth, U., Trentmann, J., Drücke, J., & Becker, P. (2019). A climatological assessment of balancing effects and shortfall risks of photovoltaics and wind energy in Germany and Europe. *Advances in Science and Research*, 16, 119-128. <https://doi.org/10.5194/asr-16-119-2019>
- Kost, C., Müller, P., Schweiger, J. S., Fluri, V., & Thomsen, J. (2024). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE).
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), BGBl. I S. 2498, zuletzt geändert durch Art. 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022, BGBl. I S. 2512. (2023).
- Lecomte, T., Ferreria de La Fuente, J. F., Neuwahl, F., Canova, M., Pinasseau, A., Jankov, I., ... & Delgado Sancho, L. (2017). Best available techniques (BAT) reference document for large combustion plants. Industrial emissions directive 2010/75/EU (Integrated pollution prevention and control) (No. JRC107769). Joint Research Centre (Seville site).
- Martinez-Rico, J., de Argandoña, I. R., Zulueta, E., Fernandez-Gamiz, U., & Armendia, M. (2021). Energy storage sizing based on automatic frequency restoration reserve market participation of hybrid renewable power plants. 2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST).
- Mayer-Spohn, O., Wissel, S., Voß, A., Fahl, U., & Blesl, M. (2005). Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken (Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy).
- Mayring, P. (2010). Qualitative Inhaltsanalyse: Grundlagen und Techniken [Qualitative content analysis: basics and techniques]. *Landsberg: Beltz*.
- Mayring, P. (2019). Qualitative Inhaltsanalyse—Abgrenzungen, Spielarten, Weiterentwicklungen. *Forum Qualitative Sozialforschung/Forum: Qualitative Social Research*.
- Merten, M., Rücker, F., Schoeneberger, I., & Sauer, D. U. (2020). Automatic frequency restoration reserve market prediction: Methodology and comparison of various approaches. *Applied Energy*, 268. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114978>
- Neubarth, J. (2012). Primärenergieeinsparung dezentraler Blockheizkraftwerke im Vergleich zu GuD-Kraftwerken unter Berücksichtigung überregionaler Versorgungsaufgaben.
- OECD (2022). Exchange Rates. Von <https://www.oecd.org/en/data/indicators/exchange-rates.html> (abgerufen am 15. Jänner 2025)

- OesterreichsEnergie (2022). Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft.
- Ohlendorf, N., & Schill, W.-P. (2020). Frequency and duration of low-wind-power events in Germany. *Environmental Research Letters*, 15(8). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab91e9>
- Papavasiliou, A. (2024). *Optimization models in electricity markets*. Cambridge University Press.
- Porada, S., Siemonsmeier, M., Wirtz, P., Mehlem, J., & Pacco, K. (2023). Flexibilitätsoptionen für den Betrieb des zukünftigen österreichischen Stromsystems (i.A. von Wien Energie GmbH und Verbund Energy4Business GmbH).
- Ramsebner, J., & Haas, R. (2021). Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht (i.A. von Bundesministeriums für Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Sektion VI – Klima und Energie). Von <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/sektorkoppelung.html>
- Refinitiv (2024). *EUA Yearly Price Forecast to 2030*.
- Regelleistung.net (2021). Abrechnung der aFRR-Arbeit ab 01.10.2021: Modell- & Schnittstellenbeschreibung.
- Rodgarkia-Dara, A., & Zwickl-Bernhard, S. (2023). Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich.
- Schwab, A. J. (2017). *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer Vieweg.
- Soria, S. C., Campos, A., & Garg, V. (2024). Hydrogen markets progress towards price transparency.
- Tegen, S., Hand, M., Maples, B., Lantz, E., Schwabe, P., & Smith, A. (2012). 2010 Cost of Wind Energy Review. <https://doi.org/10.2172/1219749>
- UnitConverters.net (2024). *Convert Megawatt-hour to Gigajoule*. Von <https://www.unitconverters.net/energy/megawatt-hour-to-gigajoule.htm>
- Varian, H. R. (2010). *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach* (8th ed.). New York: Norton & Company INC.
- Wifo (2024). Inflationsprognose für 2024 bis 2028. Von <https://www.wifo.ac.at/news/inflationsprognose-fuer-2024-bis-2028/> (abgerufen am 14. Jänner 2025)