

# **Die Auswirkung unterschiedlicher Treiberentwicklungen auf den Strompreis**

**Vorstellung und Anwendung des WI-Merit-Order-Tools und  
Metaanalyse von Strompreisszenarien**

**SCI4climate.NRW** steht für die wissenschaftliche Begleitung der Industrietransformation. Das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE) hat Ende 2022 das Wuppertal Institut, das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, das Institut der deutschen Wirtschaft, die VDZ Technology gGmbH und die VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH (BFI) beauftragt, Transformationspfade für den klimaneutralen Umbau der Industrie in Deutschland zu erforschen. Nordrhein-Westfalen dient dabei als Modellregion. Die Forschung baut auf den Ergebnissen des Vorgängerprojekts SCI4climate.NRW 2018-2022 auf. Die Institute stehen in engem Austausch miteinander und mit Industrie und Politik in der Initiative IN4climate.NRW.



#### Bibliographische Angaben

Herausgeber:	SCI4climate.NRW
Veröffentlicht:	Juni 2024
Autor:innen:	Christine Krüger, Leon Springorum, Frank Merten, Fabian Auschra
Kontakt:	christine.krueger@wupperinst.org
Bitte zitieren als:	Krüger, Christine; Springorum, Leon; Merten, Frank; Auschra, Fabian 2024: Die Auswirkung unterschiedlicher Treiberentwicklungen auf den Strompreis - Vorstellung und Anwendung des WI-Merit-Order-Tools und Metaanalyse von Strompreisszenarien. Bericht, SCI4climate.NRW.

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	3
Abbildungsverzeichnis .....	5
Tabellenverzeichnis .....	6
Abkürzungsverzeichnis .....	6
1 Hintergrund und Motivation.....	7
2 Das WI-Merit-Order-Tool.....	8
2.1 Funktionsweise des WI-Merit-Order-Tools .....	8
2.1.1 Preisbildung am Strommarkt .....	8
2.1.2 Abbildung im WI-Merit-Order-Tool.....	9
2.1.3 Einschränkungen des Tools .....	10
2.2 Validierung – Vergleich mit historischen Daten .....	12
3 Andere Modelle und Szenarien zur Strompreisberechnung.....	15
3.1 Metaanalyse bestehender Szenarien .....	15
3.1.1 EWI: Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern (2022).....	15
3.1.2 vbw / Prognos: Strompreisprognose (2022) .....	15
3.1.3 vbw / Prognos: Strompreisprognose (2023) .....	16
3.1.4 Matthias Mier (Ifo Institut): Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima (2022).....	16
3.1.5 BEE: Neues Strommarktdesign (2021) .....	16
3.2 Vergleichende Darstellung der Strompreisentwicklung in den Szenarien .....	17
3.3 Nachbildung eines Szenarios mit dem WI-Merit-Order-Tool .....	18
4 Treiber für die Strompreisentwicklung.....	20
4.1 Übersicht über die Treiber und ihre Ausprägungen in den Szenarien .....	20
4.1.1 Gas- und Ölpreis.....	20
4.1.2 Steinkohlepreis.....	22
4.1.3 Wasserstoffpreis .....	23
4.1.4 CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis im EU-ETS.....	24
4.1.5 Stromnachfrage.....	25
4.1.6 Ausbau der Erneuerbaren Energien .....	26
4.1.7 Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken.....	27
4.2 Untersuchung mit dem WI Merit-Order-Tool: Die Wirkung einzelner Treiber auf den Strompreis bis 2030.....	28
4.2.1 Parametrierung und Strompreisentwicklung in der Referenzkonfiguration.....	28
4.2.2 Einfluss eines veränderten Anteils Erneuerbarer Energien.....	34
4.2.3 Auswirkung eines veränderten Erdgaspreises .....	36
4.2.4 Auswirkung einer Veränderung der Stromnachfrage .....	37
4.2.5 Auswirkung eines beschleunigten oder verlangsamten Kohleausstiegs.....	38

4.2.6	Auswirkung eines veränderten CO <sub>2</sub> -Preises .....	39
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....	42
	Literaturverzeichnis .....	43

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prinzip der Preisbildung am Strommarkt .....	8
Abbildung 2: Merit-Order für das Jahr 2020 und Preisbildung bei einer Residuallast von 40 GW .....	10
Abbildung 3: Reale und modellierte Preise im Wochenmittel 2019.....	12
Abbildung 4: Verteilung der realen (grün) und der modellierten (rot) Strompreise in 2019 über die Residuallast.....	13
Abbildung 5: Abweichung (RMSE) zwischen modellierter und realer Last 2019 je Lastsegment.....	14
Abbildung 6: Strompreisverläufe der betrachteten Studien .....	18
Abbildung 7: Strompreise beim Nachbau von Szenarien mit dem WI-Merit-Order-Tool.....	19
Abbildung 8: Vergleich der Szenarienausprägung ohne und niedrige russische Importe des EWI (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von EWI (2022)).....	21
Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Gaspreis und resultierendem Strompreis der betrachteten Szenarien .....	22
Abbildung 10: Zusammenhang zwischen Steinkohlepreis und resultierendem Strompreis der betrachteten Szenarien .....	23
Abbildung 11: Zusammenhang zwischen dem CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis und resultierendem Strompreis der Szenarien von vbw / Prognos (2023) .....	25
Abbildung 12: Vergleich der Szenarienausprägung moderaten und hohen Ausbaus Erneuerbarer Energien des EWI (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von EWI (2022)).....	27
Abbildung 13: Entwicklung der Strompreise ausgewählter Szenarien des Ifo Instituts (Mier, 2022)...	28
Abbildung 14: Entwicklung der Stromnachfrage im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN .....	29
Abbildung 15: Entwicklung der EE-Kapazität im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN .....	29
Abbildung 16: Entwicklung der Kraftwerkskapazität im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN .....	30
Abbildung 17: Entwicklung der Energieträger- und CO <sub>2</sub> -Preise im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN.....	30
Abbildung 18: Modellierte Merit-Order der Kraftwerke in der Referenz 2025 .....	32
Abbildung 19: Modellierte Merit-Order der Kraftwerke in der Referenz 2028 .....	32
Abbildung 20: Modellierte Merit-Order der Kraftwerke in der Referenz 2030 .....	33
Abbildung 21: Verteilung der Strompreise in der Referenzentwicklung in den Jahren 2025, 2028 und 2030 .....	34
Abbildung 22: Veränderung der Strompreise bei Variation der EE-Leistung um $\pm 20\%$ .....	35
Abbildung 23: Veränderung der Strompreise bei Variation der Anteile von Wind- und PV-Stromerzeugung .....	36
Abbildung 24: Veränderung der Strompreise bei Variation des Erdgaspreises um $\pm 20\%$ .....	37
Abbildung 25: Veränderung der Strompreise bei Variation der Stromnachfrage um $\pm 30\%$ .....	38
Abbildung 26: Veränderung der Strompreise bei vorgezogenem oder verzögertem Kohleausstieg ....	39
Abbildung 27: Veränderung der Strompreise bei Variation des CO <sub>2</sub> -Preises um $\pm 30\%$ .....	40
Abbildung 28: Veränderung der Merit-Order bei Variation des CO <sub>2</sub> -Preises um $\pm 30\%$ .....	41

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Resultierende Gaspreise der unterschiedlichen Szenarioausprägungen der Szenarien des EWI (2022) ..... 20

## Verzeichnis von Abkürzungen und Einheiten

CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EU-ETS	European Union Emission Trading System, europäischer Emissionshandel
€	Euro
GW	Gigawatt
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MWh	Megawattstunde
PV	Photovoltaik
RMSE	Root Mean Square Error, Quadratwurzel des mittleren quadratischen Fehlers
t	Tonnen

## 1 Hintergrund und Motivation

Viele unterschiedliche Faktoren beeinflussen die Börsenpreise für Strom. Doch nicht immer ist einfach auszumachen, welche Ursache dabei zu welcher Wirkung führt. War der starke Anstieg der Strompreise im Jahr 2022 beispielsweise ausschließlich auf die gestiegenen Erdgaspreise zurückzuführen? Oder wie viel Einfluss hatte der gestiegene Stromexport nach Frankreich, weil dort zahlreiche Kernkraftwerke ausfielen? Auch die Auswirkung möglicher künftiger Veränderungen auf den Strompreis sind nicht einfach linear abzuschätzen.

Am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI) wurde zur Untersuchung solcher Fragen ein Tool entwickelt, mit dem Analysen zu aktuellen Fragestellungen im Strommarktcontext angestellt werden können. In diesem Tool wird die Merit-Order, also die Kostenreihung der Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt, genutzt, um den Börsenstrompreis anzunähern. Es kann damit untersucht werden, wie sich der Börsenstrompreis unter verschiedenen Treiberentwicklungen verändern könnte, also welche Auswirkung beispielsweise die Abschaltung bestimmter konventioneller Kraftwerkskapazitäten hat, wie sich höhere Anteile Erneuerbarer Energien oder eine Veränderung der Brennstoff- und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)-Preise auf die Börsenstrompreise auswirken. All diese Eingangsgrößen sind Treiber, die auf verschiedene Arten auf den Strompreis einwirken. Bestehende Strompreisszenarien kombinieren im Rahmen ihrer Storylines meist eine Vielzahl dieser Treiber. Im Rahmen dieses Arbeitspapiers hingegen soll gezeigt werden, wie isolierte, einzelne Treiber wirken, um ein besseres Verständnis der kausalen Zusammenhänge zu ermöglichen. Gleichzeitig möchte dieses Papier als Werbung für das WI-Merit-Order-Tool verstanden werden – es sind zahlreiche weitere Untersuchungen damit möglich.

Im Folgenden wird dieses Tool mit seiner Funktionsweise vorgestellt und die Einschränkungen beschrieben, die damit einhergehen (Abschnitt 2). In Abschnitt 3 werden Szenarien zur Strompreisentwicklung vorgestellt, die mit anderen, komplexeren Modellen erstellt wurden. Auf Basis der bestehenden Szenarien und insbesondere mit Hilfe expliziter Untersuchungen mit dem WI-Merit-Order-Tool wird in Kapitel 4 diskutiert, welche Auswirkungen verschiedene Einflussgrößen auf die Strompreise haben.

## 2 Das WI-Merit-Order-Tool

### 2.1 Funktionsweise des WI-Merit-Order-Tools

Das WI-Merit-Order-Tool basiert, wie der Name impliziert, auf der Merit-Order. Dieser Begriff bezeichnet die nach ihren Gebotskosten sortierten Kraftwerkskapazitäten. Die Gebotskosten orientieren sich typischerweise an den Grenzkosten, also den Kosten für die Erzeugung einer zusätzlichen Einheit Strom. Diese Grenzkosten werden bestimmt durch die Brennstoffkosten, die CO<sub>2</sub>-Kosten sowie variable Betriebskosten. Die Kraftwerkseffizienz hat Einfluss auf die Grenzkosten, da sie sowohl die Menge des notwendigen Brennstoffs als auch die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen beeinflusst.

#### 2.1.1 Preisbildung am Strommarkt

Der Preis am Strommarkt bildet sich am Schnittpunkt zwischen der Preiskurve der Nachfrage (je höher der Preis, desto geringer die Nachfrage) und der des Angebots (je höher die Leistung, desto höher der Preis).

Die Nachfragekurve wird dabei bestimmt durch die Zahlungsbereitschaft der Energieabnehmer. Die Angebotskurve wird definiert durch die Kostenstruktur der Kraftwerke – das ist die Merit-Order. Der Schnittpunkt beider Kurven bestimmt den Preis, der für diesen Zeitpunkt zu zahlen ist (siehe Abbildung 1). Dieser Preis wird für alle Anbieter gezahlt, auch wenn sie zu einem geringeren Preis geboten haben.

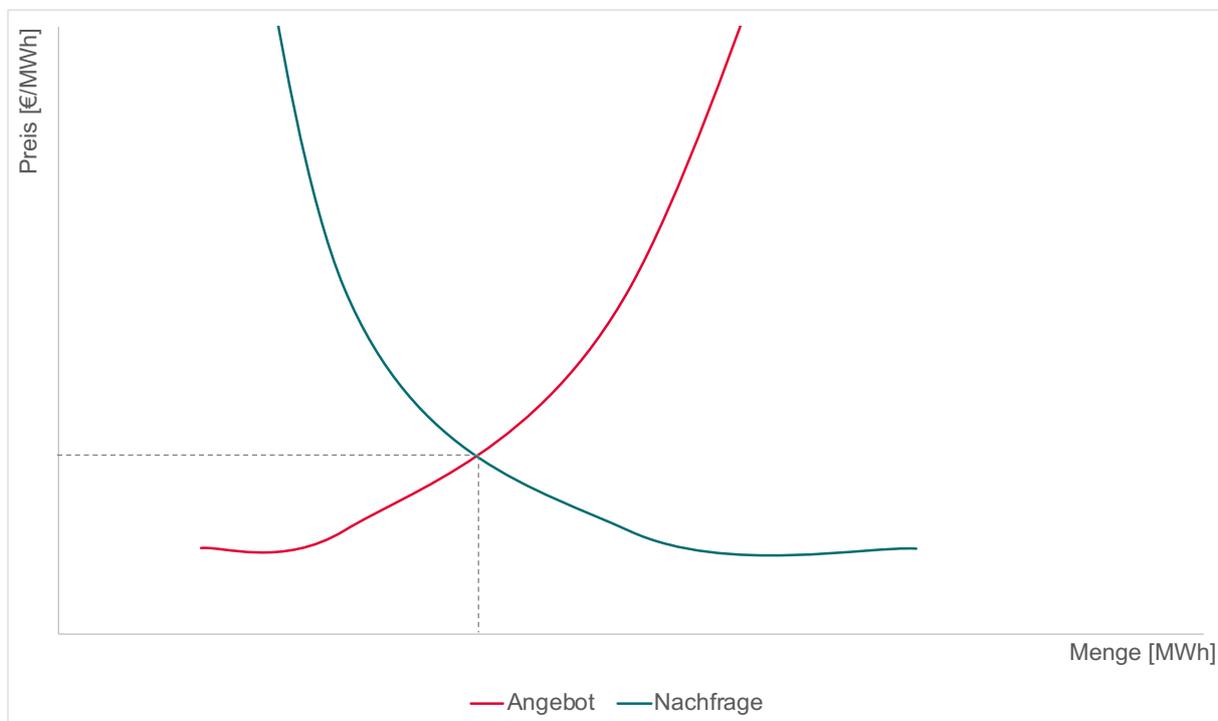


Abbildung 1: Prinzip der Preisbildung am Strommarkt

Prinzipiell sind die Kraftwerksbetreiber frei darin, wie sie ihren Gebotspreis setzen. Es ist jedoch üblich, dass die Kraftwerke zu ihren Grenzkosten bieten. Dadurch, dass sie nur in wenigen Stunden selbst preissetzend sind, bekommen sie üblicherweise einen Preis, der über ihren Grenzkosten liegt, und können dadurch auch beispielsweise Investitionskosten refinanzieren oder Fixkosten decken.

### 2.1.2 Abbildung im WI-Merit-Order-Tool

Im WI-Merit-Order-Tool wird die Funktionsweise des Strommarktes angenähert, um Strompreiszeitreihen zu generieren. Dafür wird eine Zeitreihe der Stromnachfrage und eine Merit-Order der Kraftwerke gebildet, die dann miteinander verschnitten werden. In die Zeitreihe der Stromnachfrage geht zunächst die Gesamtstromnachfrage ein, die mittels eines hinterlegten Lastprofils auf Stunden umgelegt wird. Außerdem müssen die Kapazitäten der erneuerbaren Stromerzeuger angegeben werden. Für die regenerative Stromerzeugung sind ebenfalls Profile hinterlegt, durch die die installierte Kapazität in die stündliche Stromerzeugung umgerechnet wird. Der Im- und Export aus Deutschland wird analog behandelt: Es werden Gesamtmengen vorgegeben und mittels vordefinierter Profile auf Stunden umgelegt. Aus der Differenz zwischen der Stromnachfrage und der regenerativen Einspeisung sowie Ex- bzw. Import in jeder Stunde ergibt sich die Zeitreihe Residuallast; das ist die Last, die durch konventionelle Kraftwerke zu decken ist. Im Unterschied zum realen Strommarkt ist diese Last nicht preiselastisch: höhere oder niedrigere Strompreise ändern die Höhe der Residuallast im Tool nicht.

Für die Kostenstruktur der Erzeugung ist eine Kraftwerksdatenbank hinterlegt, die für jeden Kraftwerksblock in Deutschland Informationen zum Brennstoff, zum Wirkungsgrad, zur eventuellen Wärmeauskopplung und zur Kraftwerkskapazität enthält. Außerdem ist je Brennstoff eine «Abschaltreihenfolge» enthalten. Diese Abschaltreihenfolge wird genutzt, wenn die vorgegebene Kapazität niedriger ist als die in der Kraftwerksliste vorgesehene; dann werden Kraftwerksblöcke in der Abschaltreihenfolge aus der Liste genommen. Liegt die vorgegebene Kapazität höher, werden Kraftwerkskapazitäten ergänzt, die in ihren Charakteristika den effizientesten in der bisherigen Liste geführten Kraftwerken entsprechen.

Für jeden Kraftwerksblock werden dann die Grenzkosten der Stromerzeugung berechnet, indem die vorgegebenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten mit der Effizienz und den zusätzlichen variablen Kosten verrechnet werden. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten werden dabei vom Nutzer des Tools bestimmt, variable Kosten und Emissionsfaktoren sind wie die Effizienzen im Tool hinterlegt. Für Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) wird zusätzlich ein so genannter KWK-Faktor berücksichtigt, der bestimmt, welcher Anteil der Erzeugungskosten von KWK-Anlagen der Stromseite zugeschlagen wird. Dieser Faktor wurde anhand historischer Daten kalibriert und ist im Tool hinterlegt.

$$c_{marg} = \left( c_{var} + \frac{c_{fuel} + c_{CO2} * f_{em}}{\eta} \right) * f_{CHP}$$

Formelzeichen:  $c_{marg}$ : Grenzkosten,  $c_{var}$ : variable Kosten,  $c_{fuel}$ : Brennstoffkosten,  $c_{CO2}$ : Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate,  $f_{em}$ : Emissionsfaktor des Brennstoffs,  $\eta$ : Wirkungsgrad des Kraftwerks,  $f_{CHP}$ : KWK-Faktor

Die Kraftwerksleistungen werden nun anhand ihrer Grenzkosten sortiert. Damit ist die Merit-Order erstellt – die kumulierte Kraftwerksleistung über den Kosten<sup>1</sup>.

Damit sind die zwei wesentlichen Modellgrößen berechnet: Die Zeitreihe der durch Kraftwerke zu deckenden Last und die Kostenstruktur dieser Kraftwerke. Im letzten Schritt werden diese miteinander verschnitten und es wird für jede Stunde bestimmt, welches Kraftwerk in dieser Stunde kostensetzend ist. Die Grenzkosten dieses Kraftwerks ergeben den Strompreis für die jeweilige Stunde. Das Ergebnis ist eine stündliche Zeitreihe der Strompreise für ein Jahr.

Die folgende Abbildung 2 illustriert die Preisbildung in einer Stunde des Jahres 2020 anhand der Merit-Order und einer Residuallast von 40 Gigawatt (GW).

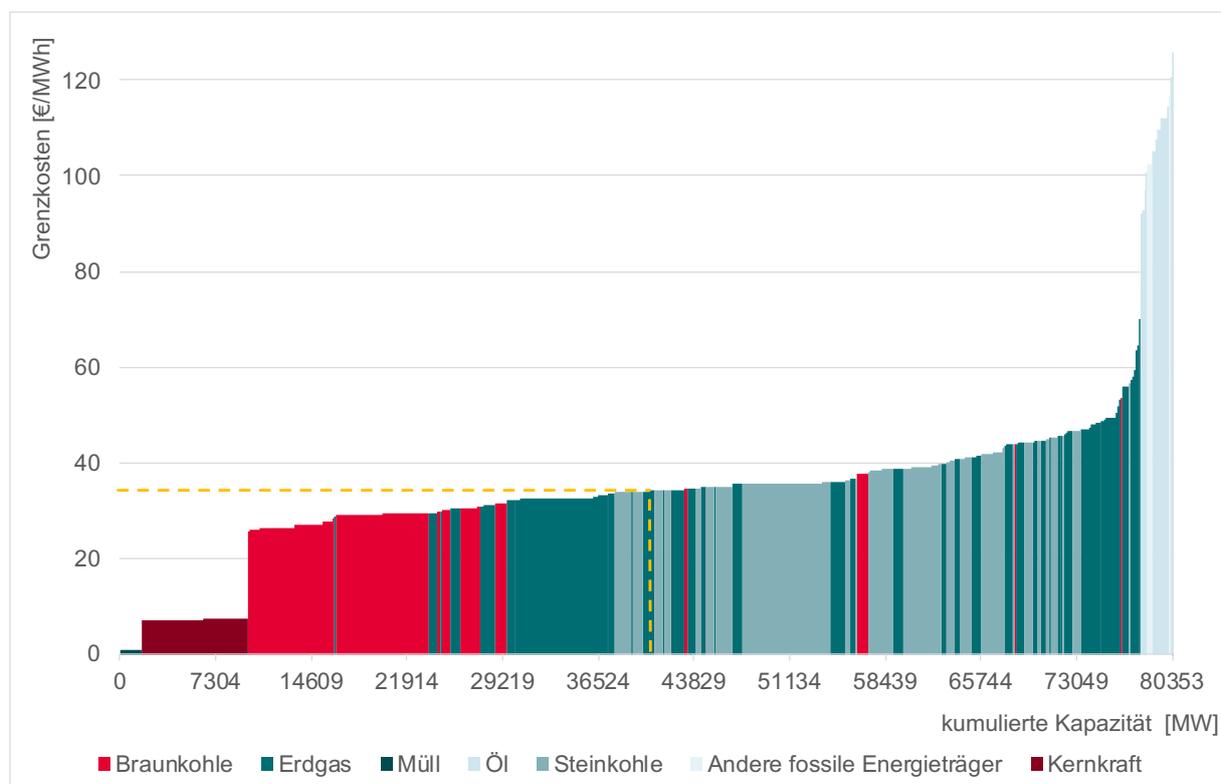


Abbildung 2: Merit-Order für das Jahr 2020 und Preisbildung bei einer Residuallast von 40 GW

### 2.1.3 Einschränkungen des Tools

Ein Modell ist immer eine reduzierte Abbildung der Realität. Auch für das Merit-Order-Tool werden einige Vereinfachungen gegenüber dem realen Strommarkt getroffen:

<sup>1</sup> Die regenerativen Energien sind in dieser Betrachtung nicht Teil der Merit Order, sondern werden auf der Nachfrageseite mit der Verbraucherlast zur Residuallast verrechnet. Durch diese Bilanzierung wird verhindert, dass die Merit Order mit der fluktuierenden Erzeugung variiert.

- Inflexible Nachfrage
  - In der Realität ist die Nachfrage preiselastisch, d.h. bei höheren Strompreisen geht die Nachfrage zurück. Das kann im Tool nicht abgebildet werden, die Nachfrage bleibt in ihrer Höhe und in ihrem zeitlichen Verlauf konstant. Das betrifft auch den Stromverbrauch von eigentlich flexiblen Verbrauchern wie z.B. Elektrolyseuren
- Keine negativen Strompreise
  - Die eingeschränkte Flexibilität der thermischen Kraftwerke wird im Tool nicht berücksichtigt. In Zeiten regenerativer Stromüberschüsse ergeben sich deswegen Strompreise von Null, wohingegen in der Realität negative Strompreise üblich sind. Diese entstehen dadurch, dass die konventionellen Kraftwerke ihren Betrieb nicht beliebig reduzieren können (weil sie zum Beispiel für die Systemsicherheit notwendig sind), oder weil die Kraftwerksbetreiber aus anderen Gründen (wie z.B. erhöhten Kosten durch Verschleiß) eher negative Strompreise als eine Leistungsreduktion in Kauf nehmen. Das kann im Merit-Order-Tool nicht abgebildet werden
- Die gesamte Energieerzeugung wird am Spotmarkt gehandelt
  - Tatsächlich wird nur ein Teil der Energie auf diese Weise gehandelt. Es gibt auch Energieerzeuger, die keinen Zugang zur Strombörse haben oder Energie auf andere Arten vermarkten.
- Alle Kraftwerke bieten ihre volle Leistung
  - Im Tool ist lediglich ein pauschaler Leistungsabschlag für begrenzte Verfügbarkeit von Kraftwerken vorgesehen, z.B. aufgrund von Revisionen. In der Realität ist es aber möglich, nicht die volle verfügbare Kraftwerkskapazität am Strommarkt anzubieten.
- Alle Kraftwerke bieten mit ihren Grenzkosten
  - Wie oben schon angerissen, ist es bisher üblich, dass die Energieerzeuger ihren Strom zu Grenzkosten anbieten. Im Zuge der Energiewende kann sich dieses Kalkül zunehmend ändern: Die geringeren Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke können dazu führen, dass zur Kostendeckung höhere Preise als die Grenzkosten geboten werden. Der Strommarkt ist zudem kein perfekter Markt, und es kann weitere Kalküle geben, die in die Höhe der Gebote eingehen.
- Konstante Energieträgerpreise je Jahr
  - Im Tool werden (außer im Kontext der Validierung) für das gesamte Jahr konstante Energieträgerpreise angesetzt. Tatsächlich kann es aber starke unterjährige Schwankungen geben, die sich auf den Verlauf der Strompreise auswirken.
- Im- und Export sind in ihrem zeitlichen Verlauf vorgegeben
  - Die Höhe und der zeitliche Verlauf von Im- und Exporten wechselwirken eigentlich mit dem Strommarkt. Im Tool ist diese Wirkung nur uni-direktional, da die Höhe der Im- und Exporte zwar Auswirkungen auf die Strompreise hat, aber nicht anders herum.
- Kein Ausgleich durch Speicher
  - Am Strommarkt sind nicht nur Kraftwerke, sondern auch Speicher vertreten. Sie kaufen Energie in günstigen Zeiten (bei niedriger Residuallast) und verkaufen ihn bei hoher Residuallast. Auf diese Weise mindern Speicher die Strompreisspitzen (sie reduzieren den Preisspread). Dieser Effekt kann im Tool nicht abgebildet werden.

Diese Einschränkungen führen in ihrer Summe dazu, dass das Tool lediglich eine Annäherung an die Strompreise für «Normalzeiten» darstellt. In Stunden mit sehr hoher oder niedriger Residuallast, in Situationen, in denen Kraftwerksbetreiber nicht entsprechend ihrer Grenzkosten bieten, oder zu Zeiten besonders hoher Brennstoffpreise weichen die tatsächlichen Marktgeschehnisse von den im Tool hinterlegten Mechanismen am stärksten ab (siehe nachfolgendes Kapitel).

## 2.2 Validierung – Vergleich mit historischen Daten

Um die Ergebnisse des Tools, insbesondere hinsichtlich der zuvor erwähnten Einschränkungen, einordnen zu können, wurde ein Vergleich mit historischen Daten des Jahres 2019 vorgenommen. Für diesen Vergleich wurde das Tool, anders als in der tatsächlichen Anwendung, nicht mit jährlich konstanten, sondern mit zeitvariablen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten gespeist<sup>2</sup>. Anstatt die Residuallast aus Verbraucherlast und Einspeisung Erneuerbarer Energien (EE) zu berechnen, wurden gemessene Zeitreihen der Netzlast und der Im- und Exporte verwendet.

Die folgende Abbildung 3 zeigt den Vergleich zwischen modellierten und realen Preisen an der Strombörse in 2019 im Wochenverlauf. Zu sehen ist, dass sich der Verlauf des modellierten Strompreises dem realen in der Charakteristik ähnelt. Jedoch liegt der modellierte Preis im Schnitt etwas höher und seine Minima fallen nicht so niedrig aus.

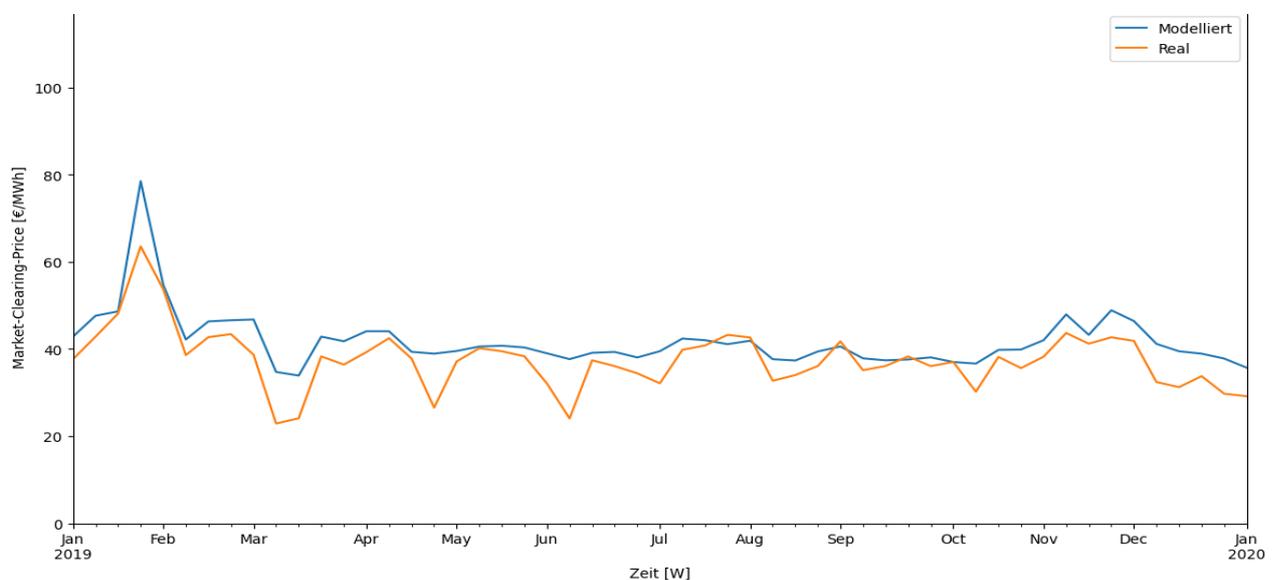


Abbildung 3: Reale und modellierte Preise im Wochenmittel 2019

In Abbildung 4 sind die realen Strompreise (grün) und die Modellergebnisse (rot) über die Lasthöhe aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass das Tool in mittleren Lastbereiche eine gute Annäherung an die tatsächlichen Strompreise liefert. In niedrigen Lastbereichen sinken die realen Preise allerdings

<sup>2</sup> Im Tool selber wird darauf verzichtet, da keine Annahmen zu generell plausiblen zeitlichen Verläufen von Brennstoffkosten getroffen werden können.

deutlich tiefer als im Tool. Auch in Zeiten hoher Nachfrage ergeben sich aus dem Tool deutlich höhere Strompreise.

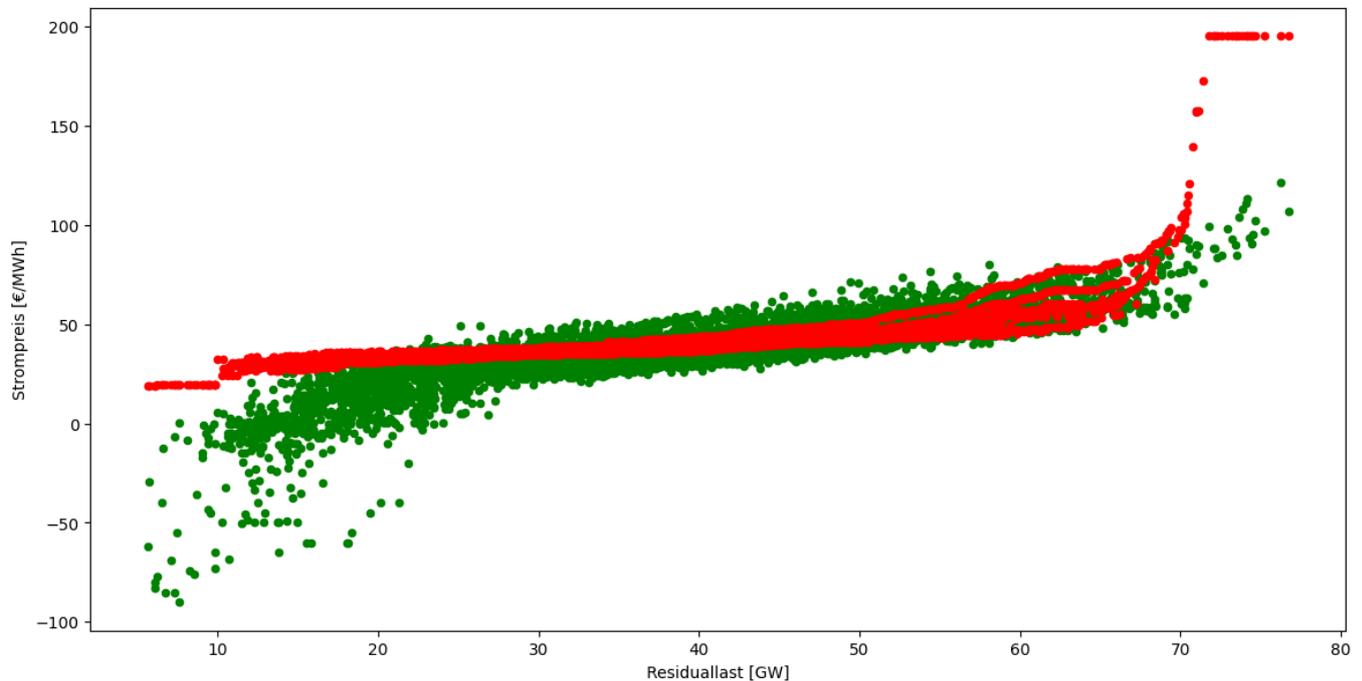


Abbildung 4: Verteilung der realen (grün) und der modellierten (rot) Strompreise in 2019 über die Residuallast

Das wird auch in Abbildung 5 deutlich, die die Abweichung zwischen realen und modellierten Strompreisen je nach Höhe der Nachfrage zeigt in Form der quadrierten Abweichung der Preise<sup>3</sup>. Im Bereich von etwa 20 bis 70 GW sind die Abweichungen gering, darüber und darunter steigen sie stark an. Diese Abweichungen resultieren aus den zuvor beschriebenen Einschränkungen des Tools. Dabei gibt es einen Zusammenhang mit der Höhe der vorhandenen konventionellen Erzeugungsleistung. Wenn in Toolkonfigurationen mit geringerer Leistung konventioneller Kraftwerke gearbeitet wird, verschiebt sich diese Grenze entsprechend und auch bei niedrigeren Residuallasten wird es dann zu höheren Abweichungen kommen.

<sup>3</sup> Root Mean Square Error, RMSE: Der RMSE gibt an, wie gut die Annäherung des Modells an die Realität ist. Kleine Werte bedeuten eine gute Annäherung, große Werte eine hohe Abweichung. Der RMSE wird für jede Stunde berechnet und hier in Intervallen der Höhe der Residuallast zusammengefasst.

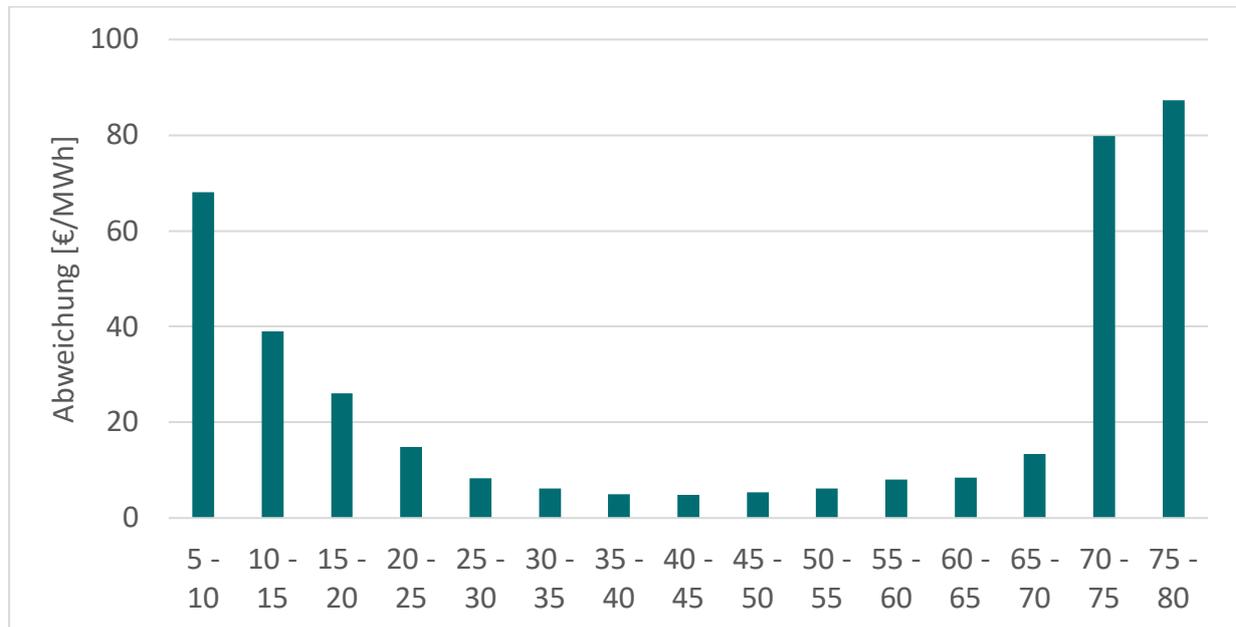


Abbildung 5: Abweichung (RMSE) zwischen modellierter und realer Last 2019 je Lastsegment

Diese Einschränkungen sind bei der Nutzung des Tools und insbesondere bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten. Das Tool eignet sich damit nicht dafür, konkrete Preisprognosen zu erstellen – es wird immer Abweichungen geben, die mit dem Tool nicht modelliert werden können. Aber es kann trotz der Einschränkungen gut dazu genutzt werden, Tendenzen aufzuzeigen. Insbesondere durch den Vergleich verschiedener Konfigurationen kann die Wirkung von Einflussfaktoren auf den Strompreis gut untersucht werden.

## 3 Andere Modelle und Szenarien zur Strompreisberechnung

Um den Blick über das WI-Merit-Order-Tool hinaus zu weiten, werden im Folgenden existierende Studien bzw. Szenarien zur Strompreisentwicklung zusammengestellt. Ziel ist es, eine Übersicht über aktuelle Studienergebnisse zu erstellen und die ausgewiesenen Strompreisentwicklungen in ihren Trends und insbesondere ihren Treibern zu analysieren. Dafür wurden fünf Studien ausgewählt, darunter eine Studie des EWI aus dem Jahr 2022, welche zur Modellierung der Strompreise das Energiemodell DIMENSION nutzt. Zwei weitere Studien wurden von vbw und Prognos erstellt, in denen mittels des Prognos-Strommarktmodells die Strompreise prognostiziert wurden. Eine weitere der betrachteten Studien stammt vom Ifo Institut, welches das EUREGEN-Modell zur Modellierung der Strompreise nutzt. Die letzte betrachtete Studie wurde vom BEE veröffentlicht und nutzt für den Strompreisverlauf das Modell DISTRICT.

### 3.1 Metaanalyse bestehender Szenarien

#### 3.1.1 EWI: Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern (2022)

Aus insgesamt acht Szenarien besteht die Analyse der Preisentwicklung des EWI. Dabei werden drei verschiedene Kriterien mit je zwei Ausprägungen für die Jahre 2026 und 2030 betrachtet. Das erste Kriterium bezieht sich auf den Elektrifizierungsgrad und die Gasnachfrage. Die Ausprägungen werden in „hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage“ (hEL) und „moderate Elektrifizierung, konstante Gasnachfrage“ (mEL) unterteilt. Das zweite Kriterium betrifft die Verfügbarkeit russischer Gas-, Öl- und Kohleimporte. Die erste Ausprägung trifft die Annahme, dass Europa Importe russischer Energieträger gänzlich stoppt (oRU), die andere Ausprägung hingegen nimmt eine Halbierung der Importe gegenüber 2021 an (nRU). Das dritte Kriterium bezieht sich auf den Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien. Die erste Ausprägung nimmt einen hohen Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Grundlage der Ziele der Bundesregierung aus dem Gesetzesentwurf für das EEG2023 an (hEE). Die alternative Ausprägung geht von einer moderaten Ausbaugeschwindigkeit aus (mEE). Durch die Verknüpfung der Annahmen der einzelnen Ausprägungen ergeben sich die acht Szenarien (EWI, 2022).

#### 3.1.2 vbw / Prognos: Strompreisprognose (2022)

In der Analyse von vbw und Prognos aus dem Jahr 2022 wird die Strompreisentwicklung bis 2040 in drei Preispfadszenarien aufgeteilt, bezeichnet als oberer, mittlerer und unterer Preispfad. Die Szenarien unterscheiden sich in ihren Annahmen zu den Bezügen russischer Gaslieferungen und den daraus resultierenden Preisen für Gas und Steinkohle. Der obere Preispfad geht von einem sofortigen vollständigen Stopp der Gaslieferungen aus Russland aus, sodass verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) aus den USA ab 2027 preissetzend für den europäischen Markt ist. Eine sukzessive Reduktion der Importmengen wird im mittleren Szenario angenommen, bis im Sommer 2024 die Unabhängigkeit von russischem Gas erreicht wird. Ein Mix aus Pipeline- und LNG-Mengen setzt den Preis. Der untere Preispfad geht von einer Rückkehr zum Vorkrisenniveau aus, sodass der Preis durch die Spot-Mengen aus Russland bestimmt wird. Darüber hinaus unterscheidet sich der obere Preispfad zu den anderen Preispfaden leicht in seiner Annahme zum Stromverbrauch in den Jahren 2022 bis 2024 (vbw / Prognos, 2022).

### **3.1.3 vbw / Prognos: Strompreisprognose (2023)**

Bei ähnlicher Struktur wie die Prognose aus dem Vorjahr, besteht diese Prognose aus drei Szenarien, die ebenfalls als oberer, mittlerer und unterer Preispfad beschrieben werden und bis 2050 simuliert werden. Der obere Preispfad geht wie im Vorjahr von einem Stopp der Gaslieferungen aus Russland aus. Zusätzlich wird angenommen, dass die Europipeline aus Norwegen ausfällt und daher bis 2025 der Gaspreisdeckel und ab 2030 hochpreisiges LNG den Preis bestimmt. Ebenfalls ähnlich wie in der Vorjahresanalyse geht der mittlere Preispfad von deutlich reduzierten Liefermengen russischen Gases aus, wobei LNG-Importe die Versorgungssicherheit herstellen und bis 2030 preissetzend sind. Der untere Preispfad gleicht sich in seinen Annahmen dem aus dem Vorjahr. Russisches Gas wird wieder wie zum Vorkrisenniveau importiert und setzt den Preis. Unterschiede in Annahmen der Szenarien finden sich folglich in den Brennstoffpreisen für Gas und Steinkohle. Im Gegensatz zur Vorjahresanalyse wird in dieser Analyse auch die Entwicklung des europäischen Emissionshandels (EU-ETS) in drei verschiedenen Verläufen den Szenarien angepasst. (vbw / Prognos, 2023)

### **3.1.4 Matthias Mier (Ifo Institut): Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima (2022)**

Aufgebaut aus fünf Szenarien ist die Analyse des Ifo Instituts, welche jährliche Ergebnisse im Zeitraum von 2022 bis 2025 und weitere zu den Jahren 2030 und 2050 bietet. Eines der Szenarien ist ein Referenzszenario, welches die prognostizierten Entwicklungen vor der Corona-Pandemie als Ausgangspunkt annimmt und daher der Einordnung der anderen Szenarien dient. Die übrigen Szenarien teilen sich in ein Hochpreis- und ein Erholungsszenario auf, sowie dazu jeweils angepasste Szenarien (Hochpreis+ und Erholung+), die eine Laufzeitverlängerung von deutschen Atomkraftwerken bis 2030 annehmen. Das Hochpreisszenario geht von kurzfristig deutlich erhöhten Brennstoffpreisen gegenüber dem Referenzszenario aus, welche sukzessiv sinken und teils auf erhöhtem Niveau verbleiben und teils zu Vorkrisenniveau zurückkehren. Das Erholungsszenario geht lediglich von einer schnelleren Anpassung der Brennstoffpreise aus. (Mier, 2022)

### **3.1.5 BEE: Neues Strommarktdesign (2021)**

In der Studie des BEE wird ein Basisszenario simuliert, welches sich im aktuellen rechtlichen Rahmen befindet. Ein weiteres Szenario ist auf Grundlage einer Reform des Strommarktdesigns aufgespannt, welches daher hier nicht weiter betrachtet wird.

Das Basisszenario wurde vor den Ereignissen des 24. Februar 2022 erstellt, was zu stark abweichenden Annahmen insbesondere bei den Brennstoffpreisen im Vergleich zu den anderen betrachteten Studien führt. Ziel dieses Szenarios ist, aufzuzeigen, dass der derzeitige rechtliche Rahmen auf lange Sicht nicht in der Lage ist, die essentiellen Anforderungen für eine erfolgreiche Energiewende zu erfüllen. (BEE, 2021)

### 3.2 Vergleichende Darstellung der Strompreisentwicklung in den Szenarien

In Abbildung 6 sind die prognostizierten Strompreisverläufe ausgewählter Szenarien der verschiedenen Studien dargestellt. Die dargestellten Szenarien umfassen die Extremfälle der Studie des EWI, die aktuellen Szenarien der Studie von vbw und Prognos aus dem Jahr 2023, das Basisszenario der Studie des BEE, sowie das Referenz-, Erholungs- und Hochpreisszenario der Studie des Ifo-Instituts.

Ein zentrales Ergebnis des EWI-Szenarienvergleichs ist, dass hohe Strompreise zu erwarten sind, wenn der Ausbau der Kapazitäten der Erneuerbaren Energien nicht mit der steigenden Elektrifizierung Schritt halten kann. Neben dem Referenzszenario des Ifo-Instituts und dem Basisszenario des BEE, ist der obere Extremfall des EWI das einzige Szenario, welches zwischen 2026 und 2030 einen Anstieg des Strompreises verzeichnet.

Der obere Preispfad der Studie von vbw und Prognos zeigt ein auffällig späteres Absinken des Strompreises im Vergleich zu den anderen betrachteten Szenarien. Hauptgrund hierfür könnte die Entwicklung des Gaspreises sein, welcher in diesem Szenario besonders hoch und nach seiner Preisspitze ebenfalls verzögert abfällt. Dies unterstreicht die Bedeutung der Gaspreisentwicklung für die zukünftigen Strompreise.

Trotz steigender Stromnachfrage und höherer CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise pendeln sich die Strompreise in fast allen Szenarien bis 2030 auf unter 100 €/MWh ein und sinken bis 2050 weiterhin leicht. Diese Faktoren werden durch den voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien und ihrer preissenkenden Wirkung, sowie durch bis 2030 stark und darauffolgend geringfügig sinkenden Gaspreise überkompensiert, was eine Stabilisierung bzw. langfristige Reduktion der Strompreise ermöglicht.

Das BEE-Szenario zeigt eine umgekehrte Tendenz im Vergleich zu anderen Szenarien. Der niedrige Preis im Jahr 2030 resultiert insbesondere aus deutlich geringeren Annahmen für Brennstoffkosten, welche entstehen, da die Studie vor dem unerwarteten extremen Anstieg des Gaspreises im Jahr 2022 entstanden ist und den daraus folgenden Entwicklungen nicht abbilden konnte. Der hohe Preis im Jahr 2050 ist auf die direkte Einbindung von Wasserstoffkraftwerken und die höchste angenommene CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisentwicklung zurückzuführen. Dies verdeutlicht, wie spezifische technologische und politische Annahmen die langfristige Preisentwicklung beeinflussen können.

Zusammenfassend wird durch die Analyse bestehender Studien deutlich, dass die künftigen Strompreise im derzeitigen Strommarktmodell stark von den Annahmen zur Energieinfrastruktur, der Entwicklung von Brennstoffpreisen und zu politischen Rahmenbedingungen wie CO<sub>2</sub>-Zertifikaten abhängen. Ein gut koordinierter Ausbau der Erneuerbaren Energien und eine stabile Preisentwicklung für fossile Brennstoffe sind dabei entscheidende Faktoren, um moderate Strompreise zu gewährleisten.

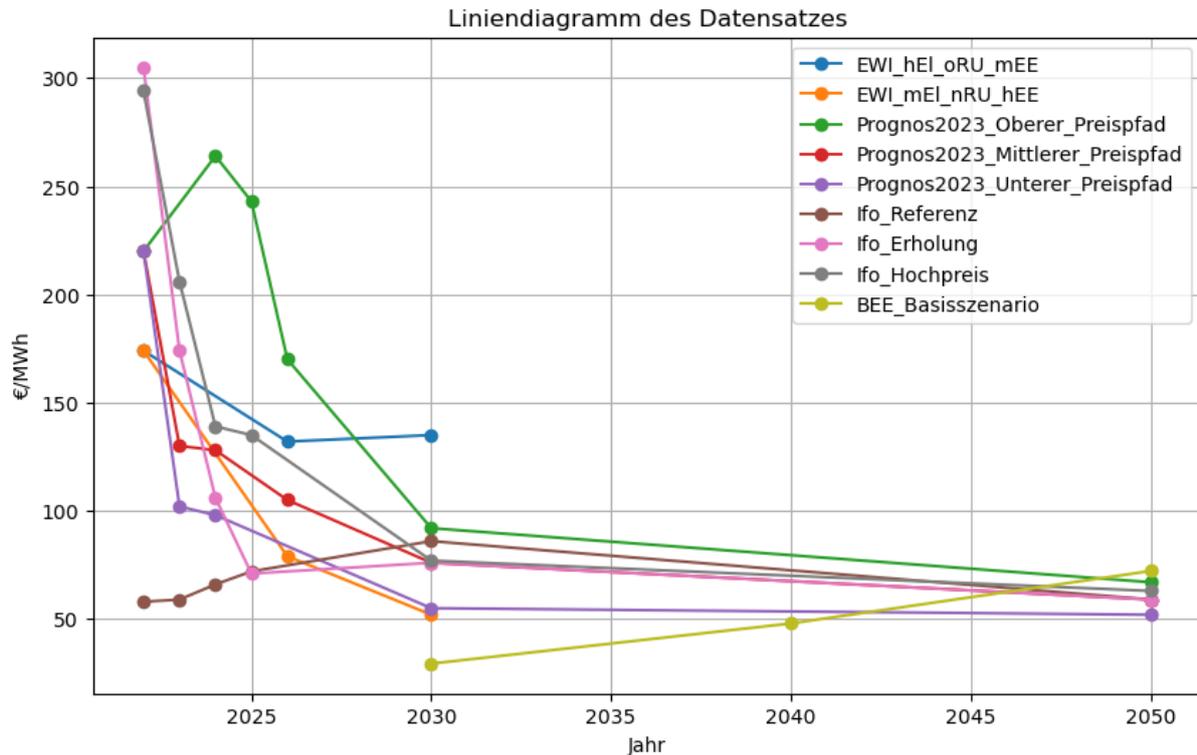


Abbildung 6: Strompreisverläufe der betrachteten Studien

### 3.3 Nachbildung eines Szenarios mit dem WI-Merit-Order-Tool

Für einen direkten Vergleich werden die Szenarien der aktuellen vbw und Prognos Strompreisprognose mit dem WI-Merit-Order-Tools nachgebildet. Einzig für diese Szenariofamilie ist die Datengrundlage ausreichend vollständig dokumentiert, um die notwendigen Parameter im Merit-Order-Tool aufzunehmen. Das Ergebnis des Vergleichs für die Jahre 2025 bis 2030 ist in Abbildung 7 aufgeführt.

Es zeigt sich, dass das WI-Merit-Order-Tool zu ähnlichen Strompreisentwicklungen führt. Allerdings liegen diese tendenziell unter denen des Prognos Strommarktmodells<sup>4</sup>. Das lässt sich mit dem unterschiedlichen Modellierungsansatz begründen: Das komplexere Strommarktmodell, mit dem die Prognos Ergebnisse berechnet wurden, kann die Wirkung von Flexibilitätsmaßnahmen wie Speichern abbilden, die Preisspitzen reduzieren. Das im Vergleich dazu deutlich reduzierte WI-Merit-Order-Tool kann das nicht. Hier wird eine der zuvor beschriebenen Einschränkungen des Tools ersichtlich, die es bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten gilt.

<sup>4</sup> Modelliert wurden mit WI 2025, 2028 und 2030, mit dem Prognos-Tool auch 2026 (die Werte für die anderen Jahre sind jeweils linear interpoliert). Deswegen ist der Eindruck, dass das WI-Tool für 2026 und 2027 höhere Strompreise berechnet hat, nicht korrekt.

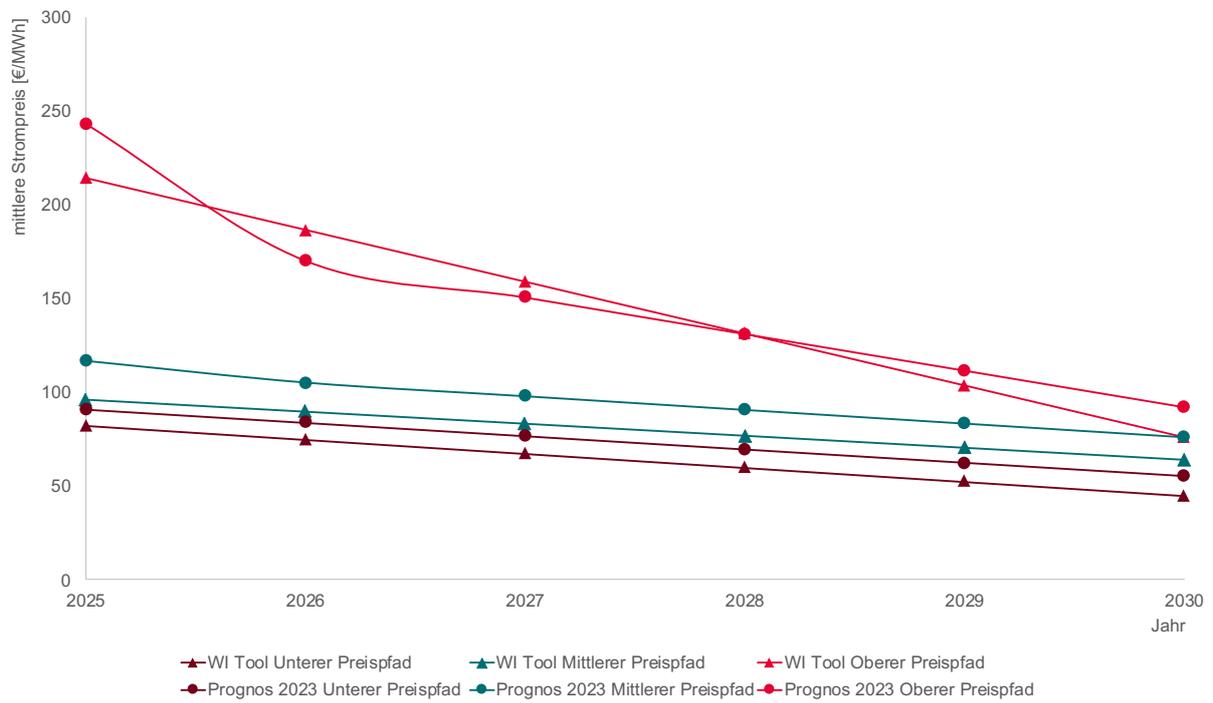


Abbildung 7: Strompreise beim Nachbau von Szenarien mit dem WI-Merit-Order-Tool

## 4 Treiber für die Strompreisentwicklung

Ein wesentliches Ziel dieses Arbeitspapiers ist es, die Wirkung der verschiedenen Einflussfaktoren auf den Strompreis zu analysieren. Dafür wird im Folgenden (Abschnitt 4.1) zunächst analysiert, wie diese Einflussgrößen in den bestehenden Szenarien wirken. Diese Szenarien kombinieren allerdings, wie es in der Natur von Szenarien liegt, stets mehrere Treiber, so dass die Wirkung eines einzelnen Einflussfaktors auf dieser Basis nicht individuell zu analysieren ist. Deswegen werden in Abschnitt 4.2 Untersuchungen mit dem WI-Merit-Order-Tool angestellt, die gezielt nur einzelne Treiber variieren, anstatt vollständige Szenariostorylines abzubilden. Damit kann die Wirkung der Treiber isoliert betrachtet werden.

### 4.1 Übersicht über die Treiber und ihre Ausprägungen in den Szenarien

#### 4.1.1 Gas- und Ölpreis

Wie in Tabelle 1 dargestellt, stellt sich in Szenarien sinkender Gasnachfrage von **EWI** auf kurzfristige Sicht im Jahr 2026 ein Gaspreis zwischen 25 €/MWh bei niedrigen russischen Importen und 43 €/MWh ohne russische Importe ein. Auf mittelfristige Sicht nähern sich die Preise der jeweiligen Szenarien bis 2030 auf 18 €/MWh bei niedrigen russischen Importen und 22 €/MWh ohne russische Importe an. Deutlich höhere Preisunterschiede zeigen sich im Vergleich der Szenarien konstanter Gasnachfrage. Mit 66 €/MWh weist das entsprechende Szenario ohne russische Importe gegenüber 29 €/MWh mit niedrigen russischen Importen im Jahr 2026 einen deutlich höheren Preis auf. Mittelfristig senken sich die Preise bis 2030 im Vergleich dazu lediglich geringfügig auf 59 €/MWh ohne russische Importe bzw. 28 €/MWh bei niedrigen russischen Importen. Insbesondere im Szenario mit konstanter Gasnachfrage und Ausschluss von russischen Importen verbleiben die Gaspreise auf sehr hohem Niveau.

Tabelle 1: Resultierende Gaspreise (€/MWh) der unterschiedlichen Szenario-Ausprägungen der Szenarien des (EWI, 2022)

<b>2026</b>	Ohne russische Importe	Niedrige russische Importe
Sinkende Gasnachfrage	43	25
Konstante Gasnachfrage	66	29
<b>2030</b>	Ohne russische Importe	Niedrige russische Importe
Sinkende Gasnachfrage	22	18
Konstante Gasnachfrage	59	28

In den Szenarioausprägungen ohne und mit niedrigen russischen Importen sind auch Annahmen für die Entwicklung des Ölpreises enthalten. Als einzige der betrachteten Studien gibt die Studie des **EWI** Großhandelspreisentwicklungen für Öl an. Es wird unterstellt, dass im Szenario mit niedrigen Importen aus Russland, aufgrund der Nutzung bestehender Infrastrukturen, geringere Ölpreise als in Szenarien ohne russische Importe entstehen. Für die Stützjahre 2026 und 2030 ergeben sich dadurch Preisunterschiede von 7,9 €/MWh bzw. 9,5 €/MWh zwischen den Szenarien mit niedrigen und keinen russischen Importen.

In Abbildung 8 sind die Strompreisverläufe zweier Szenariopaare dargestellt, welche sich in der Ausprägung zur Annahme ohne bzw. mit niedrigen russischen Importen unterscheiden. Es wird deutlich, dass die aus dem Ausschluss von russischen Importen resultierenden höheren Gas- und Ölpreise zu höheren Stromkosten führen. Bei den Szenarien, welche eine hohe Elektrifizierung und einen moderaten Ausbau Erneuerbarer Energien annehmen, zeigt sich bei bereits hohem Strompreisniveau ein vergleichsweise geringer Unterschied von etwa 11 €/MWh bei Variation der Szenarioausprägung ohne bzw. niedriger russischer Importe. Ein deutlich größerer Unterschied im Strompreisverlauf bei gleicher Variation der Szenarioausprägung zeigt sich bei Szenarien, welche zur Annahme eine moderate Elektrifizierung und einen hohen Ausbau der Erneuerbaren Energien haben. Dort liegt der Strompreisunterschied bei 39 €/MWh (+45%) im Jahr 2026 und reduziert sich auf etwa 23 €/MWh (+44%) im Jahr 2030.

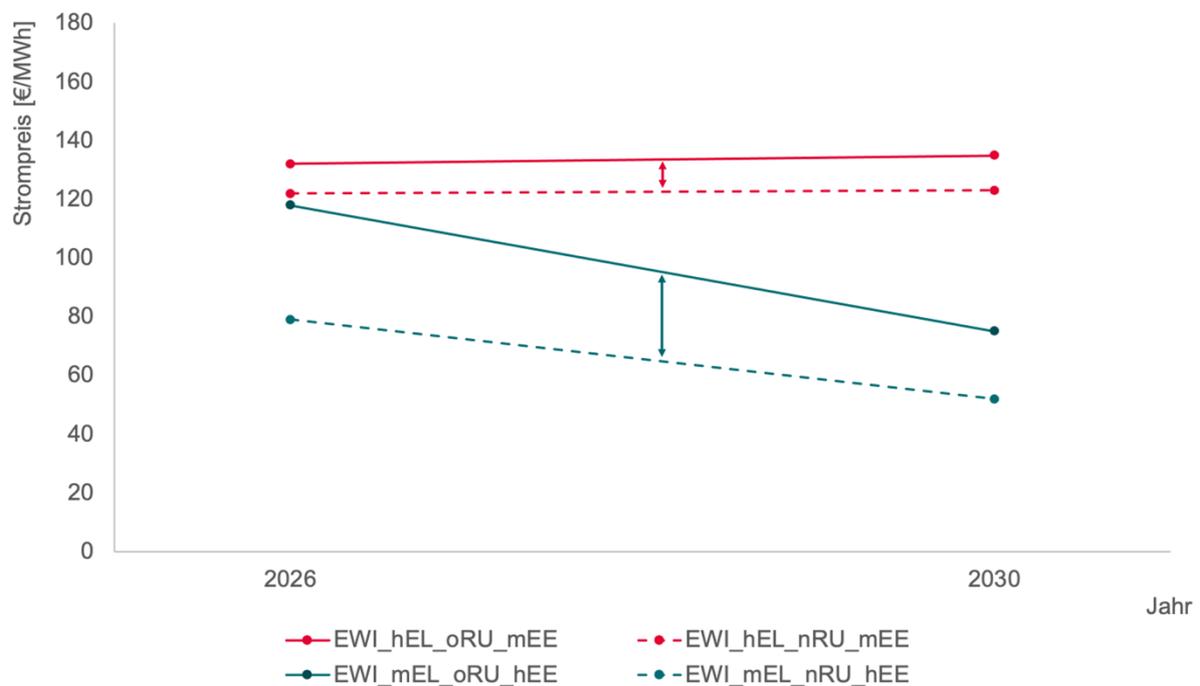


Abbildung 8: Vergleich der Szenarienausprägung ohne und niedrige russische Importe des EWI (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von (EWI, 2022))

Die Erdgaspreise der Szenarien der Analyse von **vbw und Prognos** aus dem Jahr 2022 weisen eine hohe Bandbreite auf. So wird im oberen Preispfad ein Rekordpreisniveau von 300 €/MWh im Jahr 2023 prognostiziert, während sich die Preise im mittleren und unteren Preispfadszenario sich nach hohem Niveau im Jahr 2022 mit 100 €/MWh bereits entspannen. Kurzfristig wird in allen Szenarien ein deutlich sinkender Gaspreis angenommen, welcher sich ab 2027 bis zum Zieljahr 2045 auf konstantem Niveau zwischen 15 bis 35 €/MWh befindet. In der Analyse von 2023 reduziert sich das ausgewiesene Rekordpreisniveau im Jahr 2023 des oberen Preispfadszenarios auf 162 €/MWh. Obwohl die grundsätzlichen Preistrends im Vergleich zum Vorjahr gleichbleiben, werden kurzfristig in allen Szenarien höhere Preise angenommen, welche bis zum Jahr 2050 deutlich absinken und im Zieljahr ein Niveau zwischen 10 und 25 €/MWh erreichen.

Deutlich geringere Preise werden in dem Basisszenario der **Studie des BEE** angenommen. Dort verbleibt der Erdgaspreis auf konstantem Niveau von 11,55 €/MWh, welcher sich in der kurzfristig signifikant niedrigeren Strompreisentwicklung des Szenarios im Vergleich zu den anderen betrachteten Szenarien widerspiegelt.

Wie in Abbildung 9 deutlich wird, ist ein Zusammenhang zwischen dem Gaspreis und dem Strompreis über beinahe alle Szenarien zu erkennen: Bei Anstieg des Gaspreises zeigt sich ebenfalls ein Anstieg des Strompreises.

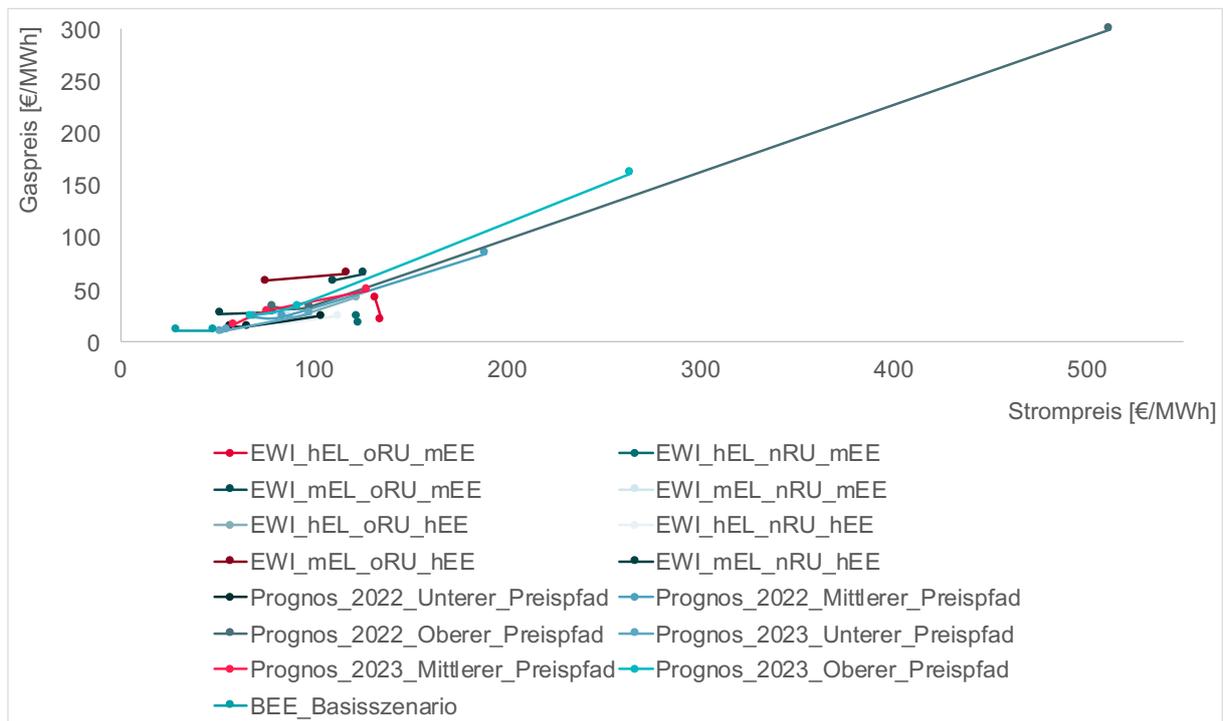


Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Gaspreis und resultierendem Strompreis der betrachteten Szenarien

#### 4.1.2 Steinkohlepreis

Gemäß der Analyse des **EWI** zeigt sich ein erhöhter Steinkohlepreis in Szenarien ohne russische Importe, welcher zwischen 2026 und 2030 konstant auf etwa 22 €/MWh liegt. Im Jahr 2026 wird ein Preisunterschied von 9,8 €/MWh zu Szenarien mit niedrigen russischen Importen prognostiziert, während sich dieser bis 2030 auf 10,4 €/MWh erhöht. Hier liegt der Steinkohlepreis bei etwa 12 €/MWh.

Die Prognosen von **vbw** und **Prognos** aus dem Jahr 2022 deuten auf einen langfristigen Rückgang des Steinkohlepreises hin, da das Angebot nicht knapp sei, während die Nachfrage abnehme. Die Analyse legt nahe, dass sich die Steinkohlepreise, nach einer Preisspitze von 34 €/MWh im Jahr 2022, welche in dem unteren und mittleren Preispfad einen Strompreis von etwa 180 €/MWh und in dem oberen Preispfad von 290 €/MWh zur Folge hat, langfristig stabilisieren und ab 2030 auf einem Niveau zwischen 6 und 11 €/MWh verbleiben. In der Analyse des darauffolgenden Jahres, bestätigten vbw

und Prognos den Trend des langfristig sinkenden Steinkohlepreises, wobei kurzfristig höhere Preise als in der Vorjahresanalyse erwartet werden, langfristig sich das Niveau allerdings leicht niedriger ausfällt mit Preisen zwischen 6 und 9 €/MWh.

Auf einem konstanten, vergleichsweise niedrigen Niveau von etwa 5 €/MWh bleibt der Steinkohlepreis im Basisszenario des **BEE**. Diese Entwicklung schlägt sich in kurzfristig ebenfalls geringen Strompreisen nieder.

Abseits einiger Ausreißer ist in Abbildung 10 ein Trend im Verhältnis zwischen dem Steinkohlepreis und dem Strompreis erkennbar: Ein steigender Steinkohlepreis führt tendenziell zu einem erhöhten Strompreis.

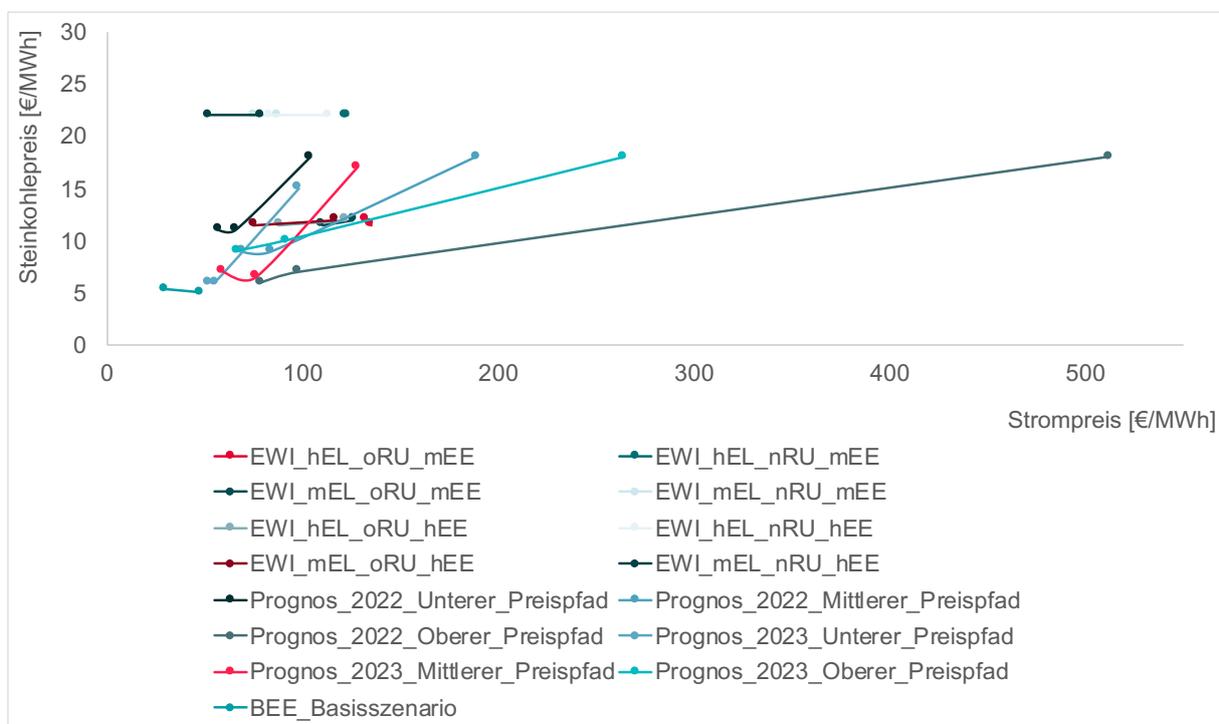


Abbildung 10: Zusammenhang zwischen Steinkohlepreis und resultierendem Strompreis der betrachteten Szenarien

#### 4.1.3 Wasserstoffpreis

In einer Variation des mittleren Preispfads in der Analyse von **vbw und Prognos** aus dem Jahr 2022, bei der während zunehmender Verstromung von Wasserstoff die Kosten der Gaskraftwerke über den Strommarkt refinanziert werden, zeigt sich gegenüber dem regulären mittleren Preispfad ein deutlich erhöhter Strompreis von 140 €/MWh im Jahr 2030 und 130 €/MWh im Jahr 2040. Die Steigerung der Stromkosten bei direktem Einfluss der Wasserstoffkosten in den Großhandelsstrompreis gegenüber dem mittleren Preispfadszenario entspricht demzufolge im Jahr 2030 etwa 14% und im Jahr 2040 etwa 109%. In der Prognose von **vbw und Prognos** aus dem Jahr 2023 orientieren sich die variablen Kosten

der Gaskraftwerke, auch bei zunehmender Verstromung von Wasserstoff, weiterhin an dem Gaspreis zuzüglich CO<sub>2</sub>-Bepreisung, da von einem staatlichen Mechanismus ausgegangen wird, welcher die starken Anstiege des Strompreises abfängt, weshalb dort eine Variation der Szenarien nicht stattfindet.

Im Basisszenario des **BEE** wird angenommen, dass die Kosten der Wasserstoff-Kraftwerke auf übliche Weise in die Großhandelsstrompreise einfließen und dadurch insbesondere im Jahr 2050 extrem hohe Preise oberhalb von 150 €/MWh entstehen. Dies führt neben anderen Faktoren dazu, dass der Strompreis im Jahr 2050 über dem der anderen betrachteten Szenarien liegt.

#### 4.1.4 CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis im EU-ETS

Während in der Analyse von **vbw und Prognos** aus dem Jahr 2022 noch ein für alle Szenarien einheitlicher CO<sub>2</sub>-Preisverlauf angenommen wird<sup>5</sup>, wird in ihrer Analyse aus dem Folgejahr für jedes Szenario eine angepasste EU-ETS-Preisentwicklung vorausgesetzt. Der Preis im oberen Preisverlauf, welcher sich am "Net Zero"-Szenario des World Energy Outlook (IEA, 2021) orientiert, entwickelt sich vom Ausgangspunkt im Jahr 2023 mit 86 €/t<sub>CO2</sub> stark steigend auf 130 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2030 bis hin zu 231 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2050. Der Preis im mittleren Preisverlauf, welcher sich am "Announced-Pledges"-Szenario orientiert, verläuft weniger stark steigend vom gleichen Ausgangspunkt aus auf 125 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2030 und bis auf 185 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2050. Deutlich flacher verläuft die Preisentwicklung im unteren Preisverlauf, welcher sich nach dem "Stated-Policies"-Szenario des World Energy Outlooks 2022 richtet. Vom Ausgangspunkt aus verläuft der Preis leicht steigend auf 91 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2030 und auf 105 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2050. In Abbildung 11 sind die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisverläufe und die entsprechenden Strompreisverläufe der Szenarien dargestellt. Durch die Darstellung wird deutlich, dass mit steigendem CO<sub>2</sub>-Preis der fallende Verlauf der Entwicklung des Strompreises abgeflacht wird und sich der Strompreis langsamer senkt.

---

<sup>5</sup> Der dort angenommene CO<sub>2</sub>-Preis orientiert sich mit 88 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2025 an dem Preisverlauf der EEX Carbon Futures und basiert danach langfristig auf Grundlage des WEO Net Zero, bei dem die Nachfrage nach Zertifikaten, aufgrund des Erreichens der Klimaziele, langfristig ganz zurück geht, wobei der Preis im Jahr 2050 231 €/t<sub>CO2</sub> erreicht

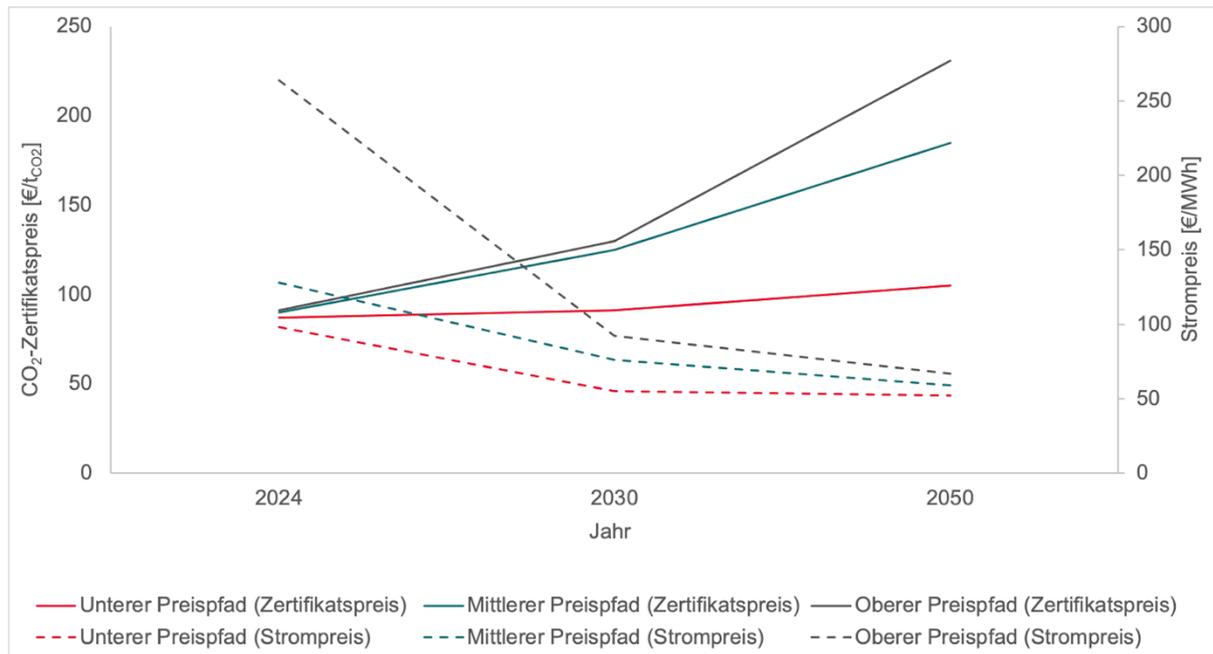


Abbildung 11: Zusammenhang zwischen dem CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis und resultierendem Strompreis der Szenarien von (vbw / Prognos, 2023)

Die Szenarien von **EWI** und **BEE** variieren die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises nicht zwischen ihren Szenarien, so dass hier keine Auswirkungen dieses Treibers untersucht werden können.

In der Analyse des **EWI** wird dabei die CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung auf Basis von Ergebnissen des EWI-Fundamentalmodells unterstellt. Für das Jahr 2022 wird ein CO<sub>2</sub>-Preis von 83 €/tCO<sub>2</sub> angenommen, welcher sich auf 96 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2026 erhöht und bis 2030 auf 118 €/tCO<sub>2</sub> steigt.

Eine hohe Preisentwicklung zeigt sich ebenfalls in der Studie des **BEE**. Dort entwickelt sich der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate von 125 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2030 auf bis zu 294 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2050, welche die höchste Entwicklung im Szenarienvergleich darstellt. Die vergleichsweise hohen CO<sub>2</sub>-Preise werden im Jahr 2030 noch von geringen Brennstoffpreisen kompensiert, könnten auf lange Sicht allerdings zu den im Vergleich zu den anderen betrachteten Studien leicht erhöhten Strompreisen führen.

#### 4.1.5 Stromnachfrage

Sowohl in den Szenarien von vbw und Prognos als auch von EWI wird eine deutlich steigende Stromnachfrage angenommen. Auch wenn, wie in beiden Studien von vbw und Prognos sichtbar, der herkömmliche Stromverbrauch leicht steigt, sind für den Großteil der Steigerung neue elektrische Verbraucher, wie die Elektromobilität, Wärmepumpen und die Wasserstoffproduktion verantwortlich.

Ein sichtbarer Einfluss der Stromnachfrage auf die Großhandelsstrompreise zeigt sich in den Szenarien des **EWI**. Beim direkten Vergleich der Szenarien mit hoher Elektrifizierung, in dem die Nettostromnachfrage bei 607 TWh im Jahr 2026 und 654 TWh im Jahr 2030 liegt, und der Szenarien mit moderater Elektrifizierung, in dem die Stromnachfrage bei 547 TWh im Jahr 2026 und 564 TWh im

Jahr 2030 liegt, lässt sich erkennen, dass in allen Szenarien mit moderater Elektrifizierung die Strompreise niedriger liegen. Insbesondere zeigt sich dieser Einfluss zwischen den Szenarien mit niedrigen russischen Importen und moderatem EE-Ausbau. Hier fällt der Strompreis zwischen dem entsprechenden Szenario mit moderater Elektrifizierung im Jahr 2026 knapp 29% und etwa 40% im Jahr 2030 niedriger aus als im Szenario mit, ceteris paribus, hoher Elektrifizierung.

#### 4.1.6 Ausbau der Erneuerbaren Energien

Die Annahmen zum EE-Ausbau der Studie von **vbw und Prognos** aus dem Jahr 2023 gleichen für die Jahre 2026 und 2030 denen des Szenarios mit hohem Ausbau des **EWI**. Die größten absoluten Anstiege in dieser Zeitspanne werden für die Photovoltaik erwartet. Hier wird gegenüber dem Referenzjahr 2021 ein Zuwachs von 62 GW (+105%) bis 2026 und 156 GW (+264%) bis 2030 angenommen. Für die Windkraft wird in der gleichen Zeit ein Zuwachs von insgesamt 33 GW (+51%) bis 2026 und 81 GW (+127%) bis 2030 angenommen, davon fallen bis 2030 59 GW (+95%) auf die Onshore-Windkraft und 22 GW (+275%) auf die Offshore-Windkraft. Deutlich geringer fallen dagegen die Annahmen in dem Szenario des moderaten Ausbaus des EWI aus. Der Zubau beträgt hier für die Photovoltaik lediglich 25 GW (+42%) bis 2026 bzw. 64 GW (+108%) bis 2030 und für die Windkraft insgesamt 16 GW (+25%) bis 2026 bzw. 40 GW (+63%) bis 2030.

Aufgrund der geringen variablen Kosten der Photovoltaik und der Windkraft gegenüber fossilen Erzeugern zeigt ein geringerer EE-Zubau deutliche Auswirkungen auf den Strompreis. Besonders deutlich zeigt sich der Effekt im Jahr 2030 in den Szenarien hoher Elektrifizierung und ohne russische Importe. Wie Abbildung 12 verdeutlicht, unterscheidet sich der Strompreis im entsprechenden Szenario des hohen Zubaus gegenüber dem Szenario moderaten Zubaus im Jahr 2026 um 11 €/MWh (-8%), wobei sich der Strompreis im Jahr 2030 bereits um 46 €/MWh (-33%) unterscheidet (EWI, 2022). Die Szenarien, welche eine moderate Elektrifizierung und niedrige russische Importe zur Annahme haben, weisen bei Variation der Szenarioausprägung bezüglich des EE-Ausbaus einen Strompreisunterschied von 8 €/MWh (-9%) im Jahr 2026 und 23 €/MWh (-31%) im Jahr 2030 auf. Deutlich wird, dass insbesondere in Szenarien mit hohem Preisniveau die erhöhte Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu deutlich reduzierten Strompreisen führt.

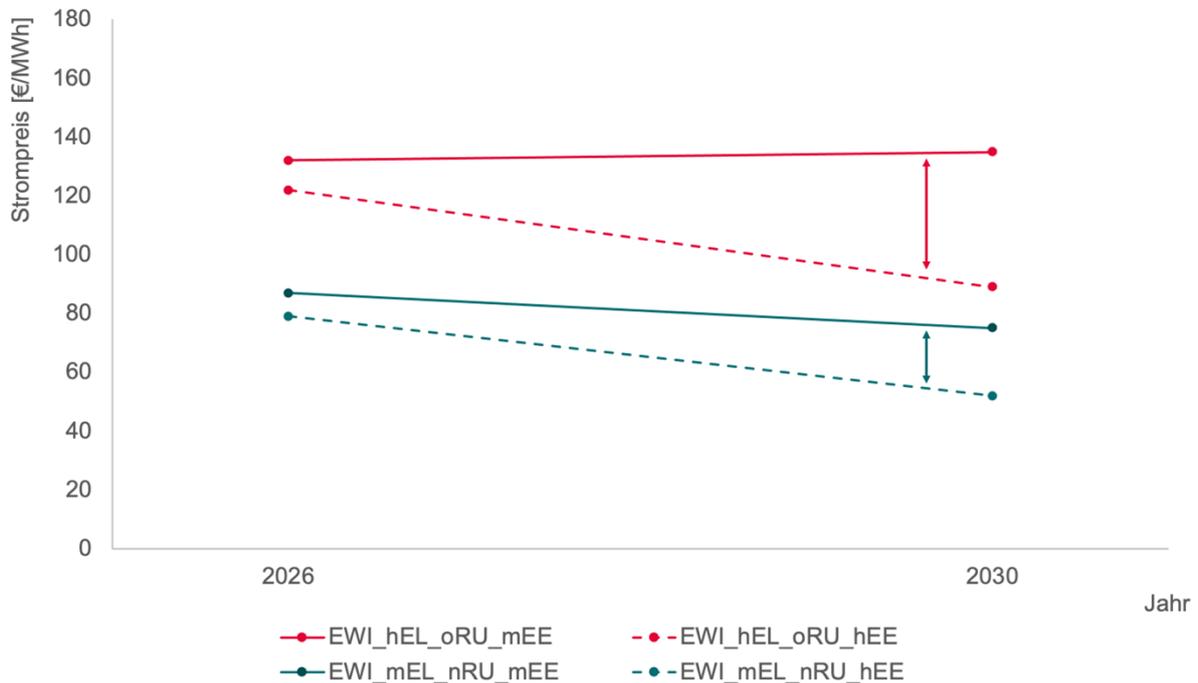


Abbildung 12: Vergleich der Szenarienausprägung moderaten und hohen Ausbaus Erneuerbarer Energien des EWI (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von (EWI, 2022))

#### 4.1.7 Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken

Die Szenarien Erholung und Erholung+, sowie Hochpreis und Hochpreis+, des **Ifo Instituts** unterscheiden sich dadurch, dass die „+“-Szenarien eine Laufzeitverlängerung der drei zuletzt abgeschalteten deutschen Atomkraftwerke bis 2030 annehmen und die Auswirkungen auf den Strompreis untersuchen, die sich dadurch ergeben. Im Szenario Erholung+ führt die Laufzeitverlängerung zu einer Strompreisreduktion in Deutschland von etwa 3,5% im Jahr 2023 gegenüber dem Erholung-Szenario. Bereits für 2024 verringert sich der Unterschied auf unter 2%, im Jahr 2030 beträgt er knapp 1%. Ähnlich verhält es sich in den Szenarien Hochpreis und Hochpreis+. Hier ist ebenfalls der Strompreis bei Laufzeitverlängerung der drei deutschen Atomkraftwerke im Jahr 2023 um 4% geringer, allerdings verringert sich bereits im Jahr 2024 die Differenz auf deutlich unter 2% und die Strompreise der beiden Szenarien gleichen sich im Jahr 2030. In Abbildung 13 sind die Entwicklungen der Strompreise der Szenarien graphisch dargestellt.

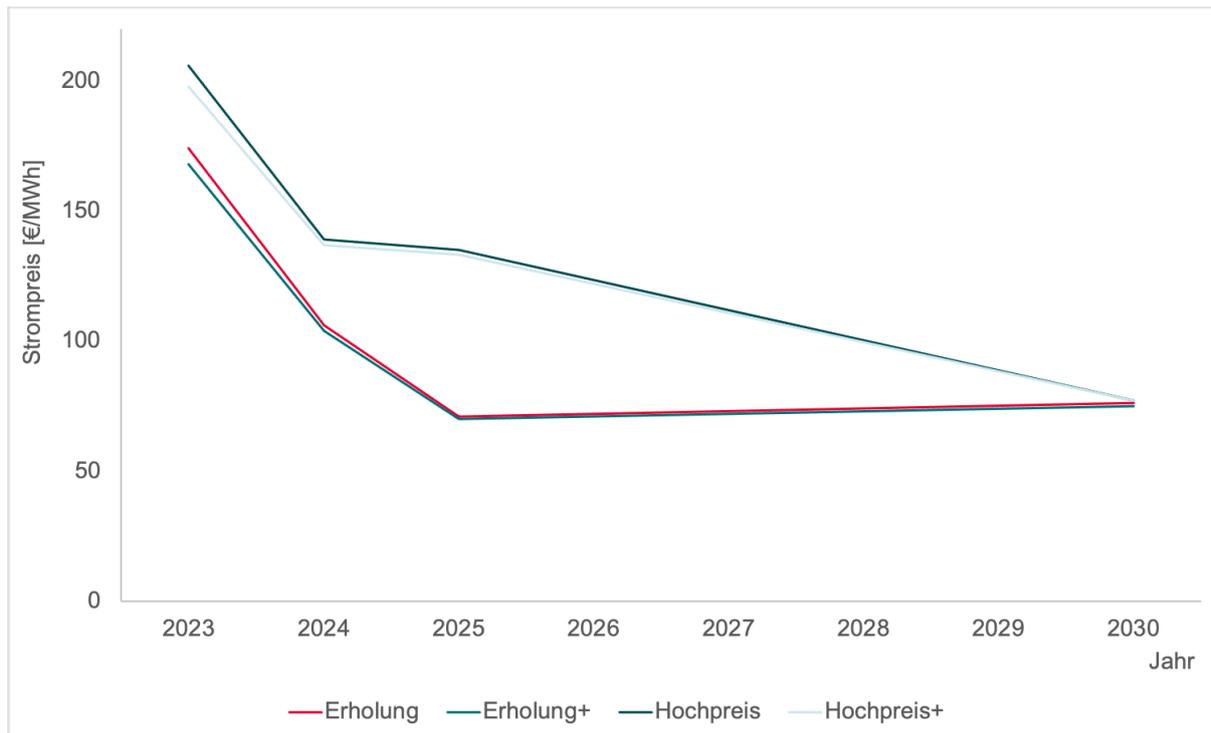


Abbildung 13: Entwicklung der Strompreise ausgewählter Szenarien des Ifo Instituts (Mier, 2022)

## 4.2 Untersuchung mit dem WI Merit-Order-Tool: Die Wirkung einzelner Treiber auf den Strompreis bis 2030

Die zuvor beschriebenen Szenarien stellen mögliche Entwicklungen dar und kombinieren dafür verschiedene Treiber. Im Folgenden wird das WI-Merit-Order-Tool genutzt, um einzelne Treiber isoliert zu variieren und deren Auswirkung auf den Strompreis zu untersuchen.

### 4.2.1 Parametrierung und Strompreisentwicklung in der Referenzkonfiguration

Als Referenz dient die Strompreisentwicklung, die sich aus dem Merit-Order-Tool ergibt, wenn alle Eingangsparameter entsprechend des Szenarios S4C-KN (Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, 2023) eingestellt werden. Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der Stromnachfrage (Abbildung 14), der Erzeugungsleistung (Abbildung 15 und Abbildung 16)<sup>6</sup> und der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise (Abbildung 17) im Szenario S4C-KN, die als Standard-Parametrierung des WI-Merit-Order-Tools dienen. Das Szenario ist geprägt durch ehrgeizige EE-Ausbauziele, in Kombination mit einer moderaten Entwicklung der Stromnachfrage.

<sup>6</sup> Dabei ist zu beachten, dass zwischen 2040 und 2045 Wasserstoff-ready-Erdgaskraftwerke auf den Betrieb mit Wasserstoff wechseln – es findet kein Ersatz des Kraftwerksparks statt

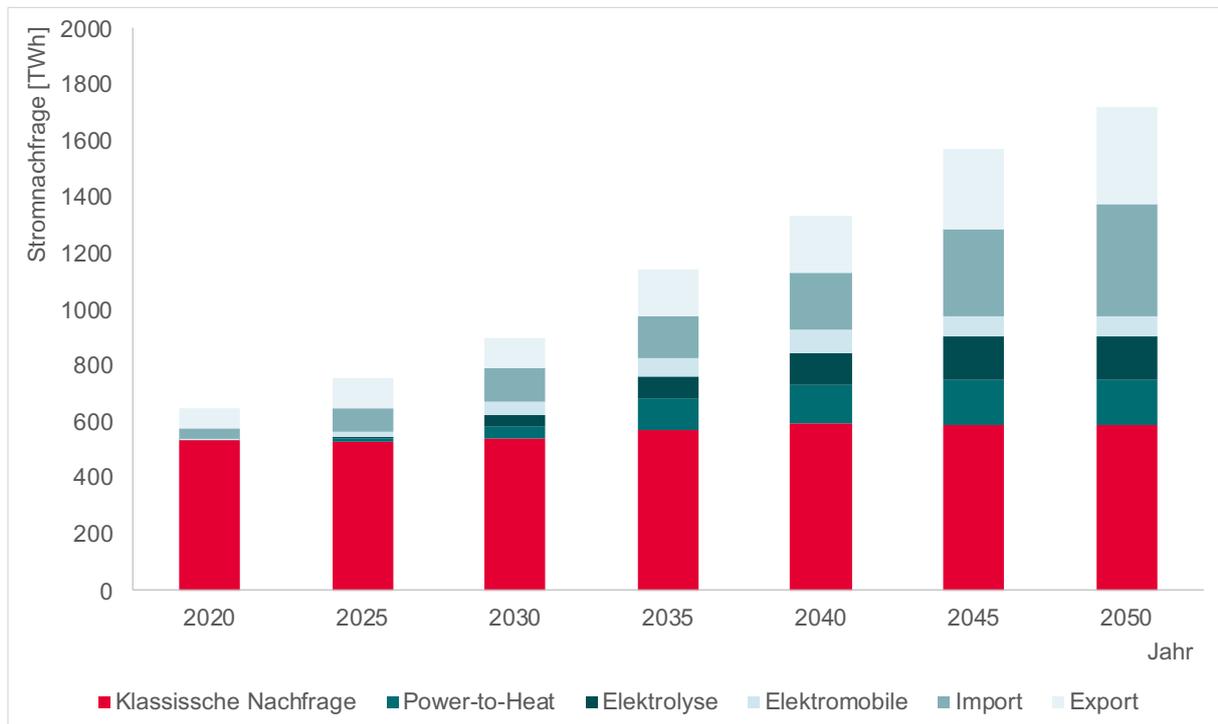


Abbildung 14: Entwicklung der Stromnachfrage im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN

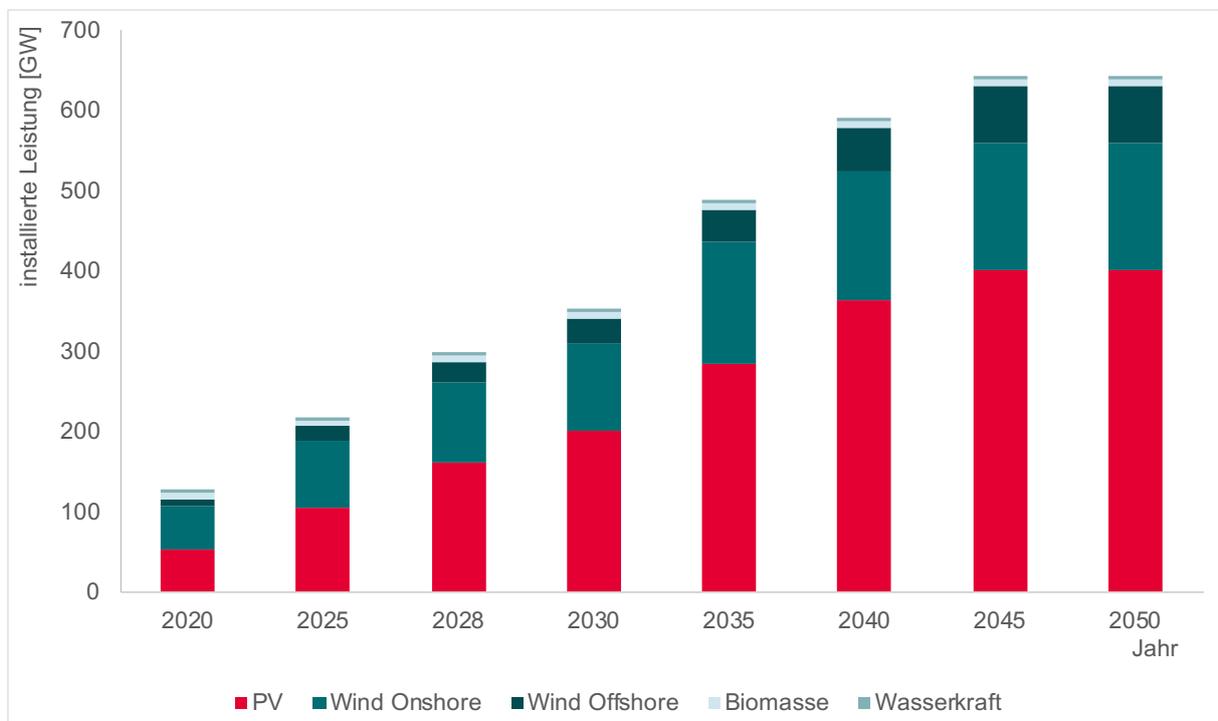


Abbildung 15: Entwicklung der EE-Kapazität im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN

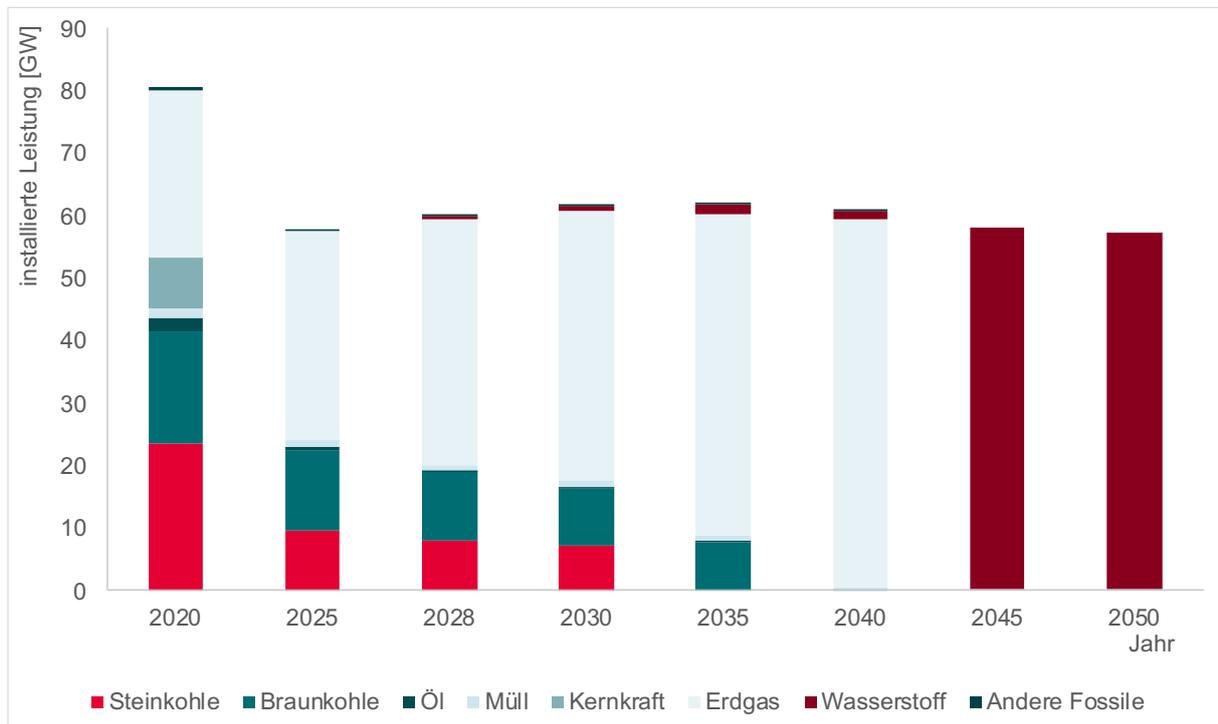


Abbildung 16: Entwicklung der Kraftwerkskapazität im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN

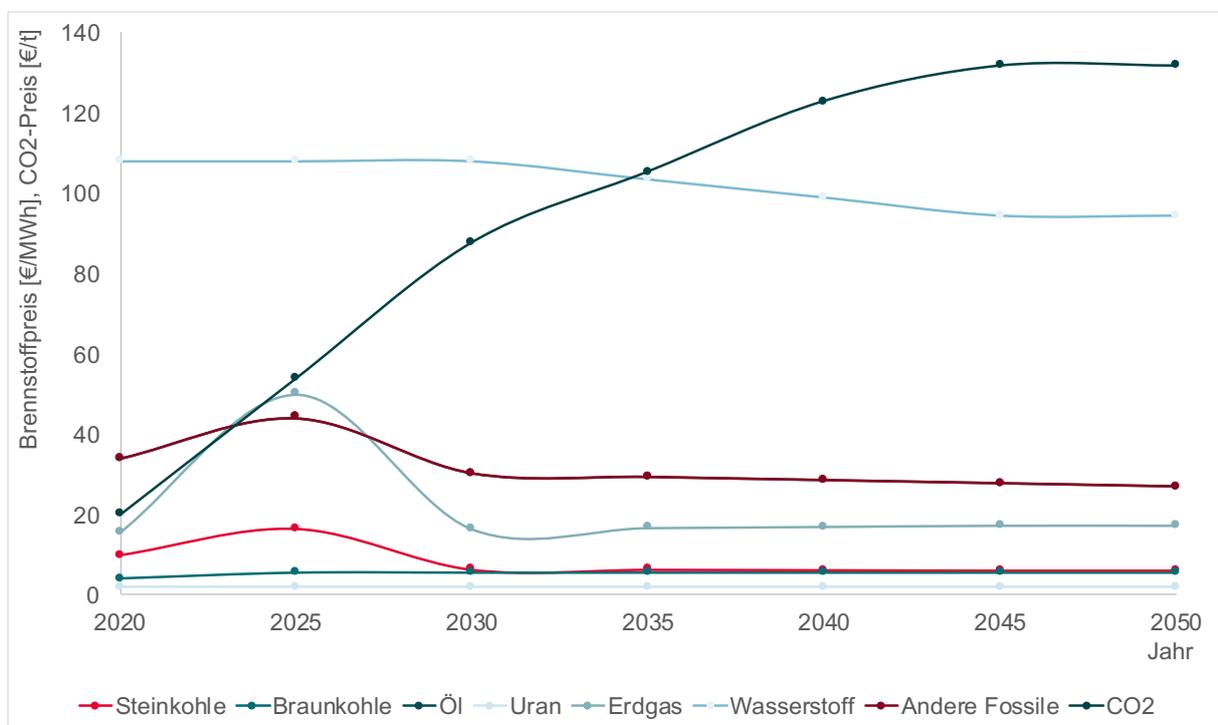


Abbildung 17: Entwicklung der Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preise im WI-Merit-Order-Tool entsprechend Szenario S4C-KN

Wird das WI-Merit-Order-Tool mit diesen Werten parametrisiert, so ergibt sich zunächst die in den folgenden Abbildungen dargestellte Entwicklung der Merit-Order für die Jahre 2025 (Abbildung 18), 2028 (Abbildung 19) und 2030 (Abbildung 20). Im Vergleich zwischen den Jahren ist zu erkennen, dass sich die Reihenfolge der Kraftwerke in der Merit-Order ändert: Durch den steigenden CO<sub>2</sub>-Preis werden Erdgaskraftwerke im Verhältnis günstiger, die Kohlekraftwerke wandern entsprechend mit den Jahren zunehmend in den hinteren Teil der Merit-Order.

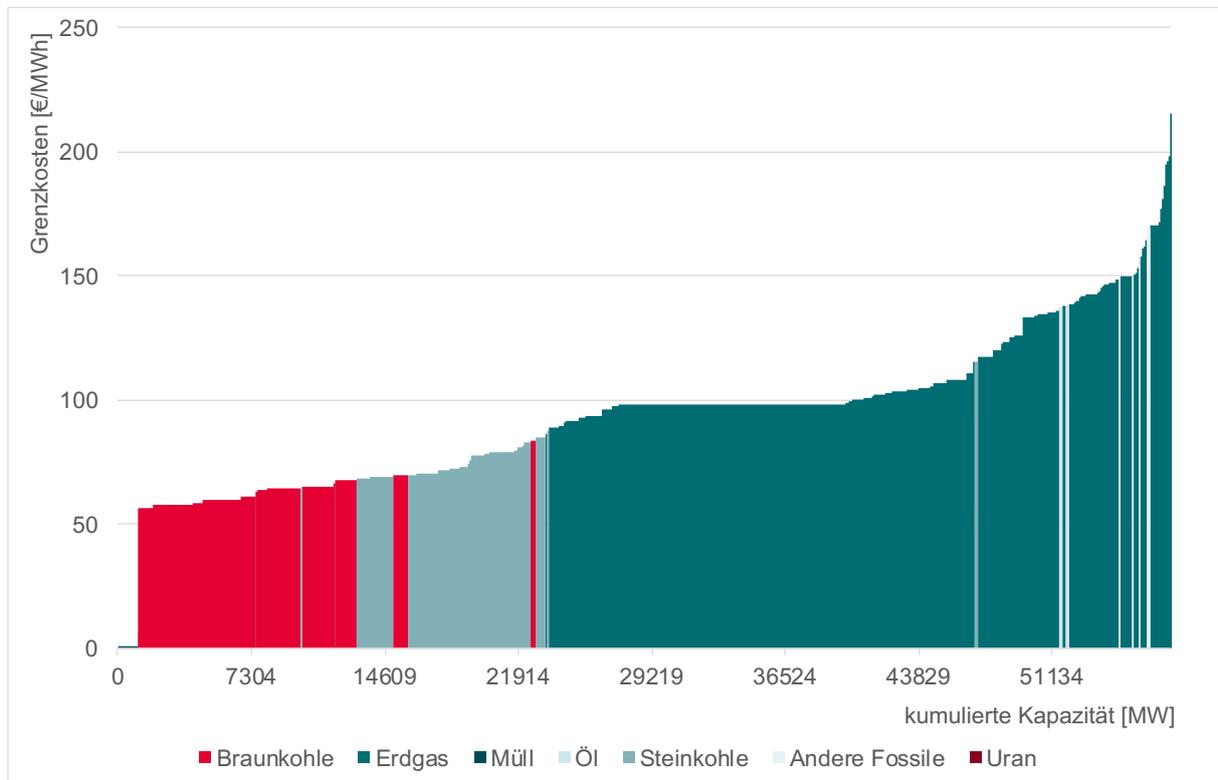


Abbildung 18: Modellierter Merit-Order der Kraftwerke in der Referenz 2025

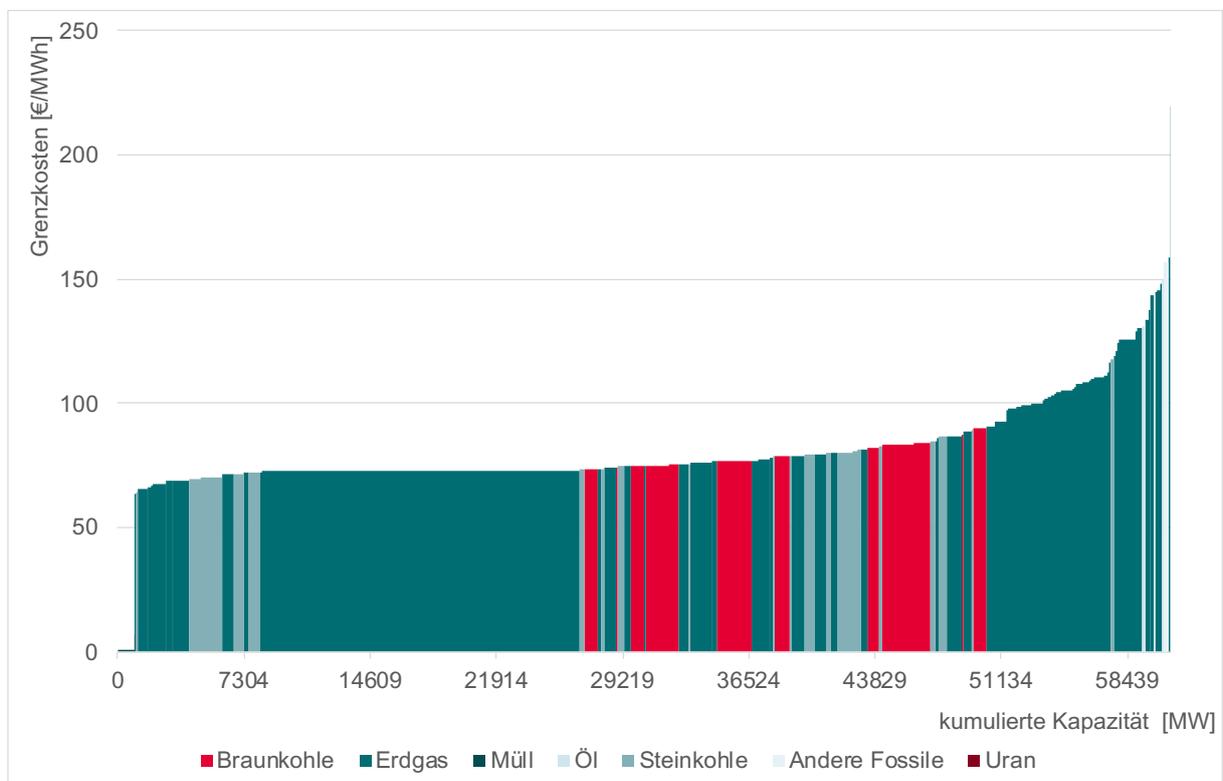


Abbildung 19: Modellierter Merit-Order der Kraftwerke in der Referenz 2028

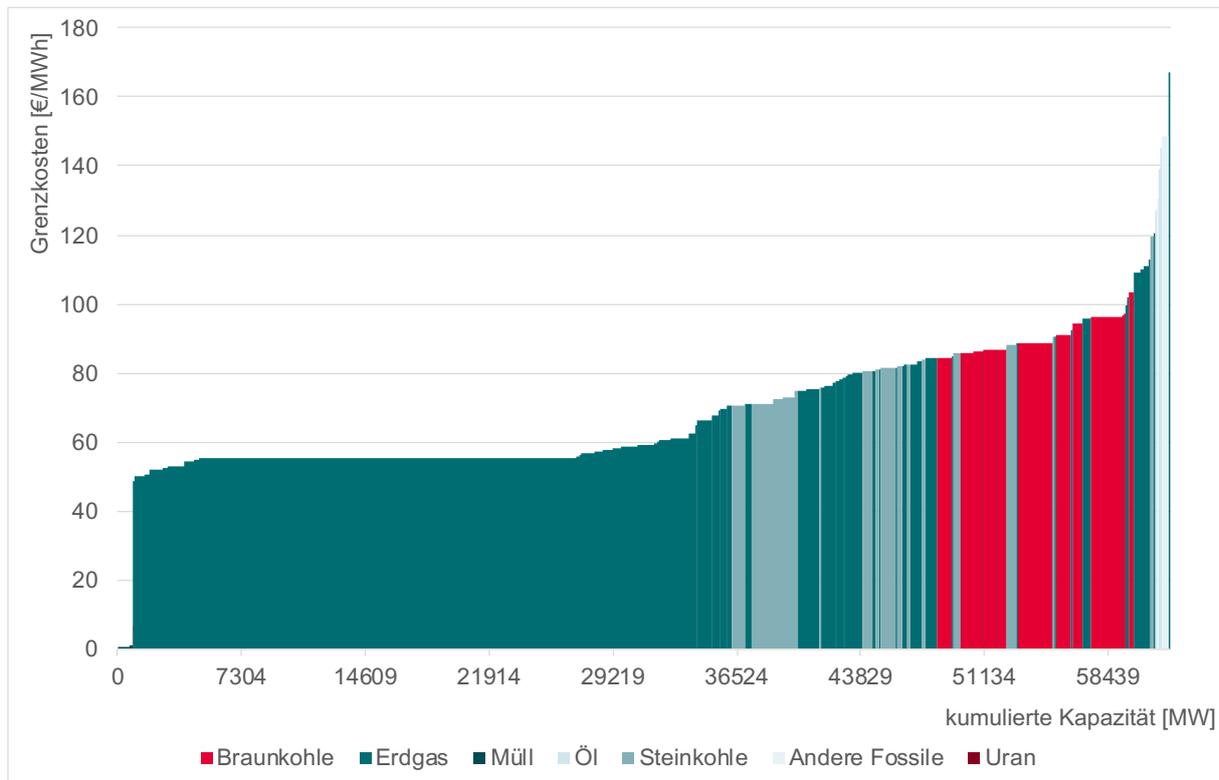


Abbildung 20: Modellierter Merit-Order der Kraftwerke in der Referenz 2030

Diese Merit-Order, kombiniert mit den angenommenen Entwicklungen von Stromnachfrage und regenerativer Einspeisung, führt zu der in Abbildung 21 dargestellten Entwicklung des Strompreises am modellierten Markt. Der Boxplot illustriert die Verteilung der Strompreise in den Stunden der Jahre 2025, 2028 und 2030<sup>7</sup>. Der mittlere Strompreis sinkt in dieser Referenzentwicklung nahezu linear von 82 €/MWh im Jahr 2025 über 61 €/MWh in 2028 auf 43 €/MWh in 2030. Die Streuung des Strompreises reduziert sich dabei von 2025 bis 2028, nimmt danach allerdings deutlich zu. Das ist vermutlich damit zu erklären, dass in 2028 bereits signifikante zusätzliche Erdgaskapazitäten angenommen werden und für solche Zusatzkapazitäten keine Preisunterschiede zwischen einzelnen Kraftwerken angenommen werden. Die steigende Streuung in 2030 resultiert daraus, dass die Residuallast häufiger unter null sinkt und damit öfter Preise von 0 €/MWh modelliert werden.

<sup>7</sup> Die Linie innerhalb der Box zeigt den Median, der Boxbereich darunter das zweite Quartil, der darüber das dritte Quartil. Die Box repräsentiert also den Interquartilsabstand und umschließt die mittleren 50% der Daten. Die Antennen reichen bis zum letzten Wert innerhalb des anderthalbfachen Interquartilsabstands. Die Punkte markieren Ausreißer, also Einzelwerte außerhalb dieses Bereichs. Das Kreuz markiert den Mittelwert.

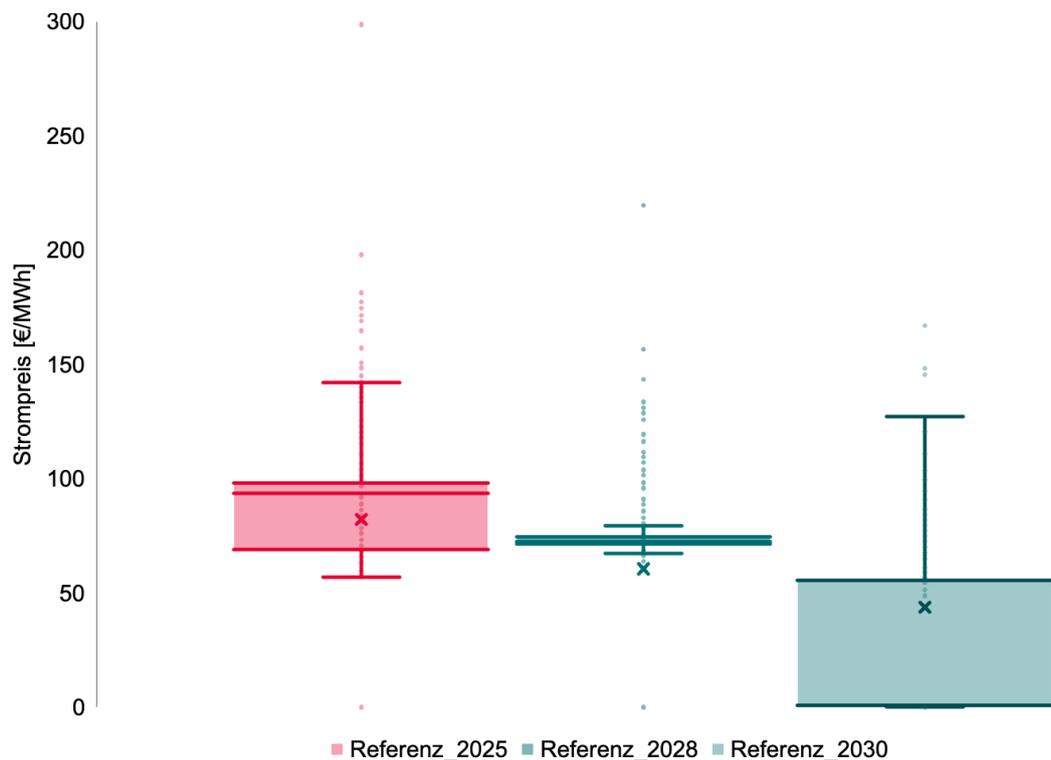


Abbildung 21: Verteilung der Strompreise in der Referenzentwicklung in den Jahren 2025, 2028 und 2030

#### 4.2.2 Einfluss eines veränderten Anteils Erneuerbarer Energien

Für diese Fallstudie wird die Leistung aller Erneuerbarer Energien um 20% erhöht bzw. verringert, um den Einfluss einer Übererfüllung der EE-Ausbauziele bzw. eines verzögerten EE-Ausbaus zu untersuchen. Proportional zur Leistung steigt bzw. sinkt auch die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen. Im Referenzfall entspricht die Erzeugung aus Erneuerbaren bilanziell 75% der Stromnachfrage in 2025, 69% in 2028 und 87% in 2030. Durch die Erhöhung der EE-Leistung wird der Anteil auf bilanziell 78 bis 150% gesteigert, durch die Verringerung auf 52 bis 70% reduziert.

Die modellierten Strompreise (siehe Abbildung 22) zeigen, dass die erneuerbare erzeugte Energiemenge einen signifikanten Einfluss hat: Die Strompreise steigen bzw. sinken im Jahresdurchschnitt um 17 bis 28%. Die Streuung der Ergebnisse (nicht abgebildet) steigt deutlich mit dem Anteil Erneuerbarer Energien. Im Jahr 2028 beträgt die Standardabweichung beispielsweise in der Variante mit weniger Erneuerbaren Energien ca. 24 €/MWh, in der Variante mit mehr Erneuerbaren Energien hingegen steigt sie auf 36 €/MWh.

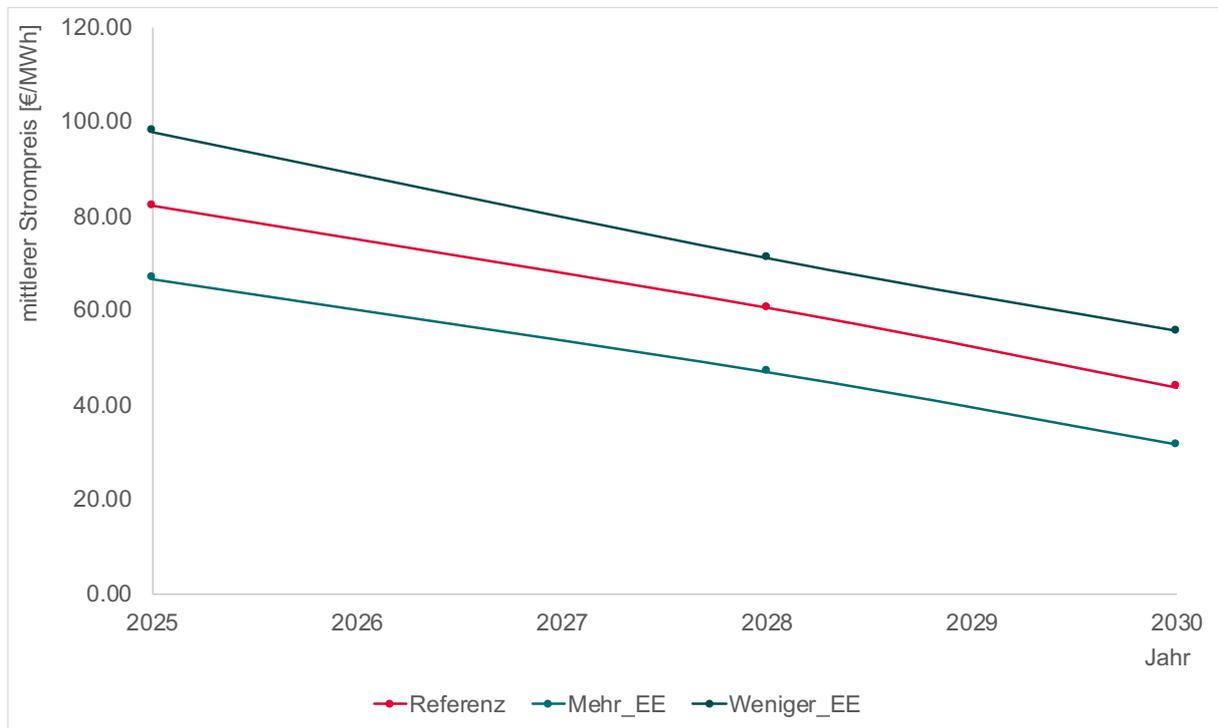


Abbildung 22: Veränderung der Strompreise bei Variation der EE-Leistung um  $\pm 20\%$

Wird jedoch nicht die Gesamtmenge der Erneuerbaren Erzeugung variiert, sondern lediglich der Anteil von Wind und Photovoltaik (PV) an der Gesamterzeugung angepasst, ergeben sich nur geringfügige Veränderungen im Bereich bis zu ca. 1.5% gegenüber der Referenz, wie Abbildung 23 zeigt. In dieser Variante wurde die PV-Leistung um 30% erhöht bzw. verringert. Die Energieerzeugung wurde mit einer entsprechenden Ab- bzw. Zunahme der Windenergie um  $\pm 15\%$  kompensiert. Es zeigt sich, dass die zeitliche Charakteristik der Einspeisung Erneuerbarer Energien kaum Einfluss auf den mittleren Strompreis hat. Allerdings steigt bei höherem PV-Anteil die Fluktuation der Strompreise, was sich in einer höheren Standardabweichung (nicht abgebildet) zeigt.

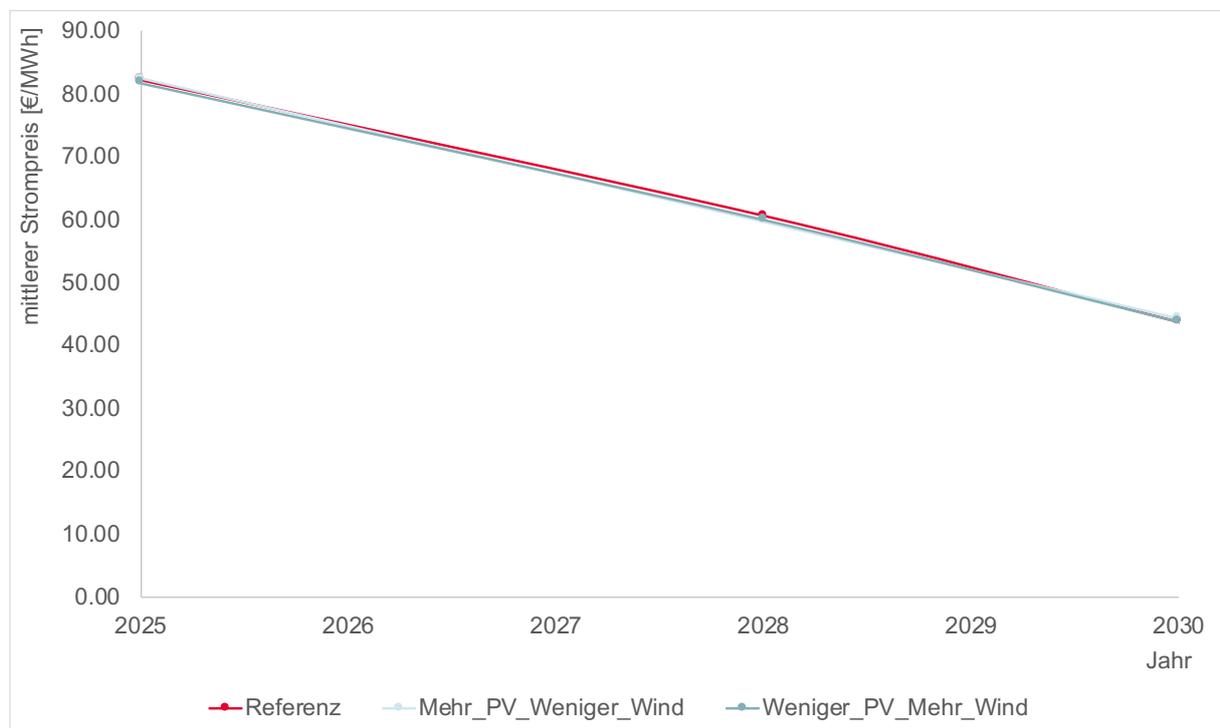


Abbildung 23: Veränderung der Strompreise bei Variation der Anteile von Wind- und PV-Stromerzeugung

#### 4.2.3 Auswirkung eines veränderten Erdgaspreises

Der künftige Erdgaspreis ist eine unsichere Größe, die aber einen signifikanten Einfluss auf den Strompreis hat. Dadurch, dass in vielen Stunden Erdgaskraftwerke die Strompreise bestimmen, hat der Erdgaspreis deutlich stärkeren Einfluss auf den Strompreis als andere Energieträgerpreise.

Die Variation des Erdgaspreises um  $\pm 30\%$  führt für das Jahr 2025 zu einer etwas höheren Verschiebung der mittleren Strompreise ( $\pm 18\%$ ) als in den folgenden Jahren (siehe Abbildung 24). Das ist zu erwarten, da durch den Anstieg der  $\text{CO}_2$ -Preise in den Folgejahren häufiger Kohlekraftwerke preissetzend sind. Außerdem ist die absolute Preisänderung für Erdgas in diesem Jahr höher als in den Folgejahren, da die Erdgaspreise nach 2025 zurückgehen.

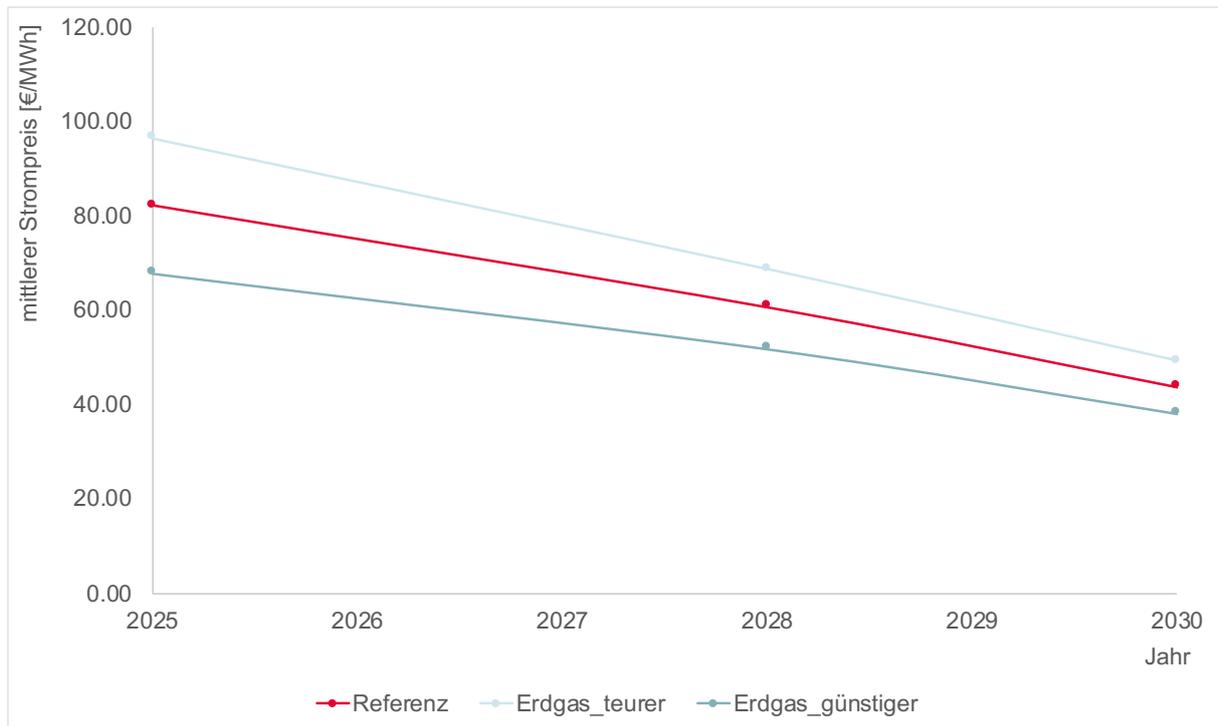


Abbildung 24: Veränderung der Strompreise bei Variation des Erdgaspreises um  $\pm 20\%$

#### 4.2.4 Auswirkung einer Veränderung der Stromnachfrage

Für diese Treiberuntersuchung wurde die Stromnachfrage um 30% erhöht bzw. verringert. Das betrifft die konventionelle Stromnachfrage ebenso wie die Stromnachfrage für Elektrolyse, Power-to-Heat und Elektromobilität. In dieser Fallstudie zeigt sich der stärkste aller betrachteten Effekte (siehe Abbildung 25)<sup>8</sup>. Die Strompreise steigen bei einer Steigerung der Nachfrage um 75% in 2025. In den folgenden Jahren ist der Effekt weniger drastisch, aber dennoch deutlich mit 50 bis 60% Steigerung. Bei einer Verringerung der Stromnachfrage um 30% sinkt der Strompreis in allen Jahren um ca. 50%. Dieser überproportionale Effekt lässt sich mit der Form der Merit-Order-Kurve begründen. Durch die Veränderung der Nachfrage liegt die Residuallast häufiger im Bereich der sehr niedrigen bzw. der sehr hohen Leistung, die in der Merit-Order Kurve nicht linear ist, sondern stark fallende bzw. stark steigende Kosten zeigt (vgl. Abbildung 18 bis Abbildung 20).

Im Jahr 2025 zeigt sich im Fall der erhöhten Stromnachfrage eine besonders starke Erhöhung des mittleren Preises. In diesem Jahr übertrifft die Residuallast die installierte Kraftwerksleistung in der Referenzvariante lediglich in 78 Stunden, bei erhöhter Stromnachfrage steigt das stark an auf 1782 Stunden, in denen dann die äußerste Spitze der Merit-Order (siehe Abbildung 18), also das teuerste

<sup>8</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Variation um  $\pm 30\%$  eine sehr starke Verringerung bzw. Erhöhung der Nachfrage darstellt. Die in Abschnitt 4.1.5 besprochenen Szenarien variieren die Stromnachfrage deutlich weniger stark und zeigen auch geringere Ausschläge im Strompreis

am Markt befindliche Kraftwerk, kostensetzend ist. Durch den Ausbau der EE verringert sich dieser Effekt in den Folgejahren und die Residuallasten übersteigen seltener die Kraftwerksleistung.

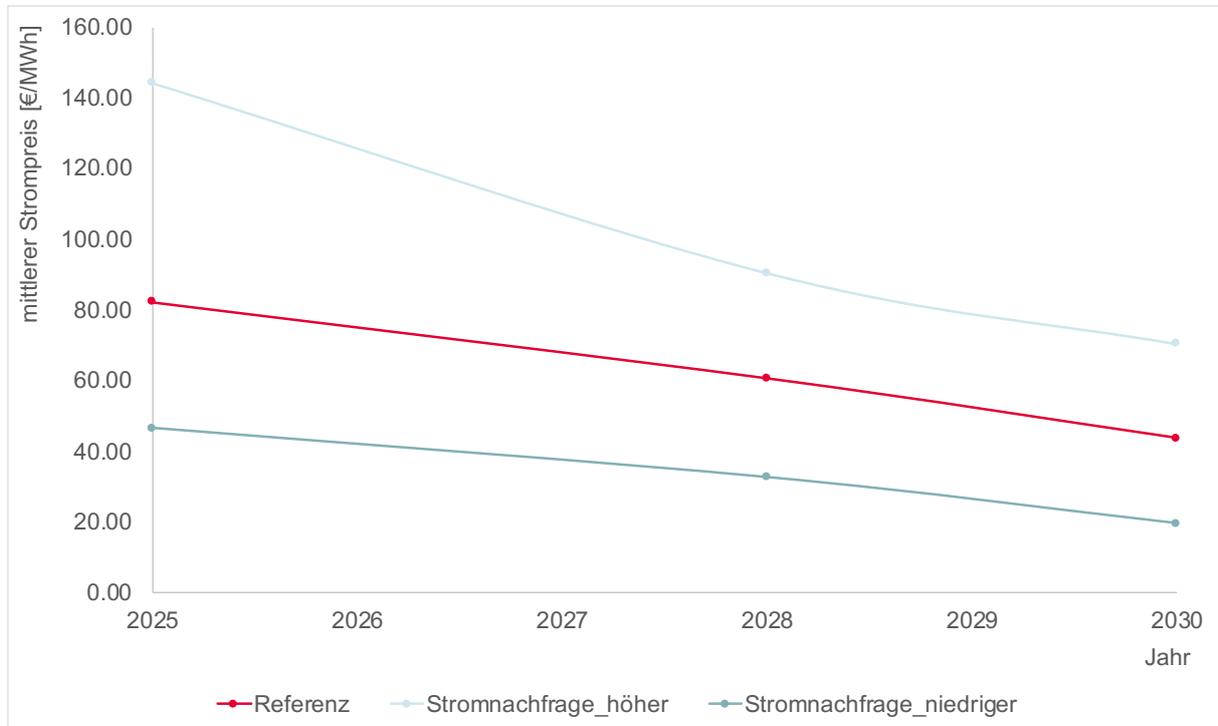


Abbildung 25: Veränderung der Strompreise bei Variation der Stromnachfrage um  $\pm 30\%$

#### 4.2.5 Auswirkung eines beschleunigten oder verlangsamen Kohleausstiegs

Um die Auswirkungen, die ein mehr oder weniger an Kohlekapazität auf den Strompreis hat, zu untersuchen, wurde der folgende Untersuchungsfall aufgesetzt. In der Referenzkonfiguration sinkt die Kapazität der Stromerzeugung aus Steinkohle zwischen 2025 und 2030 von 9.5 auf 7.2 GW, die der Braunkohle von 13 auf 9.2 GW. Im Fall „früherer Kohleausstieg“ wird die Stromerzeugungskapazität in 2025 und 2028 um 30% reduziert und in 2030 auf null gesetzt. Für den „späteren Kohleausstieg“ wird die Kohlekapazität in allen Jahren um 30% erhöht.

Die modellierten Strompreise in Abbildung 26 zeigen, dass die Variation des Kohleausstiegs nach 2025 nur sehr moderaten Einfluss hat. Die Steigerung der Kohlekapazität um 30% senkt die mittleren Strompreise in 2025 um 19%, verliert danach allerdings schnell an Einfluss und hat in 2030 lediglich noch einen preismindernden Effekt von ca. 0,5%. Das ist damit zu begründen, dass Kohlekraftwerke in diesem Jahr den „hinteren“ Teil der Merit-Order bilden und äußerst selten preissetzend sind. Die Anzahl der Stunden, in denen Kohlekraftwerke den Strommarktpreis bestimmen, steigt gegenüber der Referenz in 2030 (430 Stunden) nur leicht auf 480 Stunden. Zum Vergleich: In 2025 sind Kohlekraftwerke noch in 2800 Stunden preissetzend.

Eine Verringerung der Kohlekapazität führt in allen Jahren zu einer leichten Preissteigerung gegenüber der Referenzentwicklung.

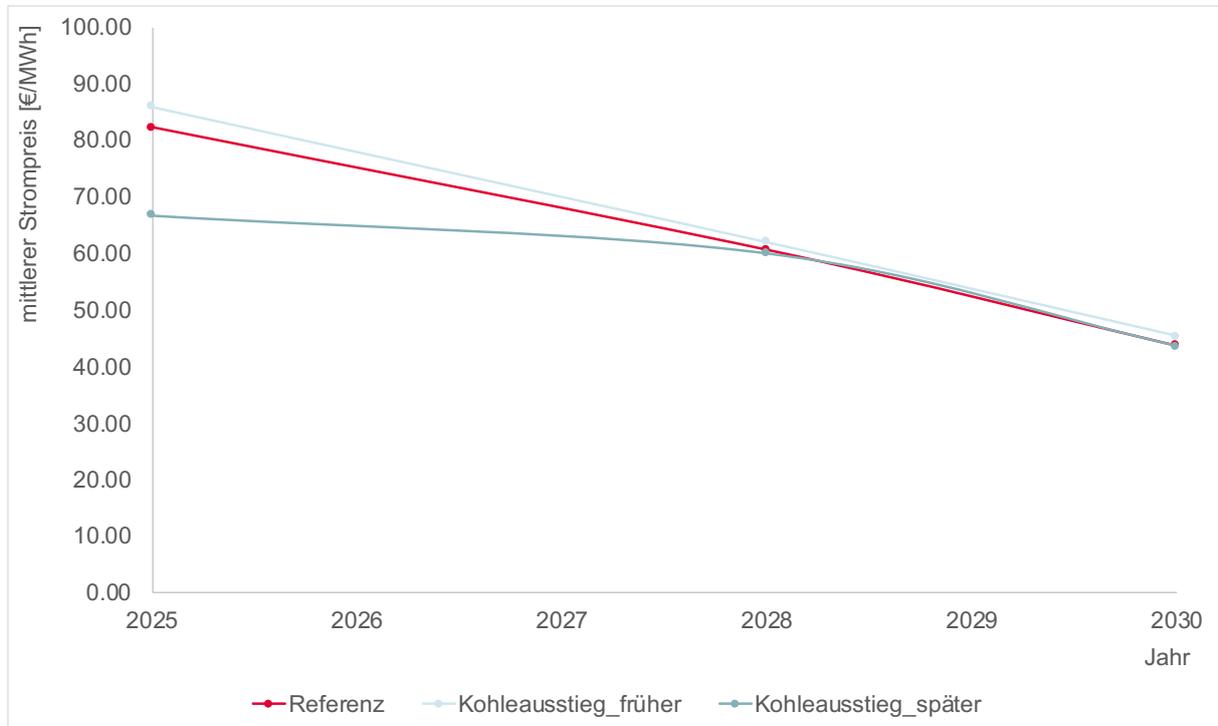


Abbildung 26: Veränderung der Strompreise bei vorgezogenem oder verzögerten Kohleausstieg

#### 4.2.6 Auswirkung eines veränderten CO<sub>2</sub>-Preises

Für diese Fallstudie wird der CO<sub>2</sub>-Preis um  $\pm 30\%$  gegenüber der Referenzentwicklung variiert. Die modellierten Strompreise (siehe Abbildung 27) zeigen, dass diese Veränderung eine nahezu konstante Differenz von etwa 8 €/MWh zur Folge hat. In Relation zur Referenz beträgt die Veränderung  $\pm 10$  bis 16%.

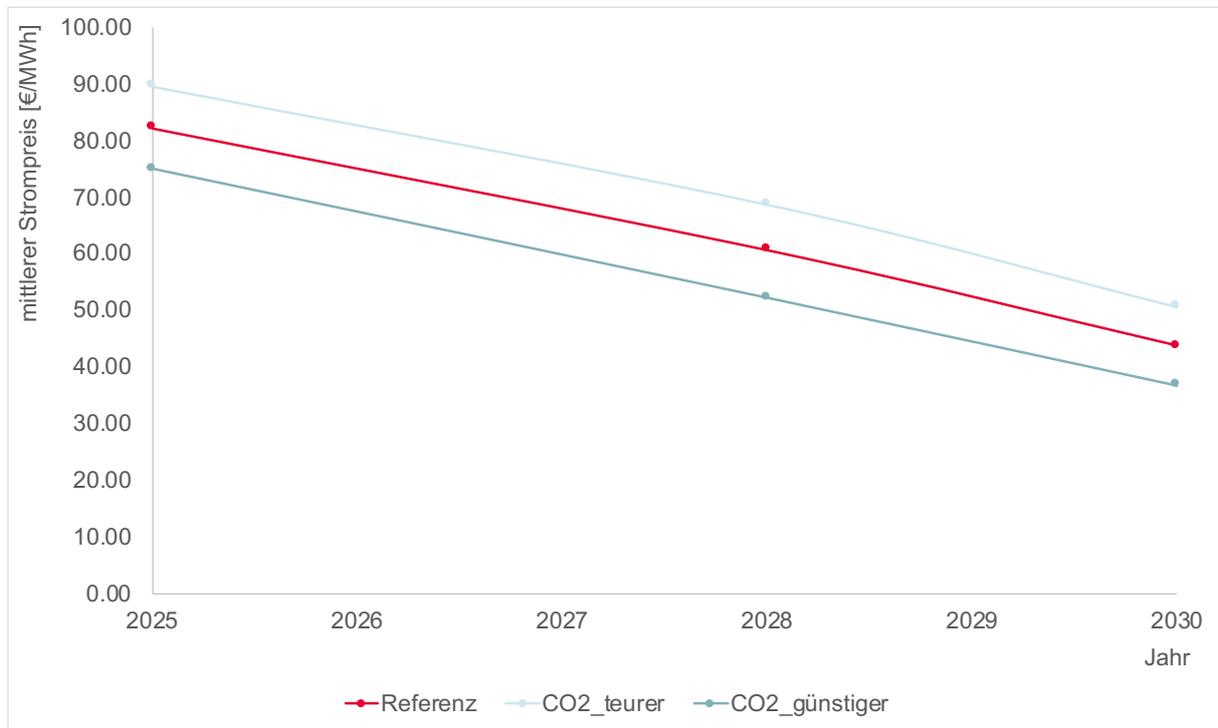


Abbildung 27: Veränderung der Strompreise bei Variation des CO<sub>2</sub>-Preises um  $\pm 30\%$

Die Veränderung der Merit-Order-Kurve, die dieser Änderung zugrunde liegt, ist in Abbildung 28 beispielhaft für 2030 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die CO<sub>2</sub>-Preise im vorderen Bereich bis 40 GW zu einer Parallelverschiebung der Merit-Order führen. Dieser Bereich wird durch Erdgaskraftwerke mit ähnlicher Effizienz geprägt. Im Bereich über 40 GW kommt die unterschiedliche Effizienz der Kohlekraftwerke zum Tragen, so dass die Merit-Order Kurve dort in ihrem Verlauf etwas unterschiedlicher ist.

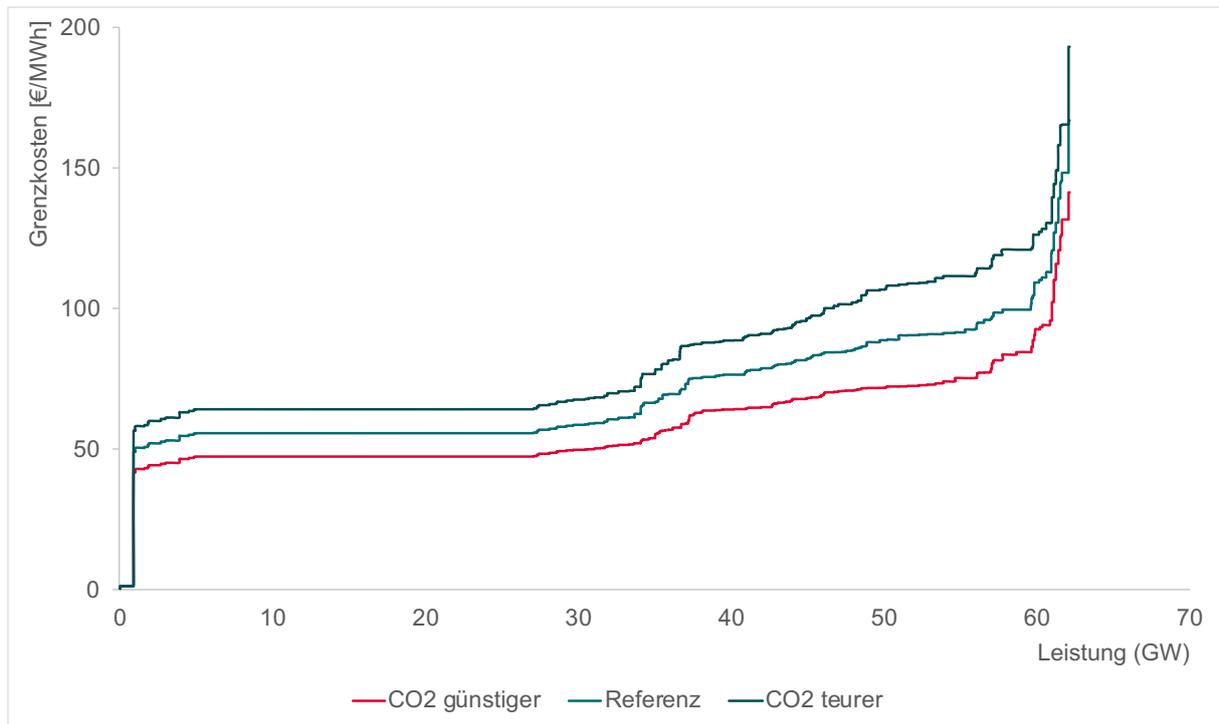


Abbildung 28: Veränderung der Merit-Order bei Variation des CO<sub>2</sub>-Preises um ±30%

## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In dem vorliegenden Arbeitspapier wurden differenzierte Treiberanalysen mit dem WI-Merit-Order-Tool durchgeführt und existierende Strompreisszenarien auf die Wirkungen verschiedener Treiber hin ausgewertet. Die Wirkungsrichtungen der Treiber aus den Strompreisszenarien konnten mit dem WI-Merit-Order-Tool bestätigt werden, aus dem darüber hinaus weitergehende Schlüsse abgeleitet werden konnten. Im Zusammenspiel beider Analysemethoden zeigt sich, dass ...

- ... die Höhe der Stromnachfrage signifikanten Einfluss auf die Strompreise hat. Die Auswirkung ist umso stärker, je geringer der Anteil Erneuerbarer Energien ist oder je höher die Energieträgerpreise sind.
- ... der Ausbau der Erneuerbaren Energien stark preisdämpfend ist und ein verzögerter Ausbau zu höheren Strompreisen führt. Wird dabei PV überproportional gegenüber Windenergie ausgebaut, ändert das nicht den mittleren Strompreis, aber führt zu einer höheren Fluktuation der Preise.
- ... Erdgaspreise einen signifikanten Einfluss auf die Strompreise haben. Dieser Einfluss wird mit der Zeit geringer, da Erdgaskraftwerke durch die Veränderung der Merit-Order bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen weniger häufig preissetzend sind.
- ... der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate sich auf die Reihung der Kraftwerke in der Merit-Order auswirkt. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis zeigt sich außerdem in einer proportionalen Änderung des Strompreises.
- ... die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken kaum Einfluss auf den Strompreis gehabt hätte.
- ... eine höhere Kapazität an Kohlekraftwerken nur kurzfristig preismindernd wirken würde.

Schlussfolgernd zu den durchgeführten Analysen lässt sich festhalten, dass ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren Energien die Vulnerabilität der Strompreise abmildern kann, da er die Auswirkungen höherer Stromnachfragen oder höherer Energieträgerpreise reduziert.

Das neu entwickelte WI-Merit-Order-Tool bietet eine Möglichkeit, Analysen zu den Auswirkungen verschiedener Entwicklungen schnell, flexibel und zielgerichtet durchzuführen, ohne ein komplexes Modellierungsinstrumentarium dafür nutzen zu müssen. Es ist eine Vielzahl an weiteren Untersuchungen möglich, die beispielsweise auch in partizipativen Workshops durchgeführt werden können.

## Literaturverzeichnis

- BEE. (2021). *Neues Strommarktdesign*. [https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie\\_BEE\\_final\\_Stand\\_14\\_12\\_2021.pdf](https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf)
- EWI. (2022). *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*. [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/EWI-Studie\\_Preisentwicklung-von-Energietraegern\\_220714.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220714.pdf)
- IEA. (2021). *World Energy Outlook 2021*. *International Energy Agency*, 386.
- Mier, M. (2022). *Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima*. <https://www.ifo.de/publikationen/2022/aufsatz-zeitschrift/erdgas-und-strompreise-gewinne-laufzeitverlaengerungen>
- vbw / Prognos. (2022). *Strompreisprognose 2022*. <https://www.prognos.com/de/projekt/strompreisprognose-2022>
- vbw / Prognos. (2023). *Strompreisprognose 2023*. [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Freizugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw\\_Strompreisprognose\\_Juli-2023-3.pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Freizugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Strompreisprognose_Juli-2023-3.pdf)
- Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft. (2023). *Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045—Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW*. [https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse\\_SCI4climate.NRW/Szenarien/2023/treibhausgasneutralitaet-in-deutschland-bis-2045-szenario-cr-sci4climate.nrw.pdf](https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2023/treibhausgasneutralitaet-in-deutschland-bis-2045-szenario-cr-sci4climate.nrw.pdf)