

PROBABILISTISCHE UNTERSUCHUNGEN DER WIRTSCHAFTLICHKEIT DISPONIBLER KAPAZITÄTEN IM EUROPÄISCHEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSYSTEM

Markus VON HEEL*, Paul Max Leon FIP, Albert MOSER

IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland,
Tel.: +49 241 80 97698, E-Mail: m.vonheel@iaew.rwth-aachen.de,
Internet: <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Energiepolitische Entwicklungen führen zu Unsicherheiten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten. Sind nicht genügend disponible Kapazitäten im Elektrizitätsversorgungssystem vorhanden, um die Residuallast zu decken, kann es zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit (Resource Adequacy) kommen. Für eine realitätsnahe Modellierung muss die Entscheidung über die Rentabilität der Kapazitäten dezentral für jede einzeln getroffen werden. Zudem sind die länder- und technologiespezifischen Unsicherheiten sowie die individuellen Risikopräferenzen der Entscheidungsträger zu berücksichtigen. Um diese Aspekte abzubilden, wird ein probabilistisches Modell zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem entwickelt. Des Weiteren soll dieses durch die Integration länder- und technologiespezifischer Unsicherheiten sowie der Berücksichtigung der Risikoaversion von Entscheidungsträgern erweitert werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die länder- und technologiespezifischen Risiken sowie insbesondere die Risikoaversion einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der disponiblen Kapazitäten haben und bei der Modellierung des zukünftigen europäischen Elektrizitätsversorgungssystem berücksichtigt werden müssen.

Keywords: Economic Viability Assessment, Energiesystemanalyse, Resource Adequacy

1 Einleitung

Die Europäische Kommission hat das Ziel formuliert bis 2030 die Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) soweit auszubauen, dass ihr Anteil 40% an der Gesamtstromerzeugung beträgt [Eur21]. Diese Ausbauagenda geht dabei mit einer schrittweisen Stilllegung thermischer Kraftwerke einher [ENT23]. In diesem dynamischen Übergangsprozess erweisen sich die volatilen EE-Anlagen als Herausforderung, da sie aufgrund wechselnder Wetterbedingungen nicht immer in der Lage sind, den gesamten Energiebedarf zu decken. Dies erfordert die Aufrechterhaltung einer Mindestkapazität disponibler Kraftwerke als Reserve, welche wetterunabhängig stets in der Lage sind, die ausbleibende Stromerzeugung der EE-Anlagen zu kompensieren. Gesamtheitlich kann mit den disponiblen Kapazitäten sichergestellt werden, dass das

Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) zu jeder Zeit die Nachfrage nach elektrischer Energie decken kann [BMW23], [BMW21].

1.1 Motivation

Die zunehmende Komplexität und Unsicherheit in energiepolitischen Entwicklungen haben einen direkten Einfluss auf die Rentabilität und Verfügbarkeit der elektrischen Kapazitäten in Europa. Trotz klarer Zielvorgaben besteht eine Unsicherheit hinsichtlich der Schaffung eines sicheren Investitionsrahmens im gegenwärtigen Energy-Only-Markt (EOM) für dispoible Kraftwerke [ene23]. Angesichts der inhärenten Unsicherheiten bei Investitionen im Energiesektor ist die Integration der Risikoaversion von entscheidender Bedeutung [Möb23]. Weiterführend sollten ebenfalls länder- und technologiespezifische Risiken mit in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt werden, um eine vollumfängliche Analyse durchzuführen.

1.2 Zielsetzung und Aufbau

Dieser Beitrag verfolgt das Ziel, ein Modell zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem vorzustellen. Das Economic Viability Assessment Modell (EVA-Modell) bewertet die Wirtschaftlichkeit bestehender disponibler Kapazitäten sowie potenzieller Zubauten. Dieser Beitrag gliedert sich in drei Kernpunkte, welche im Folgenden fokussiert betrachtet werden:

1. Probabilistische Bewertung der Wirtschaftlichkeit
2. Abbildung von länder- und technologiespezifischen Risiken
3. Abbildung der Risikoaversion

Zur Umsetzung dieser Aspekte gliedert sich der Aufbau dieses Beitrags in mehrere Bereiche. Zuerst werden in Kapitel 2 die Grundlagen erläutert. Anschließend erfolgt in Kapitel 3 die modelltechnische Umsetzung. Abschließend werden in Kapitel 4 die drei Umsetzungen anhand von Untersuchungen analysiert. Kapitel 5 fasst die Ergebnisse zusammen und ordnet diese ein.

2 Grundlagen

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten stellt eine Entscheidungsfindung unter Unsicherheit dar. Des Weiteren bewerten Investoren eine Investition in Abhängigkeit des Landes oder der Technologie unterschiedlich und verhalten sich dabei risikoavers. Aus diesem Grund werden im folgenden Kapitel die Unsicherheiten, die länder- und technologiespezifischen Risiken sowie die Risikoaversion in Bezug auf die Investitionsentscheidung genauer dargestellt.

2.1 Grundlagen der Investitionsrechnung

Es stehen verschiedene Bewertungsansätze zur Verfügung, die zur Entscheidungsfindung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit angewendet werden können. Im kommenden Abschnitt werden die relevanten Modelle für diesen Beitrag vorgestellt. Diese umfassen den Net Present Value (NPV), die Internal Rate of Return (IRR) und die Hurdle Rate.

2.1.1 Net Present Value

Eine gängige Methode für die Investitionsrechnung ist die Ermittlung des NPV eines Projekts. Dieser basiert auf der Annahme, dass die Investitionskosten zu Beginn anfallen und die jährlichen Zahlungsströme über die gesamte wirtschaftliche Lebensdauer K des Projekts auf diesen Zeitpunkt diskontiert werden. Dabei werden die Kapitalkosten als Zinssatz i berücksichtigt. Die fixen Betriebs- und Wartungskosten (FOM), die zu Beginn jeder Periode anfallen sowie die Inframarginal Rents (IR), die am Ende einer Periode auftreten, werden zu den jährlichen Zahlungsströmen gezählt. Die IR entsprechen den Einnahmen, die nach Abzug der variablen Kosten wie Brennstoff und variablen Betriebs- und Wartungskosten verbleiben. Mit den auf die Periode $t = 0$ diskontierten IR und den Investitionskosten I lässt sich der NPV wie folgt berechnen:

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^K \frac{IR(t)}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

Ein positiver NPV bedeutet, dass der Gegenwartswert aller zukünftigen Einnahmen größer als der Gegenwartswert aller zukünftigen Kosten ist und somit die Investition profitabel ist. Auf Grund der Unvorhersagbarkeit der IR existiert ein Risiko, welches vom Investor bei der Wahl des Diskontsatzes berücksichtigt werden muss. Der für den NPV verwendete Zinssatz ist somit die minimale Rendite, die der Investor von der Investition akzeptiert. [Zwe17], [Bou21], [Kon18]

2.1.2 Internal Rate of Return

Die IRR ist der projektspezifische Zinssatz der den NPV einer Investition auf null bringt. Somit ist die IRR ist der effektive Zinssatz, bei dem die erwarteten, zukünftigen Cashflows einer Investition ihren Barwert genau ausgleichen. Dies kann mathematisch wie folgt ausgedrückt werden:

$$0 = \sum_{t=1}^K \frac{IR(t)}{(1+IRR)^t} \quad (2.2)$$

Die IRR wird verwendet, um die Rentabilität einer Investition zu bewerten. Wenn die IRR einer Investition höher ist als der gewünschte Mindestzinssatz gilt die Investition als rentabel und wird mit hoher Wahrscheinlichkeit durchgeführt. Die IRR kann also als projektspezifische Rendite interpretiert werden und schafft dadurch eine bessere Vergleichbarkeit als der NPV, welcher keinem Prozentsatz, sondern einer absoluten Zahl entspricht. Somit ist anhand der IRR auch ein Vergleich von Investitionen mit unterschiedlicher Laufzeit möglich. Aufgrund dessen wird die IRR für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit verwendet. [Bou21]

2.1.3 Hurdle Rate

Die Hurdle Rate, entwickelt von Professor K. Boudt, berücksichtigt die technologiespezifischen Risiken und Unsicherheiten einer Investition und repräsentiert die Rendite, die der Investor mindestens erreichen möchte. Dieser Ansatz ist technologiespezifisch und setzt sich aus den Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) und dem spezifischen Hurdle

Premium der jeweiligen Technologie zusammen. Konkret kann die Hurdle Rate wie folgt berechnet werden:

$$\text{Hurdle Rate} = \text{WACC} + \text{Hurdle Rate} \quad (2.3)$$

[Bou21]

2.2 Probabilistische Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Eine Investition in disponible Kapazitäten stellt eine Entscheidungsfindung unter Unsicherheit dar. Um die Unsicherheiten der zukünftigen klimatischen Bedingungen, der Nachfrage nach elektrischer Energie sowie der erwarteten Verfügbarkeit der thermischen und hydraulischen Kraftwerke des europäischen EVS widerzuspiegeln, wird im Rahmen dieses Beitrags eine Monte-Carlo-Simulation verwendet. Innerhalb dieser Simulation erfolgt die Berechnung der IRRs für eine Anzahl an n Klimajahren sowie m Ausfalljahren. Auf diese Weise werden $n * m$ IRRs für $n * m$ Monte-Carlo-Jahre berechnet.

Aufgrund der Vielzahl von Ergebnissen müssen diese zusammengefasst werden. Eine Möglichkeit stellt dabei die Berechnung des Erwartungswerts dar. Der Erwartungswert μ entspricht dem Durchschnitt der mit den Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichteten einzelnen Ergebnismöglichkeiten [Ter23]. Demnach bietet sich das Erwartungswertkonzept für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Investitionsalternativen an, wenn eine probabilistische Vorgehensweise verwendet wird. Infolgedessen wird der Erwartungswert der IRRs als Maß für die Wirtschaftlichkeit einer Kapazität verwendet. Für einen risikoneutralen Entscheidungsträger ist eine Kapazität dann wirtschaftlich, wenn der Erwartungswert der IRR über der Hurdle Rate liegt.

2.3 Länder- und technologiespezifische Risiken

Im Vorherigen wurde bereits die Hurdle Rate als eine Form der Mindestrendite vorgestellt. Dabei sollte die Hurdle Rate jedoch neben den Kapitalkosten und technologiespezifischen Risiken auch die jeweiligen Rahmenbedingungen für Investitionen in verschiedenen Ländern berücksichtigen.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass für internationale Investoren eine Investition in ein politisch und wirtschaftlich stabiles Land mit einem anderen Risiko zu bewerten ist als eine Investition in ein weniger stabiles Land. Die unterschiedlichen Bewertungen der Länder lassen sich unter anderem auf das Stadium des Wirtschaftswachstums, das politische Risiko sowie das Rechtssystem zurückführen. Die notwendige Erweiterung der Hurdle Rate um länderspezifische Risiken wird in Abschnitt 3.2 fortgeführt und mathematisch dargestellt. [Ter23]

2.4 Risikoaversion von Entscheidungsträgern

Viele empirische Studien haben gezeigt, dass Individuen Verluste stärker bewerten als Gewinne in gleicher Höhe. Im EVS führen insbesondere die hohe Kapitalbindung, die Vielzahl an nicht vorhersagebaren oder beeinflussbaren Risiken sowie die damit verbundenen potentiellen hohen Verluste zu einer ausgeprägten Risikoaversion von Investoren in disponible Kapazitäten. [Nit21]

Eine Möglichkeit der Integration der Risikoaversion in die vorherige Erwartungswertbetrachtung stellt der Value-at-Risk (VaR) dar. Der VaR

$$VaR_{(1-\beta)}(K) = F_K^{-1}(1 - \beta) \quad (2.4)$$

definiert die Rendite, die mit einer Wahrscheinlichkeit von β nicht unterschritten wird. Er kann demnach den größten Verlust, der mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird, darstellen. Wie in der Abbildung 2.1 zu erkennen ist entspricht der VaR folglich einem Quantil, welches die Dichtefunktion der Renditen einer disponiblen Kapazität K in die Teile β und $1 - \beta$ unterteilt [Sch11]. Die Dichtefunktion wird als $F(K)$ und ihre Inverse als $F^{-1}(K)$ bezeichnet. [Nas18b]

Der Conditional-Value-at-Risk (CVaR)

$$CVaR_{(1-\beta)}(K) = \mu(K | K > VaR_{(1-\beta)}). \quad (2.5)$$

stellt die erwartete Rendite aller Möglichkeiten dar, die den VaR unterschreiten [Nas18a].

Im Gegensatz zum VaR bewahrt der CVaR seine Kohärenz und Konvexität auch wenn die Annahme einer normalverteilten Rendite nicht erfüllt ist. Darüber hinaus berücksichtigt der CVaR Verluste unterhalb einer Schwelle nicht als identisch, was ihn zu einer präziseren und konsistenteren Maßnahme für das Portfoliorisiko macht und die Rendite-Risiko-Optimierung für nicht risikoneutrale Investoren unterstützt. [Sch11]

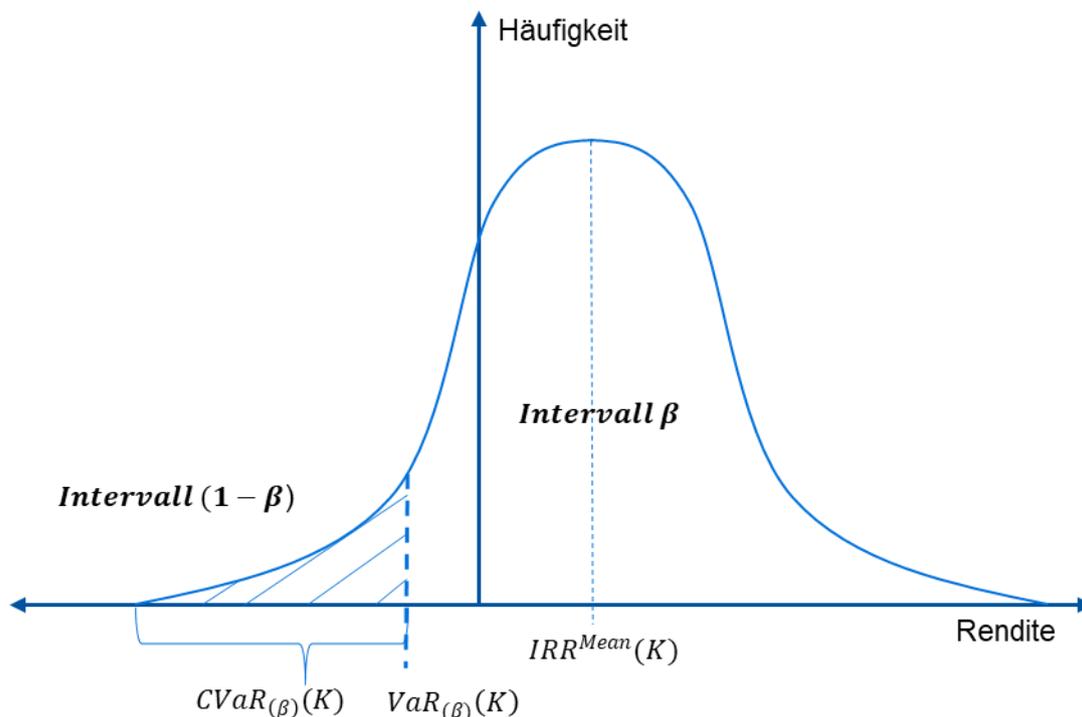


Abbildung 2.1: Häufigkeits-Rendite-Verteilung mit Darstellung CVaR und VaR, angelehnt an [Sch11]

3 Modellierung

Das entwickelte EVA-Modell bestimmt für alle disponiblen Kapazitäten die Rentabilität. Aufbauend auf Kapitel 2 wird im Folgenden die modelltechnische Abbildung der

Unsicherheiten, der länder- und technologiespezifischen Risiken sowie der Risikoaversion im EVA-Modell erläutert.

3.1 Modellierung der Unsicherheiten

Die in Abschnitt 2.2 vorgestellten Unsicherheiten werden über eine probabilistische Vorgehensweise abgebildet. Dazu werden die Kapazitätseinsätze, die Marktpreise und die damit verbundenen Erlöse der disponiblen Kapazitäten für jedes Monte-Carlo-Jahr berechnet. Darauf aufbauend werden die IR und schließlich die IRR für jede Kapazität ermittelt. Diese Berechnungen erfolgen für alle Kapazitäten und $n * m$ Monte-Carlo-Jahre. Für jede Kapazität K existieren schließlich $n * m$ IRRs. Basierend auf diesen Werten wird nun der Erwartungswert

$$IRR_K^{Mean} = \frac{\sum_{j=1}^{n*m} IRR_j}{n * m} \quad (3.1)$$

für jede Kapazität berechnet und dient als Grundlage für die De-/ Investitionsentscheidungen. Die Wirtschaftlichkeit ist dann gegeben, wenn der IRR-Mean der Kapazität größer oder gleich Null ist. Die Investitionsentscheidungen werden in Bezug auf Stilllegung und Erweiterung bestimmter Kapazitätstypen getroffen. Aufgrund des aktuell einjährigen Betrachtungszeitraums werden Stilllegungen und Laufzeitverlängerungen nicht berücksichtigt.

3.2 Modellierung des länder- und technologiespezifischen Risikos

In Abschnitt 3.1 wird der Erwartungswert der IRRs (IRR-Mean) über alle Monte-Carlo-Jahre gebildet und als Entscheidungskriterium verwendet und kann dabei als projektspezifische Rendite betrachtet werden. Zusätzlich werden - wie in Abschnitt 2.1.3 erläutert - bei Investitionsentscheidungen häufig die Erfüllung von Mindestrenditen in Form der Hurdle Rate gefordert. Im Ausgangsmodell wird die Hurdle Rate ausschließlich als projektspezifischer Zinssatz zur Berechnung der IR und der IRR verwendet. Mit der Erweiterung der Hurdle Rate als Mindestrendite, sollen die technologiespezifischen Risiken abgebildet werden. Demnach ist eine Investition rentabel, wenn die folgende Bedingung gegeben ist:

$$IRR^{Mean} > Hurdle Rate \quad (3.2)$$

Die ursprüngliche Hurdle Rate, welche sich aus WACC und Hurdle Premium zusammensetzt, berücksichtigt folglich nur Kapitalkosten sowie einen technologiespezifischen Risikoaufschlag. Da das EVA-Modell alle Mitgliedsländer der EU sowie eine Vielzahl europäischer nicht EU-Länder berücksichtigt, sollten wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, die länderspezifischen Risiken im Modell mitberücksichtigt werden. Hierzu kann das Country Risk Premium (CRP) eingeführt werden, welches die Hurdle Rate um die länderspezifischen Risiken erweitert. Demnach berechnet sich die Hurdle Rate wie folgt:

$$Hurdle Rate = WACC + Hurdle Premium + Country Risk Premium \quad (3.3)$$

Der vorliegende Beitrag orientiert sich dabei an einer Studie aus dem Sommer 2023 des amerikanischen Wissenschaftler Aswath Damodaran, welcher unter Berücksichtigung der oben genannten Punkte das CRP berechnet. Hierbei werden insbesondere das Risiko durch diskontinuierliche Politik, der Einfluss von Korruption und deren Nebenkosten, das

Nationalisierungs-/ Enteignungsrisiko, das rechtliche Risiko, die Wirtschaftsstruktur, die Auswirkung des Klimawandels, das Währungsrisiko und das Staatsausfallrisiko in Bezug auf die jeweiligen Länder berücksichtigt und quantifiziert. Für die im EVA-Modell relevanten Länder, respektive Gebotszonen, ergeben sich die im Anhang in Abbildung 5.2 gezeigten Ausprägungen des CRP. [Dam23]

3.3 Modellierung der Risikoaversion

Aufbauend auf der in Abschnitt 2.4 hergeleiteten mathematischen Modellierung der Risikoaversion kann das EVA-Modell dahingehen erweitert werden, dass sowohl der CVaR als auch anschließend der Präferenzwert (PR) in Abhängigkeit von dem Risikoaversionsparameter α und dem Intervall $1 - \beta$ berechnet werden können. Dadurch erweitert sich die Investitionsentscheidung zu:

$$(1 - \alpha) * IRR_K^{Mean} + \alpha * CVaR_{(1-\beta)}(K) > Hurdle Rate \quad (3.4)$$

$$\text{bzw. } PR_{(1-\beta)}^\alpha(K) > Hurdle Rate \quad (3.5)$$

Konkret sortiert das Modell alle IRRs ihrer Größe nach und berechnet in Abhängigkeit des hinterlegten Werts für β den Erwartungswert aller im $1 - \beta$ Intervall befindlichen IRRs. Als Ergebnis resultiert $CVaR_{(1-\beta)}(K)$. Dieser entspricht demnach dem Erwartungswert der niedrigsten Rendite des jeweiligen Projekts über alle Monte-Carlo-Jahre.

Durch die Variation von β können, ergänzend mit dem Risikoaversionsparameter α , unterschiedliche Risikoprofile der Entscheidungsträger abgebildet werden. So entspricht ein $\beta = 5\%$ einem tendenziell niedrigen CVaR, da dieser aus den fünf Prozent der niedrigsten Projektrenditen berechnet wird. Dadurch kommt den inferioren Ergebnissen eine überproportionale Bedeutung zu. Infolgedessen kann je nach Entscheidungsprämisse der Entscheidungsträger die Wirkung des CVaR auf die Entscheidungssituation durch die Variation von β verändert werden.

Die wissenschaftliche Literatur bietet keine Quellen, die das Risikoverhalten von Entscheidungsträgern bei Investition in Kapazitäten des EVS bewerten und umfangreich quantifizierbar machen. Generell gehen Studien davon aus, dass jene Entscheidungsträger über eine vergleichsweise hohe Risikoaversion verfügen [Möb23]. Jedoch ist eine Festlegung auf einen konkreten Risikoaversionsparameter α in Verbindung mit einem spezifischen Risikoprofil ohne weiteres nicht möglich. Durch die freie Wahl von α und β lässt sich eine beliebige Bandbreite an Risikoprofilen simulieren. Dies flexibilisiert das EVA-Modell, welches Investitionsentscheidungsprozesse unter Berücksichtigung individueller Präferenz möglichst realitätsnah abbilden kann.

4 Ergebnisse

4.1 Untersuchungsrahmen

Die folgenden Berechnungen erfolgen für das Jahr 2024. Grundlegend werden als Eingangsdaten für die exemplarischen Untersuchungen die von ENTSO-E veröffentlichten Daten des ERAA 2022 herangezogen und ergänzt durch Daten aus [eli21]. Für die Analyse

der Ergebnisse sind insbesondere die unter Tabelle 4.1 aufgeführten Eingangsdaten von Bedeutung. Des Weiteren wurden jeweils zehn Wetter- und Ausfalljahre verwendet, welche insgesamt 100 Monte-Carlo-Jahre generieren. Demnach besteht eine Berechnung aus 100 simulierten Szenarien.

Tabelle 4.1: CO₂ Emissionsfaktor, Brennstoff- und CO₂-Preis der Kapazitäten

Kraftwerkstyp	CO ₂ Emissionsfaktor [kgCO ₂ /MWh]	Brennstoffpreis [EUR/MWh]	CO ₂ -Preis [EUR/tCO ₂]
Gas	205,2	51,408	90,50
Braunkohle	363,6	9,9	90,50
Steinkohle	338,4	10,764	90,50
Öl	280,8	56,844	90,50

Um realitätsnahe Ergebnisse der Zu- und Abbauentscheidungen zu erhalten, muss das EVA-Modell so lange wiederholt werden, bis alle im Markt verbleibenden Kapazitäten wirtschaftlich sind. Dieser Beitrag fokussiert sich jedoch auf die drei vorgestellten Erweiterungen und deren Auswirkungen auf die Ergebnisse der EVA. Folglich wurde für jede der Erweiterungen nur eine Iteration gerechnet.

Die erweiterte Hurdle Rate berechnet sich aus WACC, Hurdle Premium und CRP. Dabei wurden die ersten beiden Parameter WACC und Hurdle Premium nach dem Hurdle Rate Approach durch die ENTSO-E berechnet und für diesen Beitrag übernommen. Um die jeweilige technologiespezifischen Hurdle Rates zusätzlich um ein länderspezifisches Risiko zu erweitern, erfolgt die Berechnung gemäß [Dam23]. Dadurch wird für jede Gebotszone das spezifische CRP addiert. Die hieraus resultierenden Hurdle Rates sind in Tabelle 4.2 aufgeführt.

Tabelle 4.2: Hurdle Rate inklusive technologie- und länderspezifischen Premium

	Kapazitätstyp	WACC [%]	Hurdle Premium [%]	Hurdle Rate inkl. CRP [%]
Stilllegungs- kandidaten	Gas	6,8	1,5	8,3 – 18,16
	Braunkohle	6	1,5	7,5 – 17,36
	Steinkohle	6	1,5	7,5 – 17,36
	Öl	6,8	1,5	8,3 – 18,16
Zubau- kandidaten	Batterie	6	8,5	14,5 – 24,36
	Gas	6,8	6,5	13,3 – 22,66
	DSM	14		14 – 23,86

Risikoaversionsparameter

Eine Quantifizierung des Risikoverhaltens von Entscheidungsträgern bei Investitionen in Kapazitäten des EVS ist nur schwer möglich. Für die folgenden Untersuchungen wurden sehr risikoaverse Investoren angenommen, sodass sich $\alpha = 0.9$ und $\beta = 0.05$ ergeben.

Untersuchte Kapazitäten

Im Rahmen dieses Beitrags erfolgt die Bewertung der Wirtschaftlichkeit anhand des EVA-Modells nur für ausgewählte Kapazitäten. Auf Seiten der Stilllegungskandidaten werden Gas-, Braunkohle-, Steinkohle-, und Ölkraftwerke betrachtet. Als Zubaukandidaten werden Gaskraftwerke bewertet. Eine Bewertung weitere Kapazitäten wie bspw. Batterien oder DSR-Potenzialen ist ebenso möglich, jedoch nicht Fokus dieser Untersuchungen.

4.2 Referenzszenario

In der initialen Berechnung wird kein Präferenzwert für die jeweilige Kapazität berechnet und die Rentabilität gemäß Formel (4.1) gemessen wird:

$$IRR^{Mean} > 0 \quad (4.1)$$

Diese erste Berechnung dient als Ausgangslage, um im späteren Verlauf dieses Kapitels die Auswirkungen der Erweiterungen des Modells diskutieren zu können. Demnach wird die Risikoaversion der Entscheidungsträger nicht berücksichtigt. Weiterführend wird nicht überprüft, ob der Erwartungswert der IRR der jeweiligen Kapazität die technologie- und länderspezifische Mindestrendite überschreitet.

Die Abbildung 5.2 zeigt, dass insbesondere Steinkohlekraftwerke und Braunkohlekraftwerke am EOM wirtschaftlich betrieben werden können. Auch die bestehenden Gaskraftwerke zeigen eine überwiegende Rentabilität auf. Die neu errichteten Gaskraftwerke lassen sich ebenfalls wirtschaftlich betreiben.

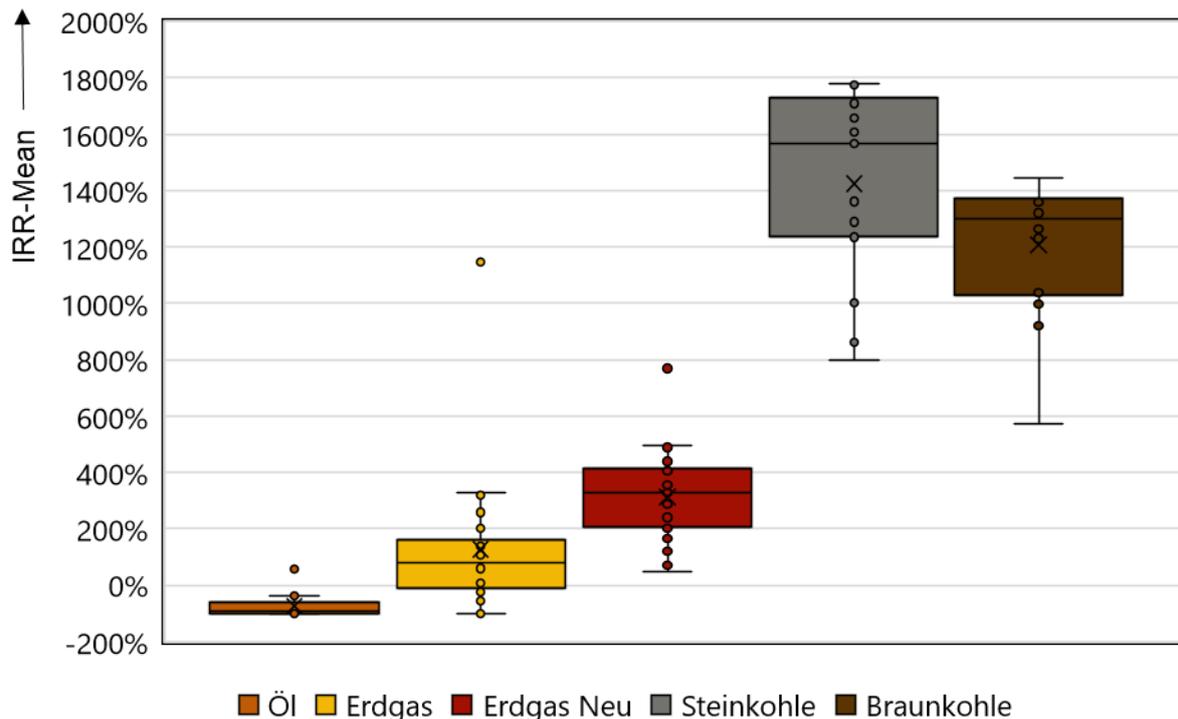


Abbildung 4.1: Ausprägung der IRR-Mean bestehender Kapazitäten in allen Gebotszonen ohne Berücksichtigung der Risikoaversion und der Hurdle Rate

Abbildung 4.2 verdeutlicht die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kapazitäten in den betrachteten Gebotszonen. Es ist erkennbar, dass in Länder mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und/ oder Kernenergie, wie beispielsweise Schweden oder Dänemark, der Großteil der untersuchten Kapazitäten unwirtschaftlich ist, da diese innerhalb der betrachteten Szenarien keinen positiven IRR-Mean erzielen. Weiterhin lässt sich feststellen, dass in einem erheblichen Teil der Gebotszonen mindestens 25 % der Kapazitäten als unwirtschaftlich bewertet werden. Demnach verfügen diese Kapazitäten über keine ausreichende Resilienz, um über alle simulierten Szenarien hinweg dauerhaft wirtschaftlich zu bleiben. Dies betrifft insbesondere die Ölkraftwerke mit hohen CO₂-Emissionen und Brennstoffpreisen. Konkret ist über alle Gebotszonen betrachtet festzustellen, dass von 15 Ölkraftwerken nur eines wirtschaftlich ist. Hingegen sind alle 14 Braunkohlekraftwerke und 15 von 16 Steinkohlekraftwerken wirtschaftlich.

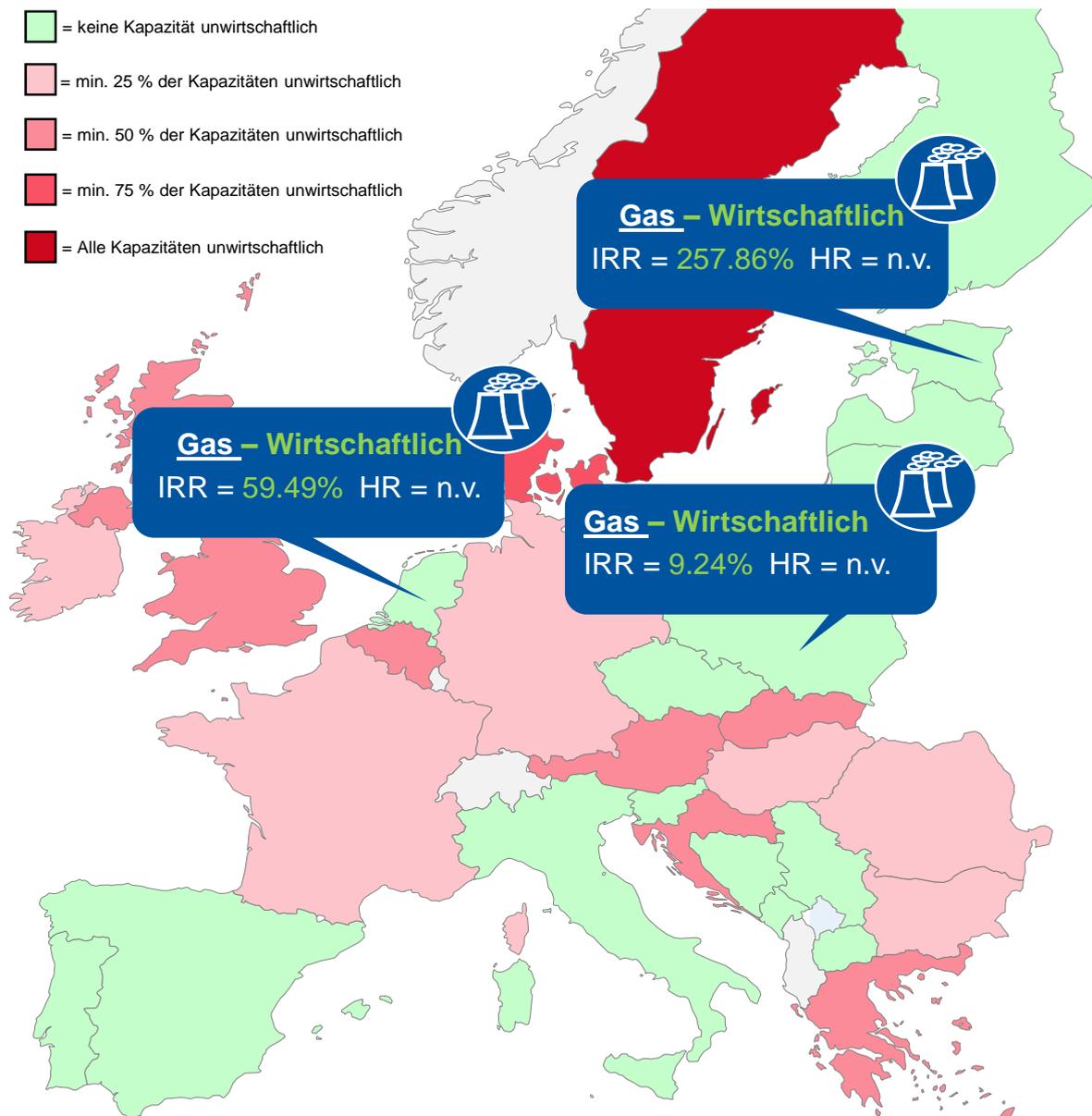


Abbildung 4.2: Wirtschaftlichkeit der vorhandenen Kraftwerke ohne Berücksichtigung der Risikoaversion und der Hurdle Rate

4.3 Untersuchung des länder- und technologiespezifischen Risikos

In Abschnitt 3.2 wurde die Erweiterung der Hurdle Rate als Mindestrendite zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und Berücksichtigung der technologiespezifischen Risiken eingeführt. Des Weiteren wurde die Hurdle Rate um das CRP erweitert und bildet die länderspezifischen Risiken ab.

Abbildung 4.3 zeigt die Auswirkung dieser erweiterten Hurdle Rate auf die Rentabilität der bereits vorhandenen Kapazitäten. Dabei bleibt der IRR-Mean für alle Kapazitäten konstant, da sich die Berechnungsbasis nicht ändert. Mit der Einführung der Hurdle Rate als Mindestrendite werden unmittelbar jene Kapazitäten unwirtschaftlich, deren IRR-Mean nicht die jeweilige Hurdle Rate übersteigt. Anhand von Polen ist zu erkennen, dass die Rentabilitätsentscheidung durch die Einführung der Hurdle Rate sehr knapp ausfallen kann. Hier verfügt ein Gaskraftwerk über ein IRR-Mean von 9.24 % sowie einer Hurdle Rate von 9.58 % und wird aufgrund einer

Differenz von 0.34 % als unwirtschaftlich bewertet. Insgesamt werden zwei Kapazitäten durch die Einführung der Hurdle Rate zusätzlich unwirtschaftlich. Dies zeigt, dass die Hurdle Rate einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Bewertung der Rentabilität hat. Anhand von Abbildung 4.1 wird jedoch deutlich, dass die Mehrheit aller Kapazitäten einen IRR-Mean weit über 0 % haben und demnach die Einführung die Hurdle Rate nur Einfluss auf Kapazitäten hat, welche ohnehin vergleichsweise niedrige Renditen erwirtschaften.

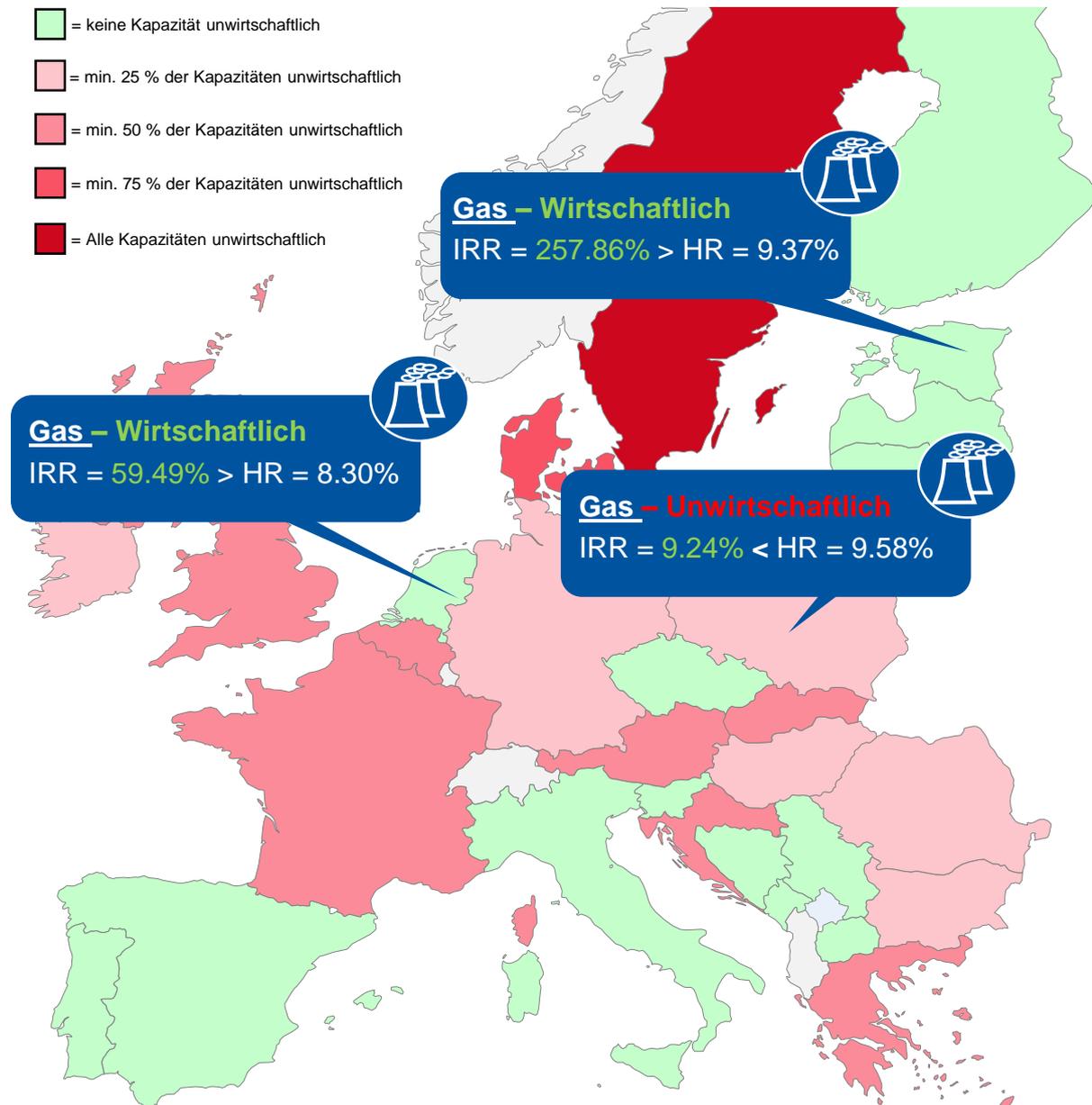


Abbildung 4.3: Wirtschaftlichkeit der vorhandenen Kraftwerke unter Berücksichtigung der Hurdle Rate

4.4 Untersuchung der Risikoaversion

In Abschnitt 3.3 wurde die Modellierung der Risikoaversion bei Investitionsentscheidungen im EVS beschrieben. Im Folgenden wird deren Einfluss anhand der Erweiterung im EVA-Modell genauer untersucht. Die **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** visualisiert die Auswirkung der Risikoaversion auf die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kapazitäten unter Verwendung von

$\alpha = 0.9$ und $\beta = 0.05$. Es wurde bewusst ein hohes α und ein niedriges β verwendet, um eine ausreichende Signifikanz der Risikoaversion zu erreichen.

Anhand der Abbildung 4.4 ist erkennbar, dass durch die Einführung der Risikoaversion keines der Ölkraftwerke wirtschaftlich ist. Weiterführend wird ein bedeutender Anteil der Gaskraftwerke unwirtschaftlich. Es ist jedoch zu beobachten, dass sowohl die Steinkohle- als auch die Braunkohlekraftwerke weiterhin rentabel sind. Allgemein ist festzustellen, dass die Präferenzwerte aller Kraftwerkstypen niedriger sind als die IRR-Mean. Jedoch ist ebenfalls zu betonen, dass viele Kapazitäten über alle $n * m$ Monte-Carlo-Jahre keine negativen IRRs erwirtschaften und der Präferenzwert weiterhin hoch bleibt. Diese Kapazitäten sind trotz Risikoaversion und Hurdle Rate besonders resilient gegenüber allen simulierten Szenarien.

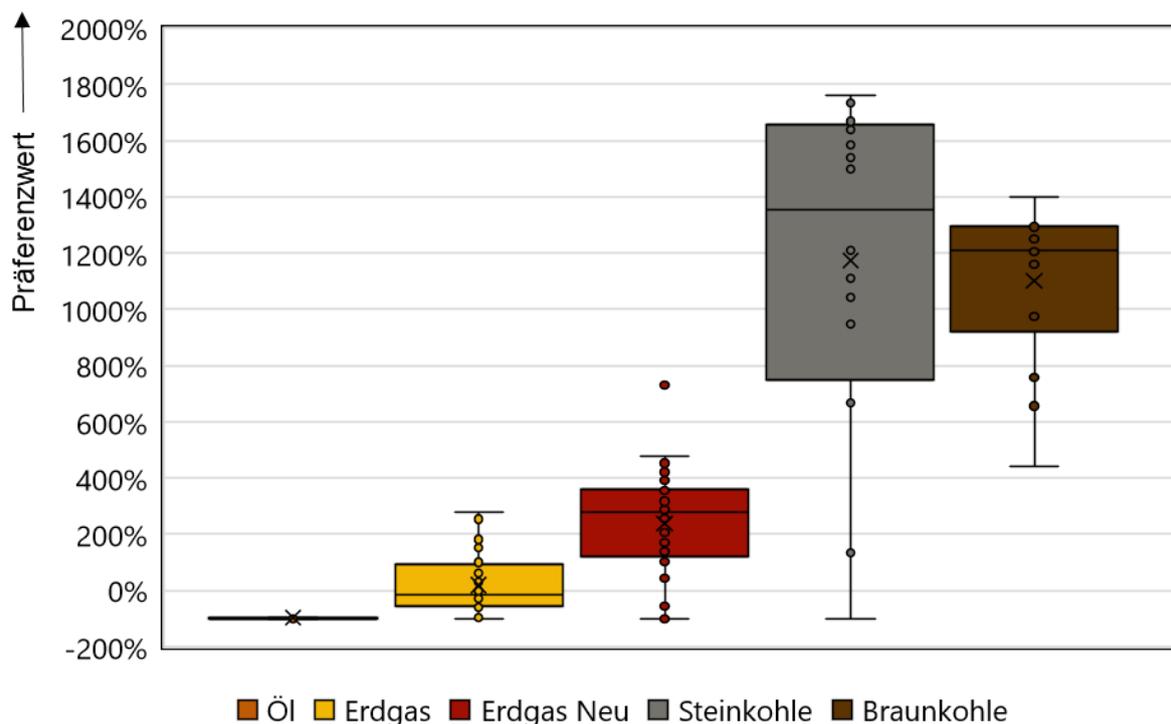


Abbildung 4.4: Ausprägung der IRR-Mean bestehender Kapazitäten in allen Gebotszonen unter Berücksichtigung der Risikoaversion und der Hurdle Rate

Die Abbildung 4.5 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** visualisiert die Auswirkung der Risikoaversion auf die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kapazitäten. Durch die Einführung des CVaR und des Präferenzwerts sind zwölf zusätzliche Kapazitäten unwirtschaftlich geworden, obwohl diese über einen positiven IRR-Mean verfügen. In dieser Berechnung werden Kapazitäten als unwirtschaftlich klassifiziert, sobald ihr Präferenzwert unterhalb der Hurdle Rate liegt. Dies betrifft zum Beispiel die Gaskraftwerke der Niederlande, welche über einen Präferenzwert von 5.66 % und einer Hurdle Rate von 9.37 % verfügen. Weiterführend verfügen in Estland die Gaskraftwerke über ein IRR-Mean von 257.86 %, jedoch einen Präferenzwert von -46.96 %, weshalb die Kapazitäten durch die Einführung des Präferenzwerts unrentabel werden. Dies lässt darauf schließen, dass der CVaR aus stark negativen IRR gebildet wird und die Kapazität je nach Monte-Carlo-Jahr sehr unterschiedliche Renditen aufweist. Anhand dieses Beispiels ist deutlich erkennbar, welchen Einfluss die Risikoaversion auf die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Kapazitäten hat.

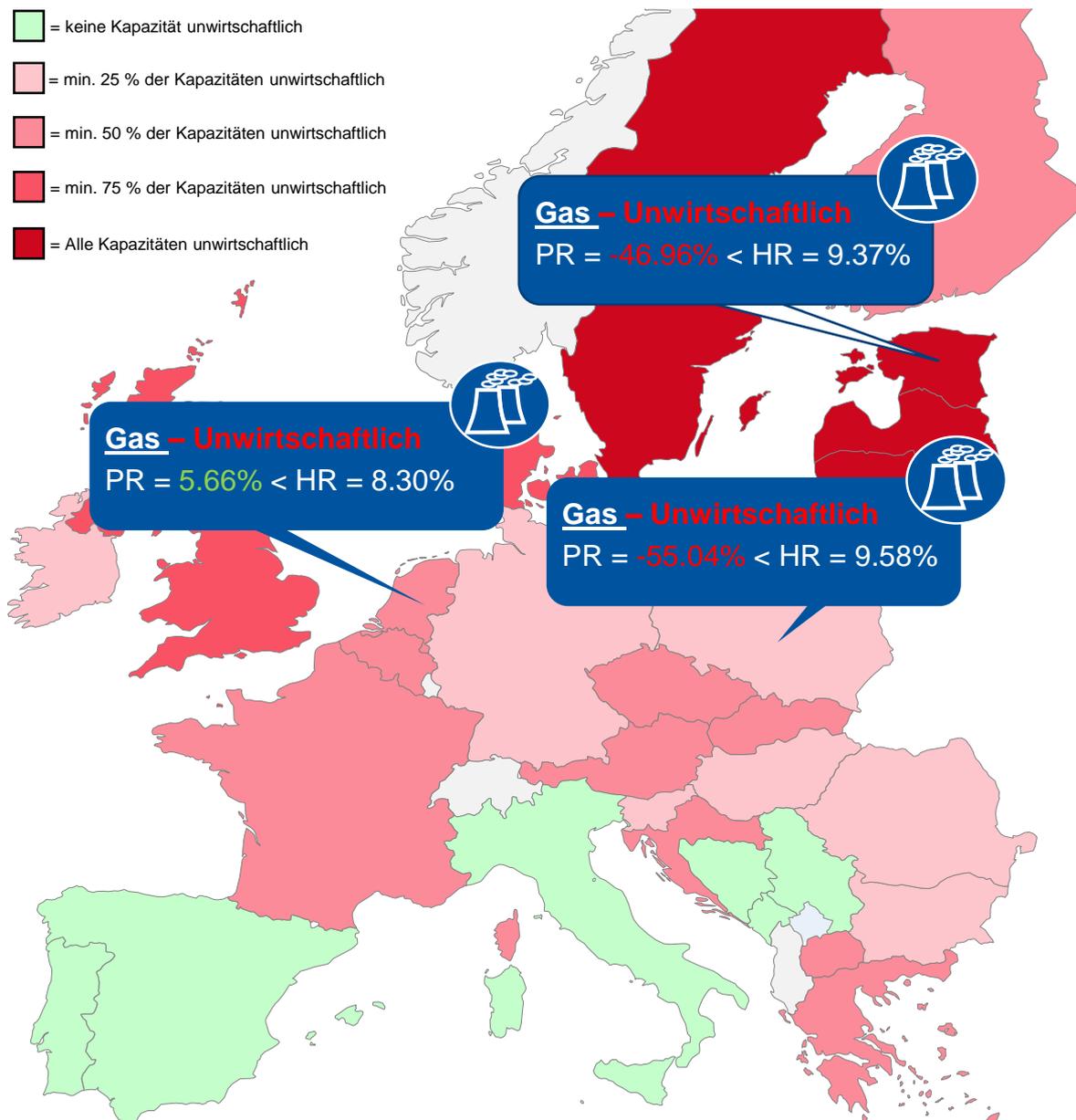


Abbildung 4.5: Wirtschaftlichkeit der vorhandenen Kraftwerke unter Berücksichtigung der Risikoaversion und der Hurdle Rate

5 Fazit und Ausblick

Das Referenzszenario zeigt, dass auch ohne die Berücksichtigung von Mindestrenditen oder der Risikoaversion Kapazitäten mit hohen Emissionen und Rohstoffpreisen über alle simulierten Szenarien hinweg nicht wirtschaftlich sind. Dies betrifft insbesondere Ölkraftwerke.

In Abbildung 5.1 wird im direkten Vergleich der Berechnungen deutlich, welchen Einfluss die implementierten Erweiterungen auf die Rentabilität der vorhandenen Kapazitäten haben. Dabei erweist sich die Integration länderspezifischer Risiken in die Hurdle Rate als sinnvoller Schritt, um die Vielfalt der Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit abzubilden. Infolgedessen werden zwei weitere Kapazitäten unwirtschaftlich, da ihre IRR-Mean die Hurdle Rate nicht übertreffen.

Die Risikoaversion von Entscheidungsträgern bei Investitionen ist ein wirtschaftspsychologischer Aspekt der oft bei Beurteilung von Investitionsentscheidungen vernachlässigt wird. Jedoch ist die psychologische Dimension von entscheidender Bedeutung für das Verständnis von Investitionsentscheidungen und zeigt, dass eine ganzheitliche Betrachtung über rein finanziellen Metriken hinaus erforderlich ist. Der Einfluss der Risikoaversion auf die Investitionsentscheidungen wird durch die dritte Berechnung und die zwölf weiteren unwirtschaftlichen Kapazitäten deutlich.

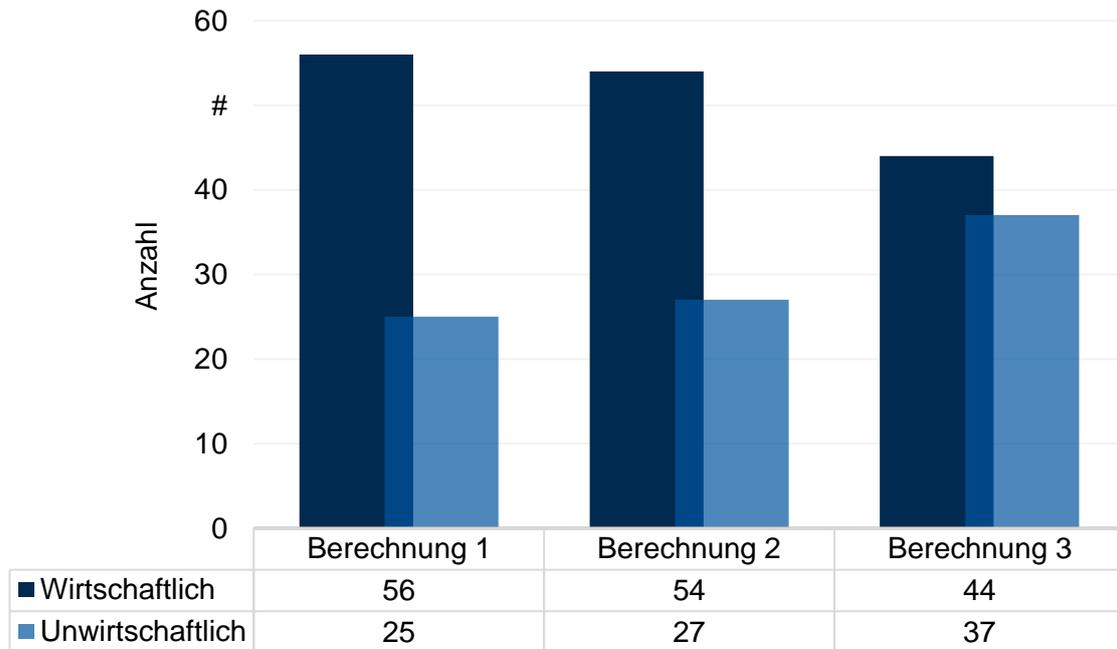


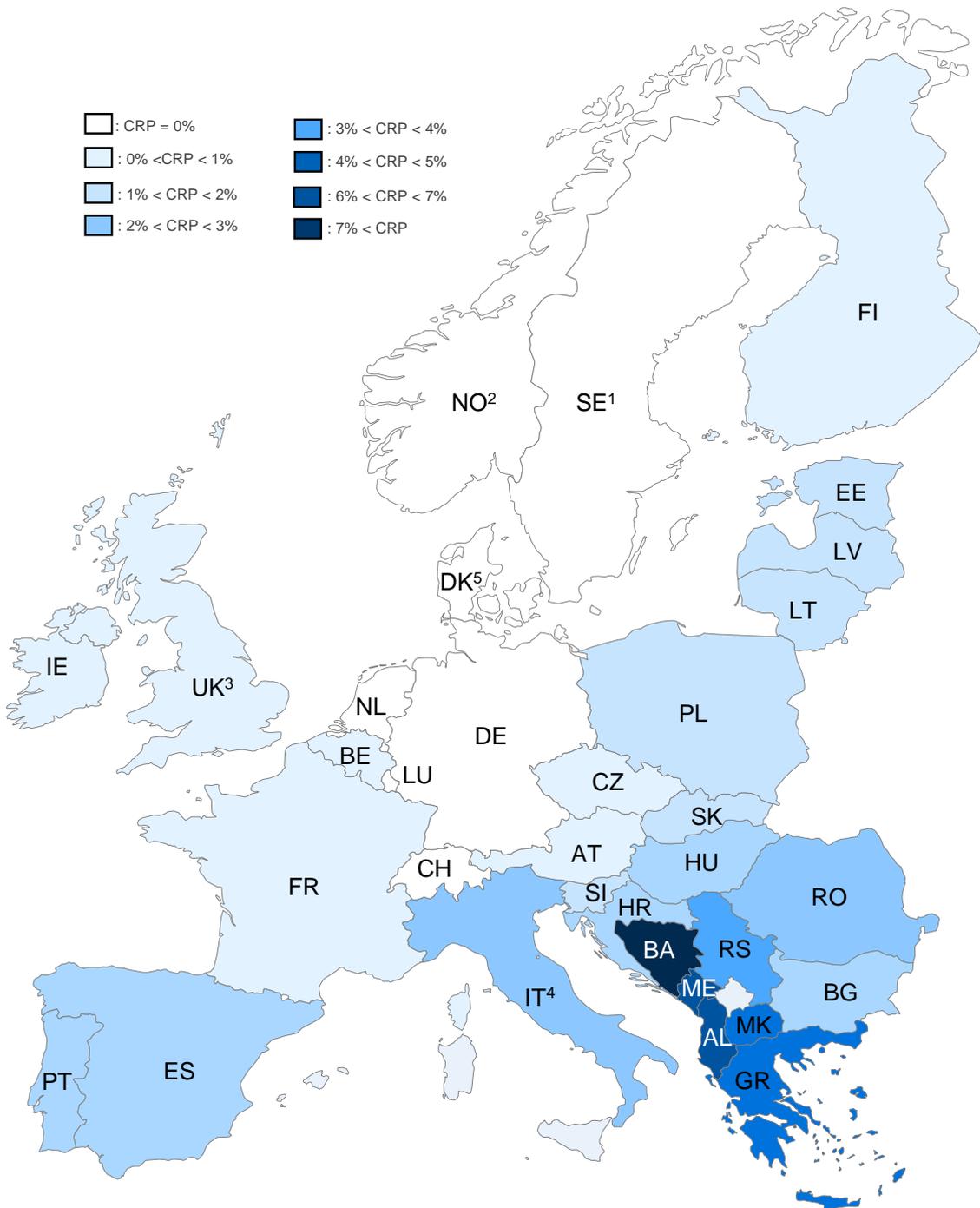
Abbildung 5.1: Vergleich der Rentabilität vorhandener Kapazitäten über alle drei Berechnungen

Zusammenfassend konnte ein großer Einfluss durch die Erweiterungen des Modells auf die Wirtschaftlichkeit der Kapazitäten festgestellt werden. Auf Basis dieser Untersuchungen soll das EVA-Modell weiterentwickelt werden. Eine dieser Erweiterungen ergibt sich aus der Fokussierung der Untersuchung auf jeweils zehn Klima- und Ausfalljahre. Daher sollen in zukünftigen Untersuchungen die Monte-Carlo-Jahren durch eine größere Anzahl an Klima- und Ausfalljahre erhöht werden, wodurch die Simulation mehr Aussagekraft erhält. Zusätzlich soll das angewandte Modell durch eine Erweiterung auf einen Mehrjahresansatz verbessert werden, um einen mehrjährigen Entscheidungshorizont abzubilden.

Literaturverzeichnis

- [BMW21] BMWK: Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten, 2021.
- [BMW23] BMWK: Wohlstand klimaneutral erneuern. Werkstattbericht des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2023.
- [Bou21] Boudt, K.: Accounting for model, policy and downside risk in the economic viability assessment of investments in electricity capacity: The hurdle rate approach, 2021.
- [Dam23] Damodaran, A.: Country Risk: Determinants, Measures and Implications - The 2023 Edition, 2023.
- [eli21] elia group: Adequacy and Flexibility Study for Belgium, 2021.
- [ene23] energate GmbH: energate messenger: Interview mit Stefan Kapferer, 50 Hertz: "Ich rechne mit einem regelrechten Genehmigungstsunami", 2023.
- [ENT23] ENTSO-E: European Resource Adequacy Assessment (ERAA), 2023.
- [Eur21] European Commission: Energy System Factsheet, 2021.
- [Kon18] Konstantin, P.; Konstantin, M.: The Power Supply Industry. Best Practice Manual for Power Generation and Transport, Economics and Trade, 2018.
- [Möb23] Möbius, T.; Riepin, I.; Müsgens, F.; van der Weijde, A. H.: Risk aversion and flexibility options in electricity markets. In Energy Economics, 2023.
- [Nas18a] Nash, S. G.: The New Palgrave Dictionary of Economics - Kapitel: Calculus of Variations, 2018a.
- [Nas18b] Nash, S. G.: The New Palgrave Dictionary of Economics, 2018b.
- [Nit21] Nitzsch, R. von: Entscheidungslehre, 2021.
- [Sch11] Schemm, R.: Modell zur Untersuchung von Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit in Stromerzeugungstechnologien, 2011.
- [Ter23] Terstege, U.; Bitz, M.; Ewert, J.: Investitionsrechnung klipp & klar, 2023.
- [Zwe17] Zweifel, P.; Praktiknjo, A.; Erdmann, G.: Energy economics. Theory and applications, 2017.

Anhang



¹SE unterteilt sich in die Gebotszonen SE01, SE02, SE03, SE04

²NO unterteilt sich in die Gebotszonen NOM1, NON1, NOS0

³UK unterteilt sich in die Gebotszonen UK, UKNI

⁴IT unterteilt sich in die Gebotszonen ITCA, ITCN, ITCS, ITN1, ITS1, ITSI

⁵DK unterteilt sich in die Gebotszonen DKE, DKW

Abbildung 5.2: Visualisierung Country Risk Premium, eigene Darstellung mit Daten von [Dam23].